

«DIMRUS»

Организация диагностического мониторинга  
высоковольтного оборудования.  
Перевод оборудования на обслуживание по  
техническому состоянию.

## Оглавление

1. Общее описание комплексной системы диагностического мониторинга энергетического предприятия. ....	6
1.1. Состав оборудования и методов диагностики для системы мониторинга энергетического предприятия.....	6
1.2. Требования к методам диагностики технического состояния оборудования, используемым в системах мониторинга оборудования подстанций. ....	7
1.3. Критерии для выбора комплексной системы мониторинга энергетического объекта. ....	9
2. Системы диагностического мониторинга и оценки технического состояния силовых трансформаторов. ....	10
2.1. Основные требования к функциональным свойствам систем диагностического мониторинга силовых трансформаторов 110 кВ. ....	10
2.1.1. Мониторинг влагосодержания и концентрации растворенных газов в масле трансформатора.....	10
2.1.2. Мониторинг технического состояния и изоляции высоковольтных вводов трансформатора.....	10
2.1.3. Мониторинг частичных разрядов в высоковольтных вводах и главной изоляции трансформатора.....	11
2.1.4. Мониторинг тепловых режимов работы трансформатора и управления системой охлаждения. ....	11
2.1.5. Система мониторинга состояния РПН трансформатора.....	11
2.1.6. Мониторинг технологических параметров работы трансформатора. ....	11
2.1.7. Контроль изменения формы обмоток трансформатора после протекания сквозных токов короткого замыкания. ....	12
2.2. Техническая реализация систем диагностического мониторинга силовых трансформаторов.....	12
2.3. Техническое описание систем мониторинга трансформаторов, разработки фирмы «DIMRUS». ....	14
2.4. Выбор технических требований к первичным датчикам систем мониторинга силовых трансформаторов.....	15
2.4.1. Первичные датчики системы ТИМ-3. ....	15
2.4.2. Первичные датчики системы TDM. ....	16
3. Системы мониторинга коммутационного оборудования. ....	19
3.1. Основные требования к системам диагностического мониторинга высоковольтного коммутационного оборудования. ....	19
3.1.1. Мониторинг остаточного коммутационного ресурса главных контактов. ....	20
3.1.2. Мониторинг технического состояния привода выключателя. ....	20
3.1.3. Мониторинг технического состояния изоляционной системы выключателя. ....	21
3.1.4. Мониторинг специфических технологических параметров, связанных с особенностями конструкции коммутационного оборудования. ....	22
3.2. Техническая реализация систем диагностического мониторинга коммутационного оборудования.....	22
3.2.1. Индивидуальные системы мониторинга коммутационного оборудования. ....	23
3.2.2. Комплексный мониторинг коммутационного оборудования, в составе КРУ и комплектных подстанций. ....	24
3.3. Технические требования к параметрам регистрации и датчикам систем мониторинга коммутационных аппаратов.....	25

4. Системы диагностического мониторинга изоляции высоковольтных кабельных линий. ....	26
4.1. Основные требования к методам диагностики состояния высоковольтных кабельных линий. ....	26
4.1.1. Мониторинг температурных режимов работы кабельных линий. ....	26
4.1.2. Мониторинг технического состояния изоляции кабельных линий на основании измерения частичных разрядов. ....	26
4.1.3. Определение мест возникновения дефектов в изоляции кабельных линий под рабочим напряжением. ....	28
4.2. Техническая реализация систем диагностического мониторинга кабельных линий. ....	29
4.3. Техническая реализация систем диагностического мониторинга кабельных линий. ....	30
4.3.1. Система мониторинга кабельных линий, отходящих от одного КРУ, прибор CDM-30. ....	30
4.3.2. Система мониторинга кабельной линии 110 кВ с использованием синхронизации приборов «OVM-3» по оптической линии. ....	31
4.3.3. Система мониторинга двух кабельных линий 110 кВ с использованием синхронизации приборов от сигналов GPS. ....	32
5. Системы мониторинга состояния изоляции для воздушных линий электропередачи. ....	33
5.1. Основные требования к системам мониторинга воздушных линий. ....	33
5.1.1. Мониторинг состояния подвесной изоляции воздушных линий по уровню и распределению частичных разрядов. ....	34
5.1.2. Локация мест возникновения дефектов в подвесной изоляции воздушных линий различного напряжения. ....	35
5.1.3. Регистрация импульсных перенапряжений и коротких замыканий в воздушных линиях, локация мест возникновения КЗ и обрывов. ....	35
5.2. Техническая реализация систем диагностического мониторинга воздушных линий. ....	36
5.2.1. Оборудование для мониторинга технического состояния подвесной изоляции ЛЭП и поиска мест возникновения дефектов. ....	36
5.2.2. Первичные датчики и способы их монтажа. ....	37
5.3. Практические примеры реализации систем диагностического мониторинга воздушных линий. ....	37
5.3.1. Система мониторинга воздушной линии 10 кВ. ....	37
5.3.2. Система мониторинга воздушной линии 110 – 750 кВ. ....	39
6. Требования к системам диагностического мониторинга высоковольтных электрических машин. ....	40
6.1. Основные требования к системам диагностического мониторинга изоляции электрических генераторов и двигателей. ....	40
6.1.1. Диагностика технического состояния обмотки статора. ....	40
6.1.2. Мониторинг состояния изоляции ротора синхронной электрической машины. ....	41
6.1.3. Определение качества крепления обмоток в пазу, в лобовых частях, определение качества прессовки пакета статора. ....	42
6.2. Техническая реализация систем диагностического мониторинга высоковольтных электрических машин. ....	43
6.2.1. Первичные датчики для измерения частичных разрядов в изоляции электрических машин. ....	44
6.2.2. Система мониторинга параметров высоковольтных электродвигателей. ....	46

6.2.3. Система мониторинга и диагностики состояния изоляции крупных электрических машин, турбо и гидрогенераторов. ....	47
7. Требования к системам мониторинга измерительных трансформаторов тока и напряжения, ограничителей перенапряжений.....	48
7.1. Основные требования к системам диагностического мониторинга измерительных трансформаторов тока. ....	48
7.1.1. Методы и технические средства диагностики состояния измерительных трансформаторов тока. ....	48
7.1.2. Методы и технические средства диагностики состояния измерительных трансформаторов напряжения. ....	48
7.2. Основные требования к системам диагностического мониторинга измерительных трансформаторов напряжения. ....	48
7.1.1. Методы и технические средства диагностики состояния измерительных трансформаторов тока. ....	48
7.3. Основные требования к системам мониторинга ограничителей перенапряжений - ОПН. ....	49
8. Организация периодического мониторинга высоковольтного электротехнического оборудования. ....	50
8.1. Использование переносных приборов для организации периодического мониторинга состояния оборудования. ....	50
8.2. Использование приборов регистрации электромагнитного излучения на подстанции для организации периодического контроля изоляции. ....	51
9. Техническая реализация мониторинга оборудования высоковольтных энергетических объектов. ....	52
9.1. Универсальное решение для организации стационарного мониторинга высоковольтного оборудования энергетического предприятия. ....	52
9.2. Типовое решение для организации стационарного мониторинга оборудования подстанции 110/10 кВ.....	53
9.3. «PGU-DM» - типовое решение для организации мониторинга состояния изоляции для энергоблока электростанции. ....	55
9.4. Типовое решение для организации мониторинга состояния изоляции по величине электромагнитного излучения от дефектов. ....	56

## Введение.

В настоящее время в эксплуатации используются различные системы мониторинга высоковольтного энергетического оборудования, отличающиеся по своему исполнению, назначению, стоимости и т. д. Такое диагностическое оборудование выпускается рядом отечественных и зарубежных фирм.

В основном, все существующие системы мониторинга (как позиционируют их на рынке фирмы – производители) можно разбить на три основные группы, классифицируя их по реализуемой целевой функции. Это:

- Системы технологического и эксплуатационного мониторинга. Это системы диспетчерского и местного управления режимами работы энергетического оборудования. Цель работы таких систем – реализация технологического назначения оборудования.

- Системы автоматической защиты и блокировки. Это системы аварийного отключения и защиты, предназначенные для снижения ущерба от аварийных режимов работы.

- Системы диагностического мониторинга. Целью создания таких систем является предотвращение возможности возникновения аварийных режимов в энергетическом оборудовании. При помощи систем диагностического мониторинга решается задача эффективного управления эксплуатацией и ремонтом оборудования. В зарубежной литературе для них даже существует специальный термин «Life Management» - управление жизнью оборудования.

Системами управления технологического режимами работы оборудования, и системами РЗА, различного уровня, в настоящее время оснащено практически все эксплуатируемое высоковольтное оборудование.

Следующим шагом, повышающим надежность работы энергетического оборудования, активно реализуемым при создании современных «необслуживаемых энергетических предприятий», является внедрение систем диагностического мониторинга, позволяющих минимизировать затраты на обслуживание, дистанционно управлять техническим состоянием и сроком жизни оборудования.

Данный документ посвящен:

- Определению основных, экономически обоснованных, требований к системам диагностического мониторинга высоковольтного оборудования энергетических предприятий. Только такой оптимальный подход позволяет существенно повысить надежность энергоснабжения потребителей, уменьшить затраты на эксплуатацию, и снизить аварийность и работы энергетического оборудования.

- При описании технических средств разработки фирмы «DIMRUS» основной акцент делается на возможности создания комплексных систем мониторинга, для полных технологических цепей энергетических предприятий. Предполагается «охватывать» системами «on-line» диагностики все основные элементы технологической цепи преобразования и распределения электрической энергии.

- Сделана попытка для всего оборудования максимально использовать диагностическую продукцию российской фирмы «DIMRUS». Такой подход может обеспечить максимальную эффективность работы системы мониторинга, благодаря унификации используемых технических и программных средств.

Фирма «ДИМРУС» производит уникальный набор систем мониторинга всего основного энергетического высоковольтного оборудования, являясь лидером не только на российском, но и на мировом рынке систем мониторинга. В каждом разделе обзора, относящемся к одному типу высоковольтного оборудования, делается попытка дать информацию об имеющейся продукции других, отечественных или зарубежных фирм, если она соответствует определению «диагностическая система мониторинга».

## 1. Общее описание комплексной системы диагностического мониторинга энергетического предприятия.

Какое бы энергетическое предприятие мы не рассматривали, пусть это будет электростанция любого типа, транзитная подстанция, понижающая и распределительная подстанция, она включает в себя достаточно ограниченный круг высоковольтного энергетического оборудования. Основными типами такого оборудования являются:

- Силовые маслонаполненные трансформаторы.
- Электрические машины (генераторы и высоковольтные электродвигатели).
- Коммутационное оборудование различных типов.
- Кабельные и воздушные линии.
- Вспомогательное оборудование – измерительные трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжений и т. д.

Комплексная система диагностического мониторинга всего энергетического предприятия должна состоять из набора систем мониторинга для отдельных единиц оборудования. Результаты работы всех этих систем должны интегрироваться в единое диагностическое заключение, определяющее общее состояние объекта.

### 1.1. Состав оборудования и методов диагностики для системы мониторинга энергетического предприятия.

Выход из строя любого высоковольтного аппарата единой технологической цепи энергетического предприятия приводит, как минимум к ограничению, а чаще всего к отключению потребителей электрической энергии. В современных экономических условиях это приводит к санкциям от пострадавших потребителей.

Все высоковольтные аппараты единой цепи технологически важны, но существенно различаются по своему месту, функциональному назначению, по своей технической сложности и стоимости.

Высоковольтное оборудование энергетического предприятия, на котором предполагается установка систем диагностического мониторинга, должны отвечать следующим основным требованиям:

- Оборудование должно иметь сравнительно высокую стоимость. Это предполагает, что замена вышедшего из строя такого оборудования потребует от персонала энергетического предприятия больших материальных и временных затрат.
- Потери от недопоставки электрической энергии, возникшие при выходе из строя такого оборудования, должны быть значительными.
- Диагностическое обследование такого оборудования в процессе работы, в режиме «on-line», не может быть оперативно и надежно произведено переносными средствами диагностики, или требует очень дорогостоящего диагностического оборудования.

Основное технологическое оборудование энергетических предприятий, нуждающееся в оснащении диагностическими системами мониторинга, приведено в таблице 1.1. В этой же таблице сделана попытка перечислить наиболее ответственные параметры высоковольтного оборудования, нуждающиеся в диагностическом мониторинге.

Таблица 1.1.

№	Тип высоковольтного оборудования	Параметры состояния, нуждающиеся в стационарном контроле	Прим.
1	Силовые маслонаполненные трансформаторы.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Состояние изоляции обмоток.</li> <li>- Состояние масла.</li> <li>- Состояние вводов.</li> <li>- Состояние РПН.</li> </ul>	

2	Коммутационное оборудование	- Остаточный коммутационный ресурс главных контактов. - Состояние привода. - Состояние изоляции.	
3	Кабельные линии	- Состояние изоляции линии. - Состояние соединительных муфт.	
4	Воздушные линии	- Состояние подвесной изоляции. - Контроль импульсных и грозовых перенапряжений.	
5	Измерительные трансформаторы тока и напряжения	- Состояние изоляции ТТ и ТН. - Состояние вводов.	
6	Ограничители перенапряжений	- Величина тока проводимости. - Гармоники в токе проводимости.	
7	Высоковольтные электрические машины	- Состояние изоляции статора. - Вибрационные параметры опорных подшипников и пакета статора.	

Установка систем мониторинга, особенно диагностического мониторинга, на «более простом» и дешевом оборудовании понижающей, или распределительной подстанции, экономически нецелесообразно. Например, не следует создавать и использовать системы Мониторинга, предназначенные для монтажа на разъединителях, опорных изоляторах, и т. д. Такие экономические затраты никогда не окупятся.

В зависимости от мощности контролируемого оборудования, его технологической значимости, а также от ряда других параметров, состав диагностических средств системы мониторинга может значительно изменяться. Они могут включать в себя контроль всех параметров состояния, перечисленных в таблице 1.1., или выборочно, только наиболее важные. Возможны специальные случаи поставки систем мониторинга для наиболее ответственного высоковольтного оборудования, когда перечень используемых в них методов диагностики может быть расширен.

Следует правильно понимать, что существует практически прямая связь (если даже не квадратичная) между количеством используемых в системе мониторинга методов диагностики, и полной стоимостью ее поставки, и суммарных затрат на монтаж и эксплуатацию системы мониторинга.

## 1.2. Требования к методам диагностики технического состояния оборудования, используемым в системах мониторинга оборудования подстанций.

Внедрение в практику эксплуатации систем диагностического мониторинга практически всегда приводит к переосмысливанию, как используемых методов диагностики, так и применяемой нормативной базы. В основном это обусловлено переходом на другую, более современную систему обслуживания оборудования, называемую «обслуживанием по текущему техническому состоянию», реализуемую на работающем оборудовании.

В первую очередь, это касается используемых методов диагностики технического состояния высоковольтного оборудования, которые должны работать в режиме «on-line», под рабочим напряжением. Общие три требования к таким оперативным методам диагностики состояния оборудования, которые можно использовать в системах постоянного мониторинга, можно сформулировать следующим образом.

1.2.1. Используемые в системах мониторинга методы диагностики должны работать в режиме «on-line», т. е. они должны позволять проводить оперативную оценку состояния ра-

ботающего оборудования. Это очень существенное ограничение, так как большинство обычно используемых, традиционных методов диагностики, предполагает использование в режиме «off-line», т. е. на выведенном из работы оборудовании.

Для использования в системах мониторинга больше всего подходят современные методы диагностики, специально разработанные для этих целей. Для практического применения этих методов обычно необходимо использовать средства микропроцессорной и вычислительной техники.

Желательное, а точнее говоря обязательное, применение в системах мониторинга методов оперативной диагностики (автоматизированных экспертных систем) поднимает целый ряд дополнительных проблем. Большая часть этих проблем связана с нормированием выходной информации. Чаще всего приходится решать следующие вопросы:

- Значения параметров состояния высоковольтного оборудования, определенные в режиме «on-line», часто отличаются от их значений, полученных в режиме «off-line», и нормируемых заводами - изготовителями. Наиболее известным примером этого является процедура расчета тангенса угла вводов, результатом которой являются различные значения под рабочим напряжением, и при приложении пониженного испытательного напряжения.

- Необходимость использования новых, синтезированных параметров состояния высоковольтного оборудования. Это вызывается невозможностью измерения некоторых важных, стандартно определяемых в эксплуатации технических параметров, под рабочим напряжением. Физический смысл каждого нового параметра состояния, который может быть определен системой мониторинга в режиме «on-line», приходится специально оговаривать и объяснять эксплуатационному персоналу.

- Все существенно усложняется отсутствие нормативной базы для новых, синтезированных параметров, и стандартных параметров, но определенных под рабочим напряжением. По этой причине достаточно часто приходится использовать техническое состояние оборудования, определенное на момент включения системы мониторинга в работу, как базовое, «бездефектное». Это часто является еще одной причиной проведения предварительного обследования оборудования традиционными методами и средствами, перед включением в работу системы диагностического мониторинга.

1.2.2. Возможность дополнения информации от первичных датчиков системы мониторинга данными периодических испытаний, проводимых ремонтным персоналом на контролируемом высоковольтном оборудовании.

Такая возможность должна быть всегда предусмотрена во всех системах диагностического мониторинга. Она позволяет повысить информативность итоговых экспертных заключений, и, частично, снизить затраты на внедрение систем мониторинга.

1.2.3. Каждый используемый в системе мониторинга метод диагностики состояния оборудования должен быть оснащен встроенной экспертной системой, работающей, в идеальном случае, в автоматическом режиме.

Такое требование определяется практическим назначением систем диагностического мониторинга, когда диагностическое заключение (!) о текущем техническом состоянии оборудования должно оперативно формироваться «on-site» (на месте), и должно быть сразу же доступно оперативному и ремонтному персоналу предприятия. Системы мониторинга, выходной информацией которых является просто набор данных от первичных датчиков, потенциально имеют право на жизнь, но практическая полезность их применения вызывает большие сомнения.

Наиболее важным элементом системы диагностического мониторинга единой технологической цепи энергетического предприятия является экспертная система верхнего уровня. Именно эта система должна интегрировать информацию от нескольких методов диагностики,



работающих с определенной единицей оборудования. Высшим уровнем экспертной оценки состояния контролируемого оборудования, в соответствии с целевой функцией системы, является интегральная оценка всего оборудования подстанции.

Только на основании этой, сравнительной, оценки всего энергетического оборудования можно будет решить самую главную задачу диагностического мониторинга - выявить критические в единой технологической цепи всего энергетического объекта. Только на основании работы интегральной экспертной диагностической системы высшего уровня формируется сравнительное заключение о техническом состоянии каждого звена контролируемой подстанции, что является наиболее важным. Только таким образом должны планироваться все ремонтные и сервисные работы, когда будут практически обоснованно приниматься решения о вложении средств в модернизацию оборудования.

Только такие системы диагностического мониторинга, оснащенные многоуровневыми экспертными системами, могут решить свою основную задачу – предупредить возникновение аварийных режимов работы высоковольтного оборудования.

### 1.3. Критерии для выбора комплексной системы мониторинга энергетического объекта.

Основными критериями, используемыми для выбора конфигурации системы мониторинга для понижающей подстанции, что определяет ее стоимость, являются экономические и технические параметры. Это:

- Оценка возникновения экономических рисков при «пропуске» аварийных ситуаций, возникших из-за отсутствия системы диагностического мониторинга высоковольтного оборудования.

- Статистика повреждаемости элементов высоковольтного оборудования, данного типа и данной марки. Эта информация позволяет оптимизировать набор методов и средств, необходимых для конкретной системы диагностического мониторинга.

- Сравнительная оценка стоимости системы мониторинга со стоимостью системы обслуживания по типу: «стандартное обслуживание + периодическое комплексное обследование трансформатора».

На основании анализа всех этих критериев, ниже приведена информация о системах диагностического мониторинга высоковольтного оборудования энергетических объектов. Как уже указывалось выше, во всех обзорах акцент делается на диагностическое оборудование производства фирмы «DIMRUS». В настоящее время ни одна фирма в мире не может предложить такого полного набора оборудования, охватывающего все основное энергетическое оборудование предприятий производства и распределения электрической энергии.

## 2. Системы диагностического мониторинга и оценки технического состояния силовых трансформаторов.

В настоящее время на практике используются, и внедряются, различные системы мониторинга силовых трансформаторов, отличающиеся по своему исполнению, назначению, стоимости и т. д. Разработчиками таких систем являются несколько отечественных и зарубежных фирм.

Наиболее эффективные разработки в этом направлении производятся фирмой «DIMRUS», в них максимально полно реализованы принципы организации диагностического мониторинга на основе самых современных технических и программных средств.

### 2.1. Основные требования к функциональным свойствам систем диагностического мониторинга силовых трансформаторов 110 кВ.

В этом разделе приведено краткое описание современных, наиболее эффективных методов и средств технической диагностики и оценки состояния, использование которых желательно, и возможно, в системах диагностического мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

#### 2.1.1. Мониторинг влагосодержания и концентрации растворенных газов в масле трансформатора.

От состояния масла в баке трансформатора в максимальной степени зависит состояние изоляционной системы, и надежность работы трансформатора. Наиболее важно контролировать влагосодержание в масле. От этого в значительной степени зависят изоляционные свойства масла.

Наличие растворенных газов в масле обычно говорит о наличии дефектов внутри трансформатора. Это тоже важный диагностический признак. Анализ комбинаций нескольких растворенных газов позволяет дифференцировать тип возникшего внутри трансформатора дефекта.

При принятии решения о необходимости установки стационарных приборов для контроля параметров масла необходимо понимать следующее. Стандартно проводятся периодические анализы на влагосодержание в масле и в твердой изоляции обмоток, на состав и концентрацию растворенных газов. Такие анализы проводятся персоналом с отбором проб (периодический мониторинг), и решают большую часть проблем, связанных с изменением параметров масла.

Приборы постоянного мониторинга влагосодержания и растворенных в масле газов следует применять для наиболее ответственных и мощных трансформаторов. Или же такие системы монтируются на критических трансформаторах.

#### 2.1.2. Мониторинг технического состояния и изоляции высоковольтных вводов трансформатора.

Повреждаемость высоковольтных вводов всегда является, относительно других элементов трансформатора, достаточно высокой, и по некоторым данным достигает 20 – 30 % от общего количества аварий трансформаторов. По этой причине в состав всех систем диагностического мониторинга трансформаторного оборудования обязательно должны входить первичные датчики и необходимое оборудование для измерения тангенса угла потерь и емкости С1 вводов в режиме «on-line».

Данное заключение о необходимости использования систем мониторинга справедливо как для маслonaполненных вводов, так и современных вводов с RIP изоляцией. Вводы с та-

кой изоляцией также повреждаются, правда, ущерб от аварий трансформаторов, по причине выхода из строя вводов, обычно существенно меньше.

### 2.1.3. Мониторинг частичных разрядов в высоковольтных вводах и главной изоляции трансформатора.

Оперативная диагностика состояния изоляции вводов и обмоток трансформатора по уровню и распределению частичных разрядов является, сравнительно, новым методом. В настоящее время метод достаточно апробирован, и можно говорить о его практической эффективности, и особенно о высокой чувствительности к дефектам на самых ранних стадиях их развития. Этот метод следует всегда включать в состав систем диагностического мониторинга трансформаторного оборудования.

Необходимо только серьезно подойти к выбору поставщика диагностического оборудования, предназначенного для проведения измерений и анализа распределения частичных разрядов в изоляции трансформатора. Используемое диагностическое оборудование должно быть максимально защищено от воздействия высокочастотных помех, уровень которых в энергосистемах очень велик. От эффективности работы системы отстройки от помех будет во многом зависеть достоверность получаемых результатов.

### 2.1.4. Мониторинг тепловых режимов работы трансформатора и управления системой охлаждения.

Для силовых трансформаторов понижающих подстанций измерение температуры бака является обязательным. Все эксплуатируемые в настоящее время силовые трансформаторы имеют в составе средств контроля и РЗА несколько датчиков температуры, показывающие приборы, и даже системы блокировки.

Данные о температуре бака трансформатора необходимы в системе диагностического мониторинга для двух целей. Во-первых, для выявления тренда изменения температуры бака, в зависимости от текущих технологических параметров, и, во-вторых, для уточнения диагностических заключений для тех параметров, которые имеют общий тренд с температурой бака трансформатора.

### 2.1.5. Система мониторинга состояния РПН трансформатора.

Надежность работы системы регулирования напряжения понижающих трансформаторов под нагрузкой (РПН) во многом определяет качество электроснабжения потребителей. В современных экономических условиях важность этого параметра существенно возрастает, что обусловлено ужесточением требований к качеству электроснабжения промышленных и бытовых потребителей. По этой причине растет количество трансформаторов, в которых ведется мониторинг состояния РПН.

Особенно важно использование системы диагностического мониторинга РПН для тех трансформаторов, которые работают в режиме автоматического поддержания напряжения на стороне подключения внешнего потребителя электрической энергии. Если все коммутации РПН производятся персоналом, причем в самом минимальном объеме (ограниченном должностной инструкцией), то система мониторинга РПН не является обязательной.

### 2.1.6. Мониторинг технологических параметров работы трансформатора.

Обычно все технологические параметры работы трансформатора интегрируются в системе АСУ-ТП. В системе диагностического мониторинга понижающих трансформаторов необходимо контролировать (дублировать) только те параметры, которые влияют на точность диагностических заключений.

Эту же технологическую информацию, с целью удешевления внедряемой системы мониторинга, можно получать по имеющимся каналам связи от систем диспетчерского управления верхнего уровня и РЗА.

### 2.1.7. Контроль изменения формы обмоток трансформатора после протекания сквозных токов короткого замыкания.

Если через контролируемый силовой трансформатор достаточно часто протекают токи сквозных коротких замыканий, или же если амплитуда этих сквозных токов КЗ имеет опасное, с точки зрения электродинамической устойчивости обмотки, значение, то в систему диагностического мониторинга должна входить подсистема оперативного контроля изменения формы обмоток после протекания токов короткого замыкания.

Определение изменения формы обмоток, наиболее просто, может быть произведено на основании сравнения суммы фазных токов и тока нулевой последовательности в нейтрали трансформатора. Других, практически приемлемых для использования в системах диагностического мониторинга, способов контроля этого важного параметра трансформатора, без вывода трансформатора из работы, на практике нет.

## 2.2. Техническая реализация систем диагностического мониторинга силовых трансформаторов.

В зависимости от мощности контролируемого силового трансформатора, места его установки и технологического назначения, система диагностического мониторинга должна обладать различными свойствами, и, соответственно, ценой. Чем выше мощность, и больше технологическая значимость силового трансформатора, тем более сложной и эффективной может, и должна быть, система мониторинга.

В таблице 2.1 приведен перечень основных диагностических свойств (описанных выше), необходимых для систем диагностического мониторинга, в зависимости от мощности трансформатора. Данная классификация рассматривает наиболее общие требования к системам мониторинга, встречающиеся в практике.

Все данные в таблице приведены для систем мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов с рабочим напряжением стороны ВН в 110 кВ.

Таблица 2.1.

№	Диагностическая подсистема	Мощность трансформатора, МВА		
		менее 40	от 40, до 120	больше 120
1	Мониторинг параметров высоковольтных вводов трансформатора.	Да	Да	Да
2	Мониторинг частичных разрядов во вводах и главной изоляции.	Да	Да	Да
3	Мониторинг тепловых режимов работы трансформатора.	Да	Да	Да
4	Мониторинг технологических параметров работы трансформатора.		Да	Да
5	Мониторинг влажности и растворенных газов в масле трансформатора		Да	Да
6	Мониторинг состояния РПН трансформатора			Да
7	Система контроля формы обмоток после протекания сквозных токов короткого замыкания			Да

Техническая реализация требуемых диагностических свойств системы мониторинга силовых трансформаторов, в зависимости от выбора поставщика диагностического оборудования, может быть различной. В настоящее время на рынке достаточно много различных технических средств диагностического мониторинга, производимого отечественными и зарубежными фирмами. Все они имеют примерно одинаковое техническое название, но значительно различаются по набору реализуемых методов и средств диагностики, и, самое главное, по эффективности своей работы.

Очень важным является экономический аспект выбора системы диагностического мониторинга. В литературе имеются рекомендации по цене, для выбора системы мониторинга в процентах, от стоимости контролируемого трансформатора. Разброс этого параметра очень велик, от 2-3% в некоторых работах, до 25-30% в других. В каждом конкретном случае этот вопрос решается индивидуально, но, по нашему мнению, все равно цена системы диагностического мониторинга не может превышать значение в 5% от цены контролируемого оборудования.

В таблице 2.2 приведена информация по техническим средствам систем мониторинга силовых трансформаторов, присутствующим в настоящее время на рынке, и имеющим, сравнительно низкую стоимость. В соответствии с тем, что оборудование для систем общего мониторинга, и оборудование для контроля изоляционных параметров трансформаторного масла, производится различными фирмами, в таблице приведены данные по обоим типам диагностического оборудования.

Таблица 2.2.

Назначение оборудования	Мощность трансформатора, МВА		
	менее 40	от 40, до 120	больше 120
Диагностическое оборудование для системы мониторинга состояния трансформатора.	ТМ-3 «ДИМРУС»	ТМ-3, ТМ-9 «ДИМРУС»	TDM «ДИМРУС»
			MS 2000 «AREVA»
			DRMCC «Dynamic Ratings»
Диагностическое оборудование для мониторинга влажности и растворенных газов в масле трансформатора	-	MINITRANS «Kelman»	MINITRANS «Kelman»
	-	Callisto «Morgan Schaffer»	Callisto «Morgan Schaffer»
	-	HYDRAN «General Electric»	HYDRAN «General Electric»
		-	7X «ИНТЕРА»

Выбор конкретного типа диагностического оборудования производится пользователями в зависимости от экономических условий, наличия на предприятии уже эксплуатируемого оборудования, наличия у специалистов диагностического опыта, и конечно существующего особого мнения.

Мы еще раз хотим отметить, что системы диагностического мониторинга трансформаторного оборудования, разработки фирмы «DIMRUS», обладают уникальными свойствами, а по параметру «свойства» / «цена» не имеют аналогов на мировом рынке систем мониторинга высоковольтного оборудования.

### 2.3. Техническое описание систем мониторинга трансформаторов, разработки фирмы «DIMRUS».

В зависимости от мощности силового трансформатора система мониторинга должна обладать различными свойствами. Чем выше мощность, и выше технологическая значимость трансформатора, тем большее количество первичных датчиков необходимо установить на контролируемом трансформаторе. На выбор системы мониторинга оказывает влияние текущее техническое состояние трансформатора, срок его эксплуатации, наличие развивающихся проблем и т. д.

Основными, в линейке продукции фирмы «DIMRUS», являются следующие системы диагностического мониторинга силовых трансформаторов.

- Система ТИМ-3 предназначена для организации диагностического мониторинга, в основном, силовых трансформаторов понижающих подстанций. Это наиболее простая, «бюджетная» версия системы мониторинга.

- Система ТИМ-9 позволяет создавать системы мониторинга крупных трансформаторов, двух и трех обмоточного исполнения. Как и система ТИМ-3, она имеет жесткую конфигурацию, с заданными параметрами мониторинга и диагностики.

- Система TDM является модульной системой, позволяющей организовывать диагностический мониторинг любой сложности, применимый как для трансформаторов в одном баке, так и для групповых трансформаторов. Система TDM состоит из модулей 11 типов, которые легко собираются в единую систему мониторинга.

Все три системы разработаны на самом современном техническом и идеологическом уровне, имеют эффективный набор внешних интерфейсов связи, используемых в настоящее время при создании систем АСУ-ТП.

Основные технические особенности применения этих систем диагностического мониторинга приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3.

№	Параметр системы мониторинга	Марка системы мониторинга		
		ТИМ-3	ТИМ-9	TDM
1	Рабочее напряжение стороны ВН контролируемых трансформаторов, кВ.	110 - 330	330 - 750	330 - 750
2	Исполнение контролируемого трансформатора: 1 – в одном баке, 2 – группа отдельных фаз.	1	1	1,2
3	Максимальное количество контролируемых трехфазных обмоток трансформатора.	1	3	4 и более
4	Количество контролируемых высоковольтных вводов в трансформаторе.	3	9	12
5	Контроль системы РПН		+	+
6	Контроль элементов системы охлаждения			+

Выбор типа определенной системы, и конкретных диагностических модулей, производится на основании анализа технического задания на поставку системы диагностического мониторинга трансформаторного оборудования.

Все системы мониторинга трансформаторного оборудования имеют универсальное питание 85 – 265 В АС/DC, рассчитаны на работу в диапазоне внешних температур -40÷60 градусов, без использования системы дополнительного подогрева. При использовании систем дополнительного подогрева монтажных шкафов наши системы мониторинга могут работать практически во всех климатических зонах нашей страны.

## 2.4. Выбор технических требований к первичным датчикам систем мониторинга силовых трансформаторов.

В зависимости от мощности силового трансформатора система мониторинга должна обладать различными свойствами. Чем выше мощность, и выше технологическая значимость трансформатора, тем большее количество первичных датчиков необходимо установить на контролируемом трансформаторе.

Каждая из систем мониторинга имеет определенный набор первичных датчиков, которые можно подключить к ней. Очевидно, что чем большее количество первичных датчиков используется в системе мониторинга, тем более полное диагностическое заключение о состоянии трансформатора может быть получено. Также очевидно, что используемые датчики должны функционально дополнять друг друга, внося в систему новые диагностические возможности.

### 2.4.1. Первичные датчики системы ТИМ-3.

В таблице 2.4. приведен перечень первичных датчиков системы ТИМ-3, и их основные параметры. В таблице приведены две конфигурации набора датчиков, определяющих диагностические свойства системы мониторинга. Это минимальная и полная конфигурация системы. Специализированная конфигурация системы комплектуется первичными датчиками, достаточно редко используемыми для трансформаторов, имеющих конструктивные особенности.

Таблица 2.4.

№	Назначение датчика	Место монтажа	Тип	Интерфейс	Изготовитель	Поставка	
						Минимум	Стандарт
01	Ток ввода «А»	Верх бака фазы «А»	DB-2	I + ЧР	DIMRUS	+	+
02	Ток ввода «В»	Низ бака фазы «А»	DB-2	I + ЧР	DIMRUS	+	+
03	Ток ввода «С»	Верх бака фазы «В»	DB-2	I + ЧР	DIMRUS	+	+
04	Температура бака	Низ бака фазы «В»	Pt100	3-wire	DIMRUS		+
05	Температура	Верх бака фазы «С»	Pt100	3-wire	DIMRUS		+
06	Температура	Низ бака фазы «С»	Pt100	3-wire	DIMRUS		+
07	Вибрация	Бак фазы «А»	μP	ICP	DIMRUS		+
08	Вибрация	Бак фазы «В»	μP	ICP	DIMRUS		+
09	Вибрация	Бак фазы «С»	μP	ICP	DIMRUS		+
10	Прибор «Calisto»	Бак фазы «А»		RS-485	Покупка		+
11	Прибор «Calisto»	Бак фазы «В»		RS-485	Покупка		*
12	Прибор «Calisto»	Бак фазы «С»		RS-485	Покупка		*
12	Прибор «Calisto»	Бак фазы «С»		RS-485	Покупка		*

В таблице 2.4. приведен перечень первичных датчиков системы ТИМ-3, и их основные параметры. В таблице приведены три конфигурации набора первичных датчиков, определяющих диагностические свойства системы мониторинга. Это стандартная конфигурация системы, полная, и специализированная конфигурации. Специализированная конфигурация системы комплектуется первичными датчиками, достаточно редко используемыми для трансформаторов, имеющих конструктивные особенности.

### 2.4.2. Первичные датчики системы TDM.

Если через контролируемый силовой трансформатор достаточно часто протекают токи сквозных коротких замыканий, или же если амплитуда этих сквозных токов КЗ имеет опасное, с точки зрения электродинамической устойчивости обмотки, значение, то в систему диагностического мониторинга должна входить подсистема оперативного контроля изменения формы обмоток после протекания токов короткого замыкания.

В таблице 2.5. приведен перечень первичных датчиков системы TDM, подключаемых к модулям М0 - М6, и их основные параметры.

В таблице приведены три конфигурации набора первичных датчиков, определяющих диагностические свойства системы мониторинга. Это стандартная конфигурация системы, полная, и специализированная конфигурации. Специализированная конфигурация системы комплектуется первичными датчиками, достаточно редко используемыми для трансформаторов, имеющих конструктивные особенности.

Таблица 2.5.

№	Назначение датчика	Место монтажа	Тип	Интерфейс	Изготовитель	Поставка		
						Стандарт	Полная	Спец.
<b>М0. Модуль мониторинга (Main monitor)</b>								
S.0-01	Температура	Верх бака фазы «А»	Pt100	3-wire	DIMRUS	+	+	
S.0-02	Температура	Низ бака фазы «А»	Pt100	3-wire	DIMRUS	+	+	
S.0-03	Температура	Верх бака фазы «В»	Pt100	3-wire	DIMRUS		+	
S.0-04	Температура	Низ бака фазы «В»	Pt100	3-wire	DIMRUS		+	
S.0-05	Температура	Верх бака фазы «С»	Pt100	3-wire	DIMRUS		+	
S.0-06	Температура	Низ бака фазы «С»	Pt100	3-wire	DIMRUS		+	
S.0-07	Вибрация	Бак фазы «А»	μP	ICP	DIMRUS		+	
S.0-08	Вибрация	Бак фазы «В»	μP	ICP	DIMRUS		+	
S.0-09	Вибрация	Бак фазы «С»	μP	ICP	DIMRUS		+	
S.0-10	Прибор «Calisto»	Бак фазы «А»		RS-485	Покупка		+	
S.0-11	Прибор «Calisto»	Бак фазы «В»		RS-485	Покупка			*
S.0-12	Прибор «Calisto»	Бак фазы «С»		RS-485	Покупка			*
S.0-13	Давление ввода «А», ВН	Ввод фазы «А» ВН		4÷20 mA	Покупка			*
S.0-14	Давление ввода «В», ВН	Ввод фазы «В» ВН		4÷20 mA	Покупка			*
S.0-15	Давление ввода «С», ВН	Ввод фазы «С» ВН		4÷20 mA	Покупка			*
S.0-16	Давление ввода «А», СН	Ввод фазы «А» СН(НН)		4÷20 mA	Покупка			*
S.0-17	Давление ввода «В», СН	Ввод фазы «В» СН(НН)		4÷20 mA	Покупка			*
S.0-18	Давление ввода «С», СН	Ввод фазы «С» СН(НН)		4÷20 mA	Покупка			*
S.0-19	Температура воздуха	Шкаф TDM	Pt100	3-wire	DIMRUS	+	+	
S.0-20	Влажность окружающего воздуха	Шкаф TDM	Hm	U	DIMRUS	+	+	
S.0-21	Ток А - ВН (стандартно к М3)	Шкаф ТТ ВН	IFCT5	U	DIMRUS			*
S.0-22	Ток В - ВН (стандартно к М3)	Шкаф ТТ ВН	IFCT5	U	DIMRUS			*
S.0-23	Ток С - ВН (стандартно к М3)	Шкаф ТТ ВН	IFCT5	U	DIMRUS			*
S.0-24	Ethernet 10/100BASE-FX					+	+	



<b>М1. Модуль управления системой охлаждения трансформатора (Т Monitor).</b>								
S.1-01	Температура	Вход охладителя 1	Pt100	3-wire	DIMRUS	+	+	
S.1-02	Температура	Выход охладителя 1	Pt100	3-wire	DIMRUS	+	+	
S.1-03	Температура	Вход охладителя 2	Pt100	3-wire	DIMRUS		+	
S.1-04	Температура	Выход охладителя 2	Pt100	3-wire	DIMRUS		+	
S.1-05	Температура	Вход охладителя 3	Pt100	3-wire	DIMRUS		+	
S.1-06	Температура	Выход охладителя 3	Pt100	3-wire	DIMRUS		+	
S.1-07	Температура	Вход охладителя 4	Pt100	3-wire	DIMRUS		+	
S.1-08	Температура	Выход охладителя 4	Pt100	3-wire	DIMRUS		+	
S.1-09	Ток двигателя	Насос охладителя 1	IFCT5	U	DIMRUS		+	
S.1-10	Ток двигателя	Насос охладителя 2	IFCT5	U	DIMRUS		+	
S.1-11	Ток двигателя	Насос охладителя 3	IFCT5	U	DIMRUS		+	
S.1-12	Ток двигателя	Насос охладителя 4	IFCT5	U	DIMRUS		+	
S.1-13	Ток двигателя	Вентилятор 1 - 1	IFCT5	U	DIMRUS		+	
S.1-14	Ток двигателя	Вентилятор 2 - 1	IFCT5	U	DIMRUS		+	
S.1-15	Ток двигателя	Вентилятор 1 - 2	IFCT5	U	DIMRUS		+	
S.1-16	Ток двигателя	Вентилятор 2 - 2	IFCT5	U	DIMRUS		+	
S.1-17	Ток двигателя	Вентилятор 1 - 3	IFCT5	U	DIMRUS		+	
S.1-18	Ток двигателя	Вентилятор 2 - 3	IFCT5	U	DIMRUS		+	
S.1-19	Ток двигателя	Вентилятор 1 - 4	IFCT5	U	DIMRUS		+	
S.1-20	Ток двигателя	Вентилятор 2 - 4	IFCT5	U	DIMRUS		+	
S.1-21	Напряжение А	Шкаф 0,4 kV	ТН	U	DIMRUS		+	
<b>М2. Регистратор аварийных режимов (Fault recorder)</b>								
S.2-01	Выход РЗА № 1	Шкаф автоматике		НО	-	-	-	
S.2-02	Выход РЗА № 2	Шкаф автоматике		НО	-	-	-	
S.2-03	Выход РЗА № 3	Шкаф автоматике		НО	-	-	-	
S.2-04	Выход РЗА № 4	Шкаф автоматике		НО	-	-	-	
S.2-05	Выход РЗА № 5	Шкаф автоматике		НО	-	-	-	
S.2-06	Выход РЗА № 6	Шкаф автоматике		НО	-	-	-	
S.2-07	Выход РЗА № 7	Шкаф автоматике		НО	-	-	-	
S.2-08	Выход РЗА № 8	Шкаф автоматике		НО	-	-	-	
S.2-09	Выход РЗА № 9	Шкаф автоматике		± 200 В	-	-	-	
S.2-10	Выход РЗА № 10	Шкаф автоматике		± 200 В	-	-	-	
S.2-11	Выход РЗА № 11	Шкаф автоматике		± 200 В	-	-	-	
S.2-12	3 входа U ВН, стандартно с DB-2	Шкаф ТН ВН	IFCT5		DIMRUS		+	
S.2-13	3 входа U СН, стандартно с DB-2	Шкаф ТН СН (НН)	IFCT5		DIMRUS		+	
S.2-14	3 тока ВН, стан- дартно к МЗ)	Шкаф ТТ ВН	IFCT5		DIMRUS		+	
S.2-15	3 тока нагрузки СН (НН)	Шкаф ТТ СН (НН)	IFCT5		DIMRUS		+	
<b>М3. Модуль контроля состояния вводов (Bushing monitor)</b>								
S.3-01	Ток ввода «А»	ПИН ввода «А» ВН	DB-2	I <sub>ПР</sub> + ЧР	DIMRUS	+	+	
S.3-02	Ток ввода «В»	ПИН ввода «В» ВН	DB-2	I <sub>ПР</sub> + ЧР	DIMRUS	+	+	
S.3-03	Ток ввода «С»	ПИН ввода «С» ВН	DB-2	I <sub>ПР</sub> + ЧР	DIMRUS	+	+	
S.3-04	Ток ввода «а»	ПИН ввода «А» СН(НН)	DB-2	I <sub>ПР</sub> + ЧР	DIMRUS	+	+	
S.3-05	Ток ввода «в»	ПИН ввода «В» СН(НН)	DB-2	I <sub>ПР</sub> + ЧР	DIMRUS	+	+	
S.3-06	Ток ввода «с»	ПИН ввода «С» СН(НН)	DB-2	I <sub>ПР</sub> + ЧР	DIMRUS	+	+	
S.3-07	Ток (ВН) А	Клеммный шкаф ТТ ВН	IFCT5	U	DIMRUS	+	+	
S.3-08	Ток (ВН) В	Клеммный шкаф ТТ ВН	IFCT5	U	DIMRUS	+	+	
S.3-09	Ток (ВН) С	Клеммный шкаф ТТ	IFCT5	U	DIMRUS	+	+	

		ВН						
S.3-10	Блок изолирующих трансформаторов тока	КИВ	БИТТ		DIMRUS			+
<b>М4. Модуль регистрации частичных разрядов (PD Monitor)</b>								
S.4-01	Датчик «а» НН	Фаза «А» НН	СС-10	ЧР	DIMRUS		+	
S.4-02	Датчик «в» НН	Фаза «В» НН	СС-10	ЧР	DIMRUS		+	
S.4-03	Датчик «с» НН	Фаза «С» НН	СС-10	ЧР	DIMRUS		+	
S.4-04	Датчик нейтрали фазы «А»	Нейтраль фазы «А»	RFCT-4	ЧР	DIMRUS	+	+	
S.4-05	Датчик нейтрали фазы «В»	Нейтраль фазы «В»	RFCT-4	ЧР	DIMRUS		+	
S.4-06	Датчик нейтрали фазы «С»	Нейтраль фазы «С»	RFCT-4	ЧР	DIMRUS		+	
S.4-07	Дополнительный датчик ЧР		RFCT-4	ЧР	DIMRUS			*
S.4-08	Дополнительный датчик ЧР		RFCT-4	ЧР	DIMRUS			*
S.4-09	Дополнительный датчик ЧР		RFCT-4	ЧР	DIMRUS			*
S.4-10	Вход внешней синхронизации			U	-			
<b>М5. Модуль контроля и управления РПН (LTC Monitor)</b>								
S.5-01	Датчик вибрации	Бак РПН	μP	ICP	DIMRUS	+	+	
S.5-02	Температура РПН	Бак РПН	Pt100	3 - wire	DIMRUS	+	+	
S.5-03	Температура РПН	Бак РПН	Pt100	3 - wire	DIMRUS			*
S.5-04	Акустический датчик ЧР	Бак РПН	AS-1	U <sub>чр</sub>	Покупка	+	+	
S.5-05	Датчик положения РПН	Бак РПН		RS-485	DIMRUS	+	+	
S.5-06	Ток привода РПН	Шкаф управления РПН	IFCT5	U	DIMRUS	+	+	
S.5-07	Напряжение привода РПН	Шкаф управления РПН		U	-	+	+	
S.5-08	Напряжение обратной связи			U	-			*
<b>М6. Модуль акустической локации мест дефектов в изоляции (Location Monitor)</b>								
S.6-01	Акустический датчик ЧР	Бак трансформатора	AS-1	U <sub>чр</sub>	Покупка	+	+	
S.6-02	Акустический датчик ЧР	Бак трансформатора	AS-1	U <sub>чр</sub>	Покупка	+	+	
S.6-03	Акустический датчик ЧР	Бак трансформатора	AS-1	U <sub>чр</sub>	Покупка	+	+	
S.6-04	Акустический датчик ЧР	Бак трансформатора	AS-1	U <sub>чр</sub>	Покупка	+	+	
S.6-04	Вход синхронизации							*

Конкретный перечень используемых датчиков определяется в зависимости от типа контролируемого трансформатора, и технического задания на систему диагностического мониторинга.

### 3. Системы мониторинга коммутационного оборудования.

Первоначальная стоимость, и затраты на эксплуатацию высоковольтного коммутационного оборудования, обычно меньше, чем эти аналогичные затраты для силовых трансформаторов. По этой причине созданию систем мониторинга выключателей уделяется меньшее внимание.

Этому также способствуют две основные особенности эксплуатации коммутационного оборудования:

- Критическим моментом в работе выключателей является процесс коммутации, особенно процесс отключения максимальной мощности, обычно токов короткого замыкания в нагрузке. Именно в этот момент происходит максимальный износ и уменьшение остаточного ресурса. Прогнозировать заранее, сможет ли выключатель нормально отключить такую мощность, часто очень сложно.

- Если критических коммутаций не происходит, то износ выключателей происходит медленно, в основном за счет морального старения. В этом случае выключатели обычно не вырабатывают свой технический и коммутационный ресурс, и меняется со всем другим высоковольтным оборудованием комплектно. Надобность в использовании системы мониторинга, для таких выключателей, отпадает.

В настоящее время в составе высоковольтного оборудования энергетических предприятий используются различные типы коммутационных аппаратов. Это и классические масляные выключатели, элегазовые выключатели и КРУ, вакуумные, воздушные, и т. д. Организация системы мониторинга, для каждого типа коммутационных аппаратов, имеет свои специфические особенности, требует применения часто уникальных методов диагностики.

В данном разделе рассмотрены требования к организации мониторинга технического состояния различных коммутационных аппаратов.

#### 3.1. Основные требования к системам диагностического мониторинга высоковольтного коммутационного оборудования.

В этом разделе приведено краткое описание методов и средств диагностики, использование которых желательно в системах диагностического мониторинга выключателей и комплектных распределительных устройств.

Целью работы систем диагностического мониторинга, предназначенных для коммутационных устройств, можно сформулировать следующим образом: Это «определение функциональной возможности контролируемого оборудования провести следующий цикл коммутации отходящей линии в наиболее тяжелых, критических условиях». Исходя из стандартных технических требований, эта коммутация должна быть, безусловно, выполнена контролируемым выключателем в любых условиях, оговоренных для данного коммутационного аппарата в технической документации.

Для реализации этой главной целевой функции системы мониторинга коммутационного оборудования, необходимо осуществлять оперативную диагностику состояния трех его основных подсистем:

- Определять остаточный технический ресурс главных контактов коммутационного аппарата. Он должен быть достаточным для отключения максимальных токов короткого замыкания в отходящей линии.

- Определять техническое состояние привода коммутационного аппарата, которое должно быть достаточным для проведения коммутации. Технический ресурс привода выключателя должен позволять завершить начатую коммутацию.

- Контролировать техническое состояние изоляционной системы коммутационного аппарата, надежно работающей в условиях импульсных перенапряжений. В процессе нахож-

дения выключателя под напряжением его изоляция должна соответствовать всем необходимым требованиям.

В ряде технологически обоснованных случаев, система мониторинга коммутационного оборудования должна гарантировать нормальную работу выключателя в специальных режимах, например при работе системы АПВ.

Рассмотрим эти взаимосвязанные диагностические подсистемы более подробно.

### 3.1.1. Мониторинг остаточного коммутационного ресурса главных контактов.

Поскольку главные контакты выключателя при работе всегда находятся под полным рабочим напряжением, определение коммутационного ресурса, в режиме мониторинга, может быть выполнено только косвенными средствами. Таких методов в практике существует не так много, и эффективность работы каждого из них, при индивидуальном использовании в системе мониторинга, обычно бывает недостаточно для принятия правильного диагностического заключения.

Рассмотрим эти возможные методы диагностики применительно к практическому использованию в режиме «on-line». Это:

- Классический метод контроля коммутационного ресурса, основанный на измерении величины отключенной фазы мощности короткого замыкания, просуммированной по всем критичным коммутациям. Недостатки этого метода очевидны, он не учитывает реальное техническое состояние контактов, это классическая «средняя температура по больнице».

- Косвенный контроль состояния главных контактов, по величине тока через выключатель, времени и типа замыкания и размыкания главных контактов, сравнивая работу отдельных фаз между собой. При этом стараются анализировать кривые нарастания и спадания токов через контакты при помощи быстродействующих АЦП, связанные с состоянием поверхности главных контактов.

- Косвенный контроль состояния главных контактов, определяемый по виду и длительности горения дуги при выключении. Длительность горения может быть определена на основании анализа специализированных сигналов от первичных датчиков. В качестве эффективных источников информации об интенсивности и длительности горения дуги внутри выключателя могут быть:

- \* Вибросигналы от датчиков, смонтированных на поверхности бака выключателя. Это используется для выключателей с металлическим баком, например маслонаполненных.

- \*\* Сигналы с датчиков частичных разрядов, импульсных токов и перенапряжений, устанавливаемых в цепях заземления выключателя.

- \*\*\* Сигналы электромагнитного излучения от дуги на контактах, зарегистрированные при помощи антенн (для выключателей с неметаллическим корпусом, например воздушных и вакуумных).

Как уже указывалось выше, в реальных системах диагностического мониторинга коммутационных аппаратов, обычно используются несколько таких методов. Такой подход позволяет получить, при определении остаточного коммутационного ресурса главных контактов, приемлемую для практики точность диагностики.

### 3.1.2. Мониторинг технического состояния привода выключателя.

Коммутационные аппараты оснащаются приводами, которые могут иметь совершенно разную конструкцию. Выключатели могут иметь электромагнитный привод, электромеханический, воздушный, и т. д. От технического состояния привода зависит надежность работы всего коммутационного аппарата, его техническая возможность провести замыкание – размыкание главных и вспомогательных контактов с заданными скоростными и динамическими параметрами.

Привод выключателя – достаточно сложная механическая конструкция, состоящая из многих отдельных элементов. По этой причине наиболее информативной является комплексная, функциональная оценка технического состояния механической системы. Системы, контролирующие частные параметры привода, например, силу натяжения пружины, величину вжима контакта, и т. д., существуют на практике, дают определенный эффект, но всегда менее эффективны, чем функциональные системы.

Наиболее распространенными методами комплексной оценки состояния привода (коммутационных аппаратов) являются следующие:

- Контроль скоростных и временных параметров работы привода выключателя. Для этого на доступном элементе привода устанавливается угловой или линейный датчик скорости (в зависимости от типа привода), позволяющий оценивать динамические параметры работы всего привода.

- Контроль вибрационных процессов, сопровождающих работу привода. На конструкционном элементе привода выключателя устанавливается, как минимум, один датчик вибрации. При помощи анализа формы зарегистрированных вибрационных сигналов, сопровождающих каждую коммутацию, определяются динамические процессы работы. Анализ спектрального состава сигналов позволяет оценивать технические параметры состояния всех конструктивных элементов выключателя.

- Контроль кривой тока управления коммутационным аппаратом. Этот очень информативный параметр, характеризующий работу всего привода выключателя в целом. На кривой изменения тока управления, определяются характерные точки, показывающие моменты изменения состояния привода. Эти точки и экстремумы позволяют определять временные и скоростные параметры работы привода выключателя.

Любого из перечисленных выше методов диагностики состояния привода выключателя, теоретически, достаточно для проведения корректной оценки остаточного ресурса механической части контролируемого коммутационного аппарата. Использование двух методов параллельно, для получения совместных диагностических заключений, может повысить достоверность проводимой диагностики.

### 3.1.3. Мониторинг технического состояния изоляционной системы выключателя.

Коммутационные аппараты, как и все высоковольтное оборудование, нуждается в периодическом, а лучше всего в непрерывном, контроле состояния изоляции. Поэтому в состав систем мониторинга коммутационного оборудования обязательно должна входить подсистема оперативного контроля изоляции выключателя.

В зависимости от типа коммутационного оборудования, эта часть системы диагностического мониторинга меняется. Это обусловлено тем, что существенно меняется тип изолирующей среды вокруг контактов. Применительно к различному оборудованию в системе мониторинга приходится контролировать состояние изолирующего масла, избыточное давление элегаза, давление воздуха и т. д.

Общим параметром, приемлемым при контроле состояния изоляционной системы различных коммутационных аппаратов, являются результаты регистрации и анализа распределения частичных разрядов в изоляции выключателей. Использование такой диагностики состояния изоляции приемлемо для коммутационного оборудования различного типа, т. к. она контролирует не первичные параметры используемой в выключателе изоляционной системы (давление, температура, влагосодержание), а общий итог и эффективность ее работы. Наличие или отсутствие частичных разрядов в изоляции выключателя прямо говорит о том, справляется ли изоляция с поставленной задачей, или нет.

В зависимости от типа используемой в выключателе изоляционной системы, изменяются виды используемых первичных датчиков частичных разрядов, рабочий диапазон частот

этих датчиков, параметры регистрирующей аппаратуры, места их установки, необходимое количество и т. д. Сама же процедура диагностики наличия дефектов в изоляции, при этом, является практически неизменной.

#### 3.1.4. Мониторинг специфических технологических параметров, связанных с особенностями конструкции коммутационного оборудования.

Коммутационные аппараты различного типа имеют свои конструктивные особенности, которые характеризуются специфическими параметрами, свойственными каждому типу. Для осуществления эффективного мониторинга состояния такого оборудования необходимо, чтобы в системе мониторинга было предусмотрено возможность контроля этих специфических параметров.

В основном это касается изоляционной системы, отличающейся у масляных, вакуумных и элегазовых выключателей. В различных случаях приходится контролировать состояние изолирующего масла, избыточное давление элегаза, давление воздуха и т. д. Для элегазового коммутационного оборудования приходится использовать специальное оборудование, первичные датчики и измерительные приборы, предназначенные для регистрации электромагнитного излучения от частичных разрядов в изоляции, работающие в СВЧ диапазоне частот.

Для всех этих, часто уникальных, параметров в системах мониторинга необходимо предусматривать специальные входные каналы измерения.

### 3.2. Техническая реализация систем диагностического мониторинга коммутационного оборудования.

В настоящее время на рынке имеется достаточно ограниченный выбор систем диагностического мониторинга коммутационного оборудования. Фирмы – изготовители технических средств мониторинга не обращают серьезного внимания на такие разработки по двум основным причинам.

- Большая часть парка коммутационного оборудования никогда не выработает свой технический ресурс. Его просто заменяют (как физически устаревшее оборудование) вместе со всем оборудованием подстанций и распределительных устройств после выработки ресурса другими элементами технологической цепи, или же по причине комплексной модернизации всей подстанции.

- Стоимость коммутационного оборудования, сравнительно, невысока, поэтому система мониторинга единичного объекта (отдельно стоящего выключателя) всегда кажется чрезмерно большой. Поэтому, в практике большее распространение находят комплексные системы мониторинга коммутационного оборудования, контролирующие несколько однотипных объектов.

В зависимости от величины рабочего напряжения коммутационного аппарата система диагностического мониторинга должна обладать различными свойствами. Чем выше рабочее напряжение, и выше технологическая значимость оборудования, тем более сложной и эффективной может быть система мониторинга. Все это полностью соответствует экономическим критериям – чем дороже и технологически важнее коммутационный аппарат, тем выше может быть стоимость системы мониторинга.

В таблице 3.1 приведена информация по техническим средствам систем диагностического мониторинга коммутационного оборудования, имеющим, сравнительно, низкую стоимость, и доступным на отечественном рынке.

Информация в таблице приведена для трех наиболее распространенных типов коммутационного оборудования, маслонаполненного, вакуумного и элегазового. Для каждого из

этих типов на рынке существует специальное диагностическое оборудование, имеющее конструктивные и идеологические отличия.

Таблица 3.1.

Тип оборудования	Рабочее напряжение выключателя, кВ			Дополнительные функции
	6	10 ÷ 70	свыше 70	
Оборудование для мониторинга маслонаполненных выключателей.	SG-DM «ДИМПУС»	SG-DM «ДИМПУС»	SG-DM «ДИМПУС»	Контроль изоляции отходящих кабелей
Оборудование для мониторинга вакуумных и воздушных выключателей.	SG-DM «ДИМПУС»	SG-DM «ДИМПУС»	SG-DM «ДИМПУС»	Контроль изоляции отходящих кабелей
	-	-	ISCM SIEMENS	
Оборудование для мониторинга элегазового оборудования.	-	-	UHF-Monitor «ДИМПУС»	
	-	-	CBWatch-2 AREVA	
	-	-	ISCM SIEMENS	

Таблица еще раз подчеркивает, что для мониторинга высоковольтных коммутационных аппаратов могут найти применение только комплексные системы, с одной стороны, контролирующие несколько коммутационных аппаратов, и обладающие универсальными свойствами, с другой стороны.

Оптимальным можно считать, что стоимость системы мониторинга одного коммутационного аппарата должна быть в пределах 800 -1200 долларов США. Только в этом случае можно ожидать повышения эффективности работы подстанции за счет внедрения систем диагностического мониторинга.

### 3.2.1. Индивидуальные системы мониторинга коммутационного оборудования.

В таблице 3.2 приведен перечень основных диагностических свойств, необходимых для систем диагностического мониторинга, в зависимости от величины рабочего напряжения коммутационного аппарата. Все данные в таблице приведены для выключателей различного типа с рабочим напряжением до 500 кВ.

Таблица 3.2.

№	Диагностическая подсистема	Рабочее напряжение выключателя, кВ		
		6	10 ÷ 110	свыше 110
1	Мониторинг остаточного коммутационного ресурса главных контактов выключателя.	Да	Да	Да
2	Мониторинг технического состояния привода выключателя.	-	Да	Да
3	Мониторинг частичных разрядов в изоляции выключателя.	-	-	Да

Информация в этой таблице является справочной, возможны существенные вариации функций систем мониторинга в зависимости от назначения выключателя.

Наиболее важно понимать, что система мониторинга одного, «отдельно» стоящего выключателя практически никогда не используется на практике. Это, сравнительно, очень большие экономические затраты, окупить которые, даже в течение длительного времени, вряд ли удастся.

### 3.2.2. Комплексный мониторинг коммутационного оборудования, в составе КРУ и комплектных подстанций.

Эффективным путем внедрения систем мониторинга коммутационного оборудования является наделение его функциями мониторинга других высоковольтных элементов единой технологической цепи.

Возможны три пути решения такой проблемы, три способа интеграции систем диагностического мониторинга.

- Включением подсистем мониторинга коммутационного оборудования в состав систем мониторинга другой, более ответственной единицы высоковольтного оборудования. Примерами такой интеграции могут служить система «ТМ-9» для мониторинга силовых трансформаторов, где дополнительно включена функция мониторинга состояния двух выключателей. Вторым примером является система мониторинга «PGU-DM» для мониторинга состояния энергоблока станции. В эту систему включена функция мониторинга состояния блочного выключателя.

- Использование одной системы мониторинга для контроля нескольких коммутационных аппаратов, связанных конструктивно и технологически.

- Расширение возможностей системы мониторинга, для выключателей КРУ, путем включения дополнительных функций, например, контроля изоляции отходящих кабельных линий. Такой подход также позволяет существенно повысить диагностические возможности и экономическую эффективность работы системы мониторинга.

Классическим примером комплексного подхода к мониторингу коммутационного оборудования является система «SG-DM» разработки фирмы «ДИМРУС». Именно в ней приняты именно такие идеологические и технические решения, снижающие стоимость системы мониторинга, приведенную на один выключатель, и повышающие функциональные возможности всей системы мониторинга.

Особенностями системы «SG-DM» является:

- При помощи одной системы мониторинга контролируется состояние до 14 выключателей, работающих в составе общего КРУ. Из 14 выключателей, расположенных в ячейках КРУ, одна ячейка является фидерной, одна секционной, и 12 выключателей в ячейках коммутируют отходящие линии.

- Для каждого выключателя контролируется остаточный коммутационный ресурс главных контактов, два метода, и остаточный механический ресурс привода выключателя, тоже два диагностических метода.

- При помощи специальных датчиков частичных разрядов контролируется состояние изоляции выключателей, общих секций шин КРУ, а также состояние изоляции отходящих кабельных линий, подключенных к линейным ячейкам КРУ. Поскольку все эти высоковольтные элементы гальванически связаны и расположены рядом, значительно сокращается необходимое количество первичных датчиков.

- Встроенные в систему специальные алгоритмы позволяют не только выявлять кабельные линии с дефектами изоляции, но и определять место кабельной линии, в котором этот дефект возник и развивается.

- Наличие комплексной информации о техническом состоянии технологически связанных энергетических объектов, позволяет формировать комплексное техническое заключение. Эффективность практического использования такой информации существенно выше, чем по единичному объекту, например, по одному выключателю, она позволяет более правильно организовывать обслуживание целого комплекса оборудования по техническому состоянию.



### 3.3. Технические требования к параметрам регистрации и датчикам систем мониторинга коммутационных аппаратов.

Рассмотрим требования, предъявляемые к техническим средствам диагностического мониторинга коммутационного оборудования, на примере универсальной системы марки «SG-DM», производства фирмы «ДИМРУС». Как уже указывалось выше, эта система одновременно контролирует состояние до 14 выключателей, состояние изоляции секционных шин. При помощи встроенных алгоритмов система наблюдает за состоянием изоляции отходящих кабельных линий, позволяет, в процессе работы, точно определять места линии, где произошло ухудшение состояния изоляции.

В таблице 3.3. приведен полный перечень первичных датчиков, используемых с системой «SG-DM», и их основные параметры. Все эти датчики монтируются в контролируемых ячейках КРУ.

Таблица 3.3.

№	Наименование	Место монтажа	Тип	Количество	Интерфейс
1	Датчик частичных разрядов в КРУ.	Поводок заземления экрана отходящего кабеля, или: секция шин КРУ.	RFCT-7 Или: СС-10	14	U
2	Датчик тока в фазе выключателя.	Три фазы фидерной ячейки и три фазы секционной ячейки.	IFCT-5	6	U
3	Датчик тока управления (On/Off) приводом выключателя.	Ячейка выключателя.	Hall	14	4-20
4	Температура воздуха	Шкаф	Pt100	1	U
5	Влажность воздуха	Шкаф	Hm	1	U

В зависимости от требований технического задания и конфигурации контролируемого КРУ количество первичных датчиков может быть уменьшено.

## 4. Системы диагностического мониторинга изоляции высоковольтных кабельных линий.

В связи с все более широким внедрением в эксплуатацию кабельных линий высокого напряжения, 110 кВ и выше, повышением технологической значимости таких линий, потребность в использовании систем диагностического мониторинга для такого оборудования постоянно растет.

### 4.1. Основные требования к методам диагностики состояния высоковольтных кабельных линий.

Наиболее критичной позицией в оценке остаточного ресурса кабельных линий является состояние изоляции токоведущих жил линии, а в еще большей степени состояние изоляции соединительных кабельных муфт.

В этом разделе приведено краткое описание методов и средств диагностики, используемых на практике для контроля состояния изоляции кабельных линий, использование которых возможно под рабочим напряжением, в режиме мониторинга.

#### 4.1.1. Мониторинг температурных режимов работы кабельных линий.

Для кабельных линий высокого напряжения, 110 кВ и выше, достаточно широко применяется метод контроля состояния изоляции на основании измерения и анализа параметров оптоволоконной линии связи. Такая линия обычно прокладывается при изготовлении кабеля на заводе, и прокладывается внутри защитной брони кабельной линии. Такая система мониторинга технического состояния кабельных линий в литературе обычно называется DTS (Distributed Temperature Sensing).

Аппаратура метода DTS позволяет измерять температуру контролируемого кабеля в любой точке вдоль кабеля, используя особенности источника зондирующего оптического импульса. При этом учитываются специфические процессы затухания и преломления этого оптического сигнала в линии, зависящие от величины перегрева кабеля. Наличие в контролируемой кабельной линии точек, имеющих локальный перегрев, обычно говорит о возникновении проблем с изоляцией в этой зоне.

Недостатком этого метода является то, что локальные перегревы в некоторых зонах возникают уже на последних стадиях развития дефектов в изоляции, когда выделяемая в области дефекта энергия будет достаточна для разогрева сравнительно большого массива кабельной линии.

#### 4.1.2. Мониторинг технического состояния изоляции кабельных линий на основании измерения частичных разрядов.

Данный метод диагностики дефектов в изоляции кабельных линий является более чувствительным, чем предыдущий, т. к. позволяет выявлять дефекты на самых ранних стадиях их развития. Минимальный порог чувствительности данного метода таков, что может диагностировать дефекты, выделяющие вокруг себя энергию в доли ватта, когда никакого нагрева кабельной линии еще не происходит.

В качестве датчиков частичных разрядов в изоляции кабельных линий обычно используют высокочастотные измерительные трансформаторы тока марки RFCT (Radio Frequency Current Transformer) различных модификаций и исполнений. Эти датчики монтируются на проводниках заземления экранов кабельных линий. В условиях эксплуатации, при определенных условиях прокладки кабелей фаз, по экрану кабельной линии (по броне) могут, в определенных условиях, протекать токи промышленной частоты, соизмеримые с рабочими

токами кабельной линии. Для предотвращения насыщения ферромагнитных сердечников, имеющих в датчиках типа RFCT, сердечники датчиков приходится делать не полностью замкнутыми. В зазор сердечника вставляется немагнитная и не проводящая вставка, толщиной 2 – 5 мм, в зависимости от возможной величины тока промышленной частоты.

Часть рынка первичных датчиков частичных разрядов для контроля изоляции кабельных линий занимают конденсаторы связи, подключаемые на полное рабочее напряжение контролируемой линии. Емкостные датчики частичных разрядов не чувствительны к протеканию по экрану кабельной линии токов промышленной частоты, но имеют значительные габаритные размеры и, сравнительно, большую стоимость.

В некоторых практических случаях, когда экран кабеля не заземляется в контролируемой точке, или поводок заземления недоступен, применяются датчики, представляющие собой экраны из фольги, которыми оборачивается часть жилы кабеля в зоне концевой разделки. Этот дополнительный экран участка жилы кабеля заземляется проводником, проходящим через датчик марки RFCT. Достоинством такой схемы включения трансформаторного датчика RFCT является то, что в этом на него не оказывают влияние промышленные токи, протекающие по защитному экрану кабельной линии.

Наиболее важной проблемой, препятствующей широкому распространению метода регистрации и анализа частичных разрядов в изоляции кабельных линий, является его низкая помехозащищенность. В высоковольтных сетях очень много высокочастотных импульсов, по параметрам близких к импульсам от частичных разрядов в изоляции. Очень высока вероятность регистрации сигналов, «похожих на импульсы от частичных разрядов», наведенных на датчик (смонтированный на конце кабельной линии) извне, или же с соседних кабельных линий. Это значительно снижает достоверность диагностических заключений системы мониторинга.

Особенно сложно отстроится от наведенных помех в условиях КРУ, особенно больших, где в одном помещении, территориально очень близко, может быть сосредоточено большое количество высоковольтных кабельных линий, связанных общими шинами через выключатели в ячейках КРУ.

По этой важной причине к техническим средствам регистрации частичных разрядов в изоляции кабельных линий предъявляются очень жесткие требования в плане обеспечения высокой помехозащищенности. Для решения этой задачи разработчикам систем мониторинга приходится использовать весь арсенал современных технических и программных средств регистрации и анализа импульсов. Это:

- Анализ формы и частотных свойств каждого регистрируемого импульса в режиме реального времени. Такой анализ лучше проводить в режиме реального времени, что требует от технических средств мониторинга очень высокого быстродействия.

- Использования многоканальной синхронной регистрации импульсов, когда производится анализ полярности каждого импульса, сравнительный анализ амплитудных свойств импульсов по разным каналам. При этом также определяется разновременность прихода импульсов с разных точек КРУ, от датчиков, смонтированных на разных, близко расположенных друг от друга кабельных линиях, учитывается возможность перекрестного наведения импульсов, и т. д.

- Алгоритмические средства отстройки от помех, когда рассматривается связь времени прихода импульсов с фазой питающей сети (AFFP фазо – частотное распределение импульсов частичных разрядов). Большую помощь в определении типа возникшего дефекта оказывает использование TFR распределения импульсов, которое дает возможность выделять на общем фоне импульсы от одного дефекта.

- Необходимо обязательно использовать автоматизированные экспертные системы диагностики типа и мест возникновения дефектов в изоляции кабельных линий. Это также по-

зволяет уменьшить влияние помех на оценку состояния изоляции кабельных линий, и дает возможность получения диагностических заключений в автоматическом режиме, что очень важно для систем мониторинга.

Комплексное использование, в одной системе мониторинга, всех этих технических и программных средств отстройки от помех позволит получать оперативные диагностические заключения, имеющие высокую достоверность. Только в этом случае можно ожидать экономической отдачи от внедрения систем мониторинга кабельных линий.

#### 4.1.3. Определение мест возникновения дефектов в изоляции кабельных линий под рабочим напряжением.

Для перевода всех работ по планированию ремонтных работ, и сервисного обслуживания кабельных линий в режим «по текущему техническому состоянию», важно при помощи системы диагностического мониторинга не только выявлять наличие развивающихся дефектов, проводить оценку остаточного технического ресурса, но и оперативно выявлять места в кабельной линии, где эти дефекты возникают. Только в этом случае удастся минимизировать общие затраты на проведение ремонтных работ за счет эффективного планирования ремонтных работ.

Практически единственным способом определения мест возникновения дефектов, приемлемым для практики в режиме «on-line», является использование метода рефлектографии. Метод базируется на определении разницы во времени прихода «прямого» и «отраженного» импульсов, зависящей от места нахождения дефекта. В классическом методе рефлектографии тестовые импульсы наводятся в линии от специального генератора. На «работающей кабельной линии» этот метод нельзя использовать, из-за сложности подачи импульсов от тестового генератора в контролируемый кабель, находящийся под высоким напряжением.

В режиме «on-line» в качестве зондирующего импульса в кабельной линии можно использовать импульсы от частичных разрядов, возникающих в зоне дефекта в изоляции. Если в контролируемой линии нет дефектов, наводящих импульсы (но дефекты в изоляции при этом могут существовать!), то для зондирования можно использовать импульсы от внешних источников, например, коммутационные импульсы, или импульсы от внешних (относительно контролируемой кабельной линии) разрядных процессов. Такой подход к локализации места возникновения дефекта в изоляции возможен при использовании системы мониторинга, которая может находиться в режиме ожидания достаточно долго, до момента прихода (извне) импульса необходимой амплитуды.

С точки зрения методологии рефлектография для двух типов импульсов, пришедших извне, или наведенных внутри кабельной линии, существенно различается. В первом случае, для внешнего импульса, разница во времени прихода «прямого» и «отраженного» импульсов пропорциональна расстоянию от «измерительного конца» кабельной линии до дефекта. При регистрации импульсов, возникших внутри кабельной линии, разница во времени прихода «прямого» и «отраженного» импульсов пропорциональна расстоянию от дефекта до противоположного конца кабельной линии. По этой причине нужно очень четко понимать, где возник высокочастотный импульс, используемый в системе диагностического мониторинга как зондирующий для поиска места возникновения дефекта.

Перед началом работы системы мониторинга необходимо зарегистрировать классическую рефлектограмму, соответствующую «исправной изоляции» контролируемой кабельной линии. На этой рефлектограмме будут хорошо видны все кабельные муфты, и зоны изменения диэлектрических параметров изоляции. Появление, в процессе эксплуатации, изменений в рефлектограмме, будет говорить о наличии изменений в состоянии изоляции кабельной линии.

#### 4.2. Техническая реализация систем диагностического мониторинга кабельных линий.

В зависимости от величины рабочего напряжения кабельной линии система диагностического мониторинга должна обладать различными свойствами. Чем выше рабочее напряжение, и выше технологическая значимость кабельной линии, тем более сложной и эффективной должна быть система мониторинга. Длина кабельной линии также влияет на выбор необходимой системы мониторинга, т. к. чем длиннее кабельная линия, тем более сложной и дорогой будет для нее система мониторинга.

В таблице 4.1 приведен краткий обзор применимости описанных выше методов диагностики технического состояния изоляции кабельных линий.

Таблица 4.1.

№	Диагностическая подсистема	Рабочее напряжение кабельной линии, кВ		
		6 ÷ 10	10 ÷ 110	Более 110
1	Мониторинг температурных параметров высоковольтной кабельной линии при помощи оптического кабеля, метод DTS.	-	Да	Да
2	Мониторинг состояния изоляции кабельных линий при помощи измерения и анализа частичных разрядов в изоляции.	Да	Да	Да
3	Поиск мест возникновения дефектов по методу рефлектометра, с использованием импульсов от частичных разрядов в качестве зондирующих.	Да	Да	Да

В настоящее время на рынке существует неоправданно мало технических средств диагностического мониторинга для кабельных линий, производимых отечественными и зарубежными фирмами. Основной причиной этого является то, что пик внедрения в эксплуатацию кабельных линий высокого и сверхвысокого рабочего напряжения наблюдается в настоящее время. По этой причине нет еще статистической информации о длительности работы кабельных линий, необходимых сроков проведения экспертизы состояния, нет данных по количеству и тяжести аварийных ситуаций. Тем не менее необходимость внедрения систем мониторинга, особенно для кабельных линий сверхвысокого напряжения, ни у кого уже не вызывает сомнения.

В таблице 4.2 приведена информация по техническим средствам систем мониторинга кабельных линий, имеющимся на свободном рынке. Основной упор в ней сделан на продукцию фирмы «DIMRUS». Системы контроля температуры кабельной линии при помощи оптического кабеля фирмой «DIMRUS» не производятся. У нас мало информации об использовании метода DTS на практике, об особенностях его применения. Кого интересует этот вопрос, должны обратиться к более компетентным источникам, где эта информация приведена и проанализирована.

В таблице 4.2. практически нет информации по многим системам мониторинга кабельным линиям, имеющим хорошие технические параметры, выпускаемым несколькими зарубежными фирмами. Это обусловлено двумя причинами. Во-первых, согласно имеющимся литературным источникам (доступным нам) эти системы мониторинга кабельных линий не имеют массового внедрения, а разработаны для конкретных практических приложений, часто уникальных. Во-вторых, большинство этих систем мониторинга разработано для кабельных линий сверхвысокого напряжения, и имеет очень большую цену, достигающую нескольких сотен тысяч долларов или евро. Очевидно, что нельзя вводить их в обзор, рассматривающий наиболее часто встречающиеся случаи. Мы так же советуем тем, кому это интересно, обратиться к более компетентным литературным источникам.

Таблица 4.2.

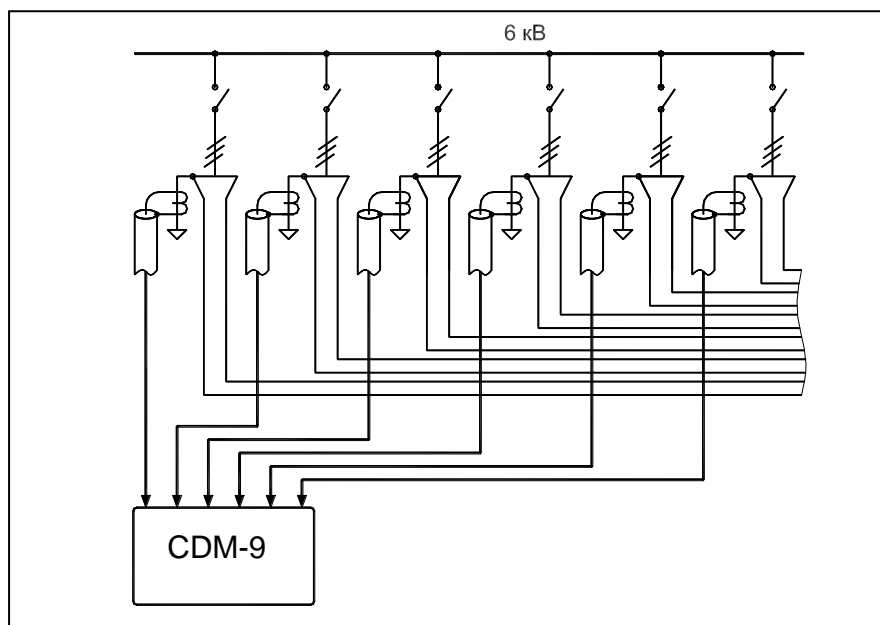
Назначение оборудования	Рабочее напряжение кабельной линии, кВ		
	6 ÷ 10	10 ÷ 110	больше 110
Диагностическое оборудование для мониторинга состояния кабельных линий, отдельная система.	СДМ-30 «ДИМРУС»	СДМ-30 «ДИМРУС»	СДМ-30 «ДИМРУС»
	ОВМ-1 «ДИМРУС»	ОВМ-1,3 «ДИМРУС»	ОВМ-3 «ДИМРУС»
	ССМ-6 «ДИМРУС»	ССМ-6 «ДИМРУС»	-
	-	-	DTS (?)
Диагностическое оборудование для мониторинга состояния кабельных линий, в составе комплексных систем.	-	ТИМ-9 «ДИМРУС»	ТИМ-9, TDM «ДИМРУС»
	SG-DM «ДИМРУС»	SD-DM «ДИМРУС»	SD-DM «ДИМРУС»
	MDR «ДИМРУС»	MDR «ДИМРУС»	-
	-	-	(?)

Выбор конкретного типа диагностического оборудования производится пользователями в зависимости от экономических условий, наличия на предприятии уже эксплуатируемого оборудования, наличия у специалистов диагностического опыта, и особого мнения.

Требования к техническим средствам мониторинга частичных разрядов являются стандартными для всех систем измерения частичных разрядов. Специфические требования, возникающие при подключении систем мониторинга к кабельным линиям, достаточно подробно описаны в разделе 4.1.2.

### 4.3. Техническая реализация систем диагностического мониторинга кабельных линий.

#### 4.3.1. Система мониторинга кабельных линий, отходящих от одного КРУ, прибор СДМ-30.



На рисунке приведена типовая схема установки прибора марки «СДМ-30» на КРУ, к ячейкам которого кабельными линиями подключены 6 высоковольтных электродвигателей.

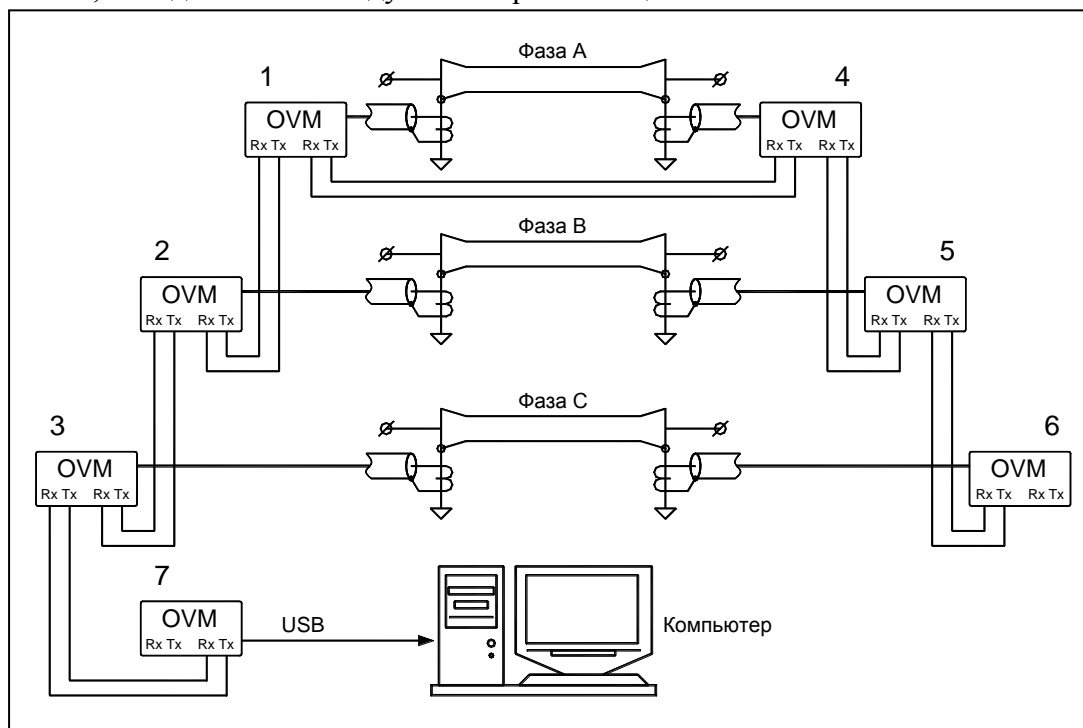
В каждой ячейке КРУ, на поводок заземления, устанавливается датчик типа «RFCT-7». Коаксиальные кабели к прибору прокладываются совместно с цепями управления к боковой стенке КРУ, где в монтажном корпусе устанавливается измерительный прибор.

Информация о наличии проблем в изоляции кабельной линии анализируется на компьютере оператора, на котором устанавливается специализированное программное обеспечение СКИ (система контроля изоляции). Это программное обеспечение позволяет выявлять тренды в изменении уровня и распределения частичных разрядов в изоляции кабельной линии, что является наиболее достоверным признаком развития дефектов. Тип имеющегося дефекта в изоляции так же может быть выявлен при помощи экспертного программного обеспечения «PD-Expert».

#### 4.3.2. Система мониторинга кабельной линии 110 кВ с использованием синхронизации приборов «OVM-3» по оптической линии.

На рисунке приведен вариант системы мониторинга кабельной линии 110 кВ, имеющая длину до 1 ÷ 2 км. Данное значение длины контролируемой КЛ отражает тот факт, что вдоль линии, или по иному пути, прокладывается оптическая линия связи, информационно объединяющая модули «OVM», установленные на двух концах кабельной линии в единую систему. До тех пор, пока имеется такая техническая возможность, т. е. можно информационно связать модули на обеих сторонах кабельной линии оптическим волокном, следует использовать такую структуру системы мониторинга изоляции.

На поводках заземления каждой фазы КЛ, с двух сторон, устанавливаются датчики типа «RFCT» и модули «OVM». Приборы «OVM», расположенные на одной стороне кабельной линии, объединяются между собой при помощи оптических линий.



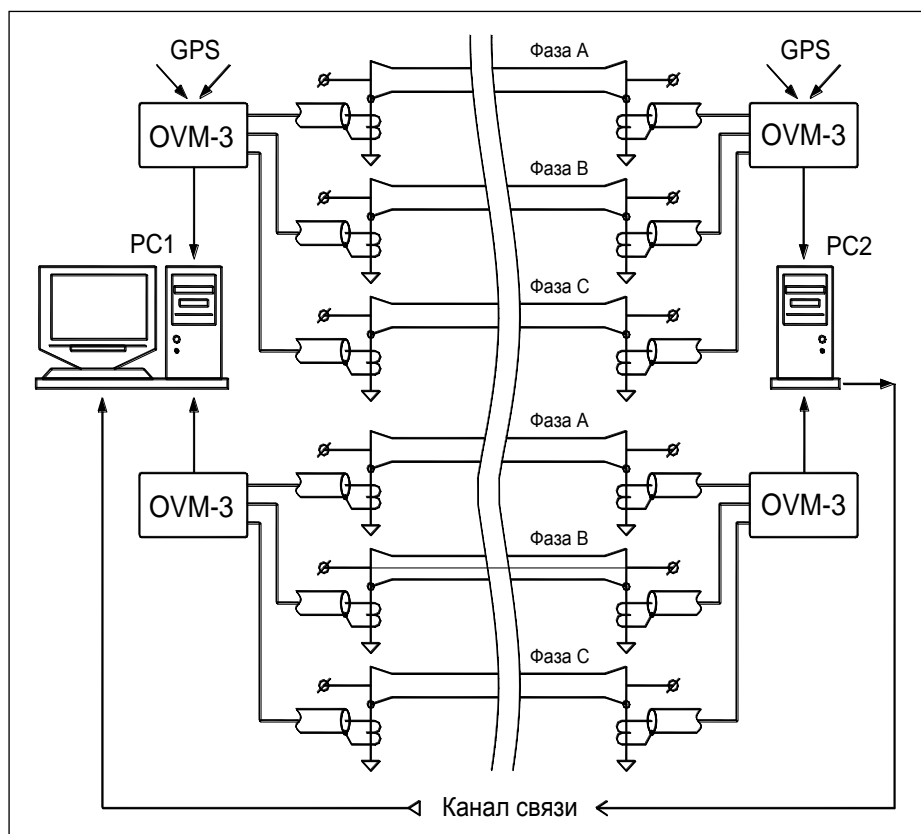
Вдоль контролируемой кабельной линии, на рисунке это показано вдоль кабеля фазы «А», также прокладывается оптическая линия связи, объединяющая все 6 модулей «OVM» в единую систему комплексного мониторинга.

Седьмой модуль «OVM» на приведенной схеме не производит измерений частичных разрядов, он является главным в системе мониторинга. Он осуществляет управление 6 модулями регистрации, производит сбор зарегистрированной информации и передачу ее в персональный компьютер. На персональном компьютере устанавливается программное обеспечение мониторинга, диагностики дефектов и локации места возникновения дефектов в изоляции КЛ.

При каждом включении системы мониторинга в режим регистрации импульсов частичных разрядов в КЛ, проводится процедура автоматической диагностики технического состояния модулей. Происходит не только проверка состояния датчиков и модулей, но выполняется процедура определения временных задержек при передаче служебной информации по оптическим линиям связи. Это делается потому, что скорость движения импульсов частичных разрядов в контролируемом кабеле соизмерима со скоростью движения управляющих импульсов в оптическом кабеле. Только при синхронизации времени в отдельных модулях, с точностью до наносекунды, возможно проведение синхронной регистрации информации.

#### 4.3.3. Система мониторинга двух кабельных линий 110 кВ с использованием синхронизации приборов от сигналов GPS.

Структура технических средств мониторинга двух кабельных линий 110 кВ, длиной 3,5 км, приведен на рисунке. В ней использованы четыре прибора марки «OVM-3».



линии.

В помещении (необслуживаемого) переключющего пункта устанавливается одноплатный промышленный компьютер, который собирает информацию от двух приборов «OVM-3», контролирующих каждый свою линию. Компьютер передает ее по линии связи на саму подстанцию, в головной компьютер системы мониторинга, показанный слева на рисунке. В этом компьютере установлена экспертная система диагностики, определяющая техническое состояние кабельных линий. Головной компьютер также собирает информацию от двух приборов, расположенных на территории подстанции.

На поводках заземления фазных кабелей, с каждой стороны, монтируются датчики частичных разрядов марки «RFCT-7». Эти датчики специально разработаны для мониторинга изоляции кабельных линий, и рассчитаны на протекание токов промышленной частоты до 1000 А. Датчики имеют разъемную конструкцию, что позволяет легко монтировать их в условиях эксплуатации.

К каждому прибору марки «OVM-3» подключаются три датчика «RFCT-7», от трех фаз одной кабельной



## 5. Системы мониторинга состояния изоляции для воздушных линий электропередачи.

Надежность работы энергосистем, а особенно надежность обеспечения электроснабжения большого количества мелких и средних распределенных потребителей электроэнергий, во многом определяется состоянием воздушных линий электропередачи. Также достаточно важной является проблема повышения надежности работы (высоковольтной) контактной сети рельсового транспорта, основным элементом которой также являются подвесные изоляторы различных типов.

Практически самым критическим элементом высоковольтных воздушных линий электропередачи является подвесная изоляция. С учетом существующих сложностей рельефа местности, по которой прокладываются ЛЭП, а также особенностей климата в большинстве районов нашей страны, необходимость применения систем мониторинга изоляции ЛЭП не вызывает сомнения.

Для повышения диагностической эффективности работы, такие системы мониторинга необходимо оснащать средствами контроля грозовых и коммутационных перенапряжений, совмещенными с возможностью локализации места возникновения перенапряжения. Благодаря этому можно точно определять места возникновения обрывов, и коротких замыканий, даже если они (КЗ) имеют свойство самоустраняться. Это позволит повысить надежность работы ЛЭП, периодически отключаемые защитами.

Основная проблема в этом вопросе заключается в том, что еще совсем недавно реально работающих систем мониторинга подвесной изоляции воздушных линий на практике было очень мало. Точнее даже можно сказать, что нормально эксплуатируемых систем мониторинга такого типа не было вообще.

Только совсем недавно стали появляться реально работающие системы мониторинга воздушных линий. Причин этому две. Во-первых, получил достаточное развитие метод контроля частичных разрядов в изоляции, позволяющий определять состояние подвесной изоляции в процессе работы. Во-вторых, появились средства высокоточной синхронизации регистрирующих приборов, монтируемых на концах линии, удаленных друг от друга на очень большие расстояния, до нескольких сотен километров.

Одни из первых в мире разработок систем мониторинга такого типа, для протяженных воздушных линий, были выполнены в фирме «DIMRUS». В данном разделе рассказывается об особенностях конструкции и применения такого диагностического оборудования.

### 5.1. Основные требования к системам мониторинга воздушных линий.

В этом разделе приведено краткое описание методов и средств оперативной диагностики состояния подвесной изоляции линий электропередачи. Только эти методы могут быть использованы для непрерывного контроля высокочастотных процессов в ЛЭП. Использование этих методов контроля и оперативной диагностики желательно для всех систем мониторинга высоковольтных воздушных линий.

Несмотря на кажущееся различное назначение, все эти методы диагностики базируются на одном общем физическом принципе – регистрации параметров распространения высокочастотных импульсов, движущихся от точки возникновения к противоположным концам контролируемой воздушной линии. Вся разница заключается в чувствительности измерительной схемы и точности, и способе, синхронизации регистрирующих приборов, расположенных на противоположных концах контролируемой воздушной линии.

### 5.1.1. Мониторинг состояния подвесной изоляции воздушных линий по уровню и распределению частичных разрядов.

Все процессы возникновения и развития дефектов в подвесной изоляции ЛЭП, из какого материала бы не были сделаны сами изоляторы, сопровождаются появлением электрических разрядов. Эти разряды называют частичными (очевидно по аналогии с процессами в оборудовании другого типа), хотя, обычно, мощность этих разрядов значительно выше, чем в других высоковольтных изоляционных системах. В качестве примера можно привести процессы в кабельных линиях, в электрических машинах, в трансформаторах.

Есть еще одно очень важное отличие разрядных процессов в подвесной изоляции воздушных линий, в отличие от другого оборудования. Интенсивность проявления разрядов в изоляции ЛЭП зависит от температуры окружающей среды, очень сильно зависит от влажности атмосферного воздуха, и прямо связана с наличием атмосферных осадков, особенно в виде дождя, снега, конденсации влаги. Такая зависимость получаемой диагностической информации от атмосферных условий, требует совмещать процедуру диагностирования интенсивности разрядов в подвесной изоляции ЛЭП, с необходимостью обязательного контроля температуры и влажности окружающей среды. При протяженных линиях это может приводить к ситуации, когда часть линии находится в зоне осадков, а другая – в условиях хорошей погоды. Этот вопрос также требует своего решения.

Важно понимать, что если при проведении измерений параметров изоляции ЛЭП в условиях повышенной влажности, будет получено положительное диагностическое заключение, то можно будет утверждать, что при всех других атмосферных условиях надежность работы изоляции воздушной линии тем более будет надежно обеспечена.

Аппаратура систем мониторинга состояния изоляции ЛЭП линий по частичным разрядам должна иметь хорошую помехозащищенность. Внешние импульсы могут наводиться в контролируемой линии «с двух сторон». Часть импульсов помех может наводиться на саму линию непосредственно, из атмосферы или с технологических отведений и отпаек. Другая часть импульсов может поступать из высоковольтного оборудования, установленного на концах контролируемой линии.

Влияние помех этих двух типов критично для диагностических заключений системы мониторинга, каждая из них может быть по амплитуде многократно больше, чем информативные импульсы от дефектов в изоляции линии. Поэтому для каждого типа помех должны быть разработаны и практически реализованы специальные технические и программные решения и средства.

Очень важным является вопрос выбора мест установки первичных датчиков для регистрации высокочастотных импульсов в контролируемой линии. Установка первичных датчиков для регистрации частичных разрядов в подвесной изоляции ЛЭП практически возможна только на краях линии. Установить датчики непосредственно на линии не представляется возможным, т. к. рабочее напряжение линии обычно очень велико.

Даже не смотря на то, что амплитуда высокочастотных импульсов от разрядов достаточно велика, чувствительность входных каналов системы мониторинга должна быть очень высокой, чтобы можно было зарегистрировать высокочастотные импульсы, место возникновения которых удалено от первичных датчиков на большие расстояния, в сотни километров. При этом следует понимать, что уровень внешних помех в ЛЭП достаточно высок. Для повышения информативности работы системы мониторинга необходимо максимально использовать преимущества стационарного систем контроля, когда статистическими методами можно достаточно эффективно отстроиться от наведенных помех.

### 5.1.2. Локация мест возникновения дефектов в подвесной изоляции воздушных линий различного напряжения.

Очень важной для эксплуатационных и ремонтных служб является информация не только о факте наличия проблем в подвесной изоляции воздушной линии. В наибольшей степени, ремонтный персонал нуждается в максимально точной информации о месте возникновения дефекта в линии. Идеальным является вариант, когда место возникновения дефекта определяется экспертной системой с точностью в несколько десятков метров. Такая информация значительно повышает оперативность проведения ремонтных работ и снижает их стоимость, особенно это важно для воздушных линий протяженностью в сотни километров, проложенных в сложных географических условиях.

Если для кабельных линий точность определения мест возникновения дефектов в изоляции должна составлять единицы метров, и это часто бывает реально возможно, то для воздушных линий ситуация с определением места дефекта выглядит несколько проще. Здесь достаточно иметь точность определения места дефекта «до опоры». Для реальных воздушных линий это расстояние может составлять от десятков до нескольких сотен метров. Вполне очевидно, что дефект изоляции возникает на изоляторах опорного столба, и не может возникнуть в пролете, за исключением случаев касания деревьев и других объектов.

С технической точки зрения процедура локации места возникновения дефекта в подвесной изоляции ЛЭП заключается в определении разницы времени прихода высокочастотного импульса от дефекта к противоположным концам линии, где монтируются первичные датчики регистрации частичных разрядов. Зная эту временную разницу, и скорость движения электромагнитной волны, равную скорости света, можно достаточно точно определить место возникновения дефекта в изоляции.

Для обеспечения необходимой точности регистрации столь коротких временных интервалов необходимо, чтобы регистрирующие приборы, установленные на разных концах воздушной линии, на расстоянии в сотни километров, были максимально точно синхронизированы по времени. В существующих условиях эксплуатации синхронизация столь высокой точности может быть обеспечена только за счет использования импульсов от системы GPS, или ей подобной.

Реальная точность синхронизации внутренних часов приборов регистрации импульсов, расположенных на противоположных концах воздушной линии, если для этого использовать сигналы системы GPS, может достигать  $\pm 30$  нс. Если переводить эти временные параметры в параметры точности локации мест дефектов в подвесной изоляции воздушных линий, то можно получить точность, вдоль линии, на уровне  $\pm 10$  метров. Этого вполне достаточно для практических целей мониторинга технического состояния подвесной изоляции воздушных линий электропередачи, т. е. достаточно для быстрого и эффективного устранения возникающих дефектных ситуаций.

### 5.1.3. Регистрация импульсных перенапряжений и коротких замыканий в воздушных линиях, локация мест возникновения КЗ и обрывов.

Как уже было сказано выше, разрядная активность в подвесной изоляции непосредственно связана с состоянием атмосферы, ее влажностью. По этой причине, для получения сопоставимых результатов, включение системы мониторинга в режим регистрации и анализа должно производиться внутренней программой выборочно, в определенных атмосферных условиях, в одно и то же время суток.

Все остальное время система диагностического мониторинга изоляции может решать не менее важную для службы эксплуатации задачу – регистрировать импульсные перенапряжения в воздушной линии (грозовые и коммутационные), одновременно проводя локацию мест импульсных воздействий на контролируемую воздушную линию. Практическим прило-

жением этой диагностической функции является возможность точного определения мест в воздушной линии, где произошло короткое замыкание (пусть даже оно было кратковременным), или обрыв проводов линии.

Особенно важна эта информация для тех случаев, когда системой РЗА линия отключается по тем или иным причинам, но через некоторое время параметры линии восстанавливаются. Достаточно часто службой осмотра не удается выявить такие дефектные места, линия включается под напряжение, а через некоторое время она снова выводится защитой из работы. Система мониторинга подвесной изоляции, базирующаяся на регистрации импульсных токов и напряжений в воздушной линии, позволит быстро и точно выявить такие проблемные места на линии, и дать ремонтному персоналу точную информацию о месте возникновения «блуждающего» дефекта.

## 5.2. Техническая реализация систем диагностического мониторинга воздушных линий.

В зависимости от рабочего напряжения ЛЭП, длины и технологической значимости воздушной линии система диагностического мониторинга должна обладать различными свойствами. В настоящее время фирмой «DIMRUS» разработана одна универсальная система, имеющая торговую марку «OVM». Все решения выполняются на базе этой системы, путем варьирования количества измерительных каналов, количества и типа первичных датчиков, программных средств диагностики и интегрирования информации.

### 5.2.1. Оборудование для мониторинга технического состояния подвесной изоляции ЛЭП и поиска мест возникновения дефектов.

Несмотря на очевидную важность использования систем диагностического мониторинга воздушных линий, на рынке практически отсутствуют такие системы. Имеющиеся системы являются уникальными разработками, и затраты на их закупку и внедрение могут оказаться очень большими. Поэтому в данном разделе не приводится информация по сравнению систем мониторинга воздушных линий, производимых различными фирмами.

Приемлемой, по цене, для целей мониторинга воздушных линий, можно считать только систему «OVM», разработки фирмы «DIMRUS». В системе «OVM» реализованы все диагностические функции, описанные выше, и необходимые для организации эффективного мониторинга подвесной изоляции, и определения мест возникновения коротких замыканий и обрывов проводов линии.

Базовым прибором для системы мониторинга воздушных линий является прибор «OVM-1». Прибор включает в себя один универсальный канал измерения частичных разрядов, и специальную плату синхронизации и обмена информацией между приборами и базовым компьютером. Несколько приборов «OVM-1» могут синхронизироваться между собой по оптической линии связи, с использованием сигналов системы GPS (и ей подобных), по радиоканалу.

Измерительный канал прибора «OVM-1» имеет программно управляемую чувствительность, поэтому может использоваться как для поиска дефектных изоляторов в линии (высокая чувствительность), так и для поиска мест возникновения коротких замыканий и обрыва проводов (низкая чувствительность).

Вторая версия прибора, имеющая марку «OVM-3», отличается наличием в одном приборе трех измерительных каналов регистрации высокочастотных импульсов, и одной платы синхронизации и обмена информацией. Такая конфигурация прибора экономически эффективна для трехфазных решений.

### 5.2.2. Первичные датчики и способы их монтажа.

Особого внимания заслуживает вопрос монтажа первичных датчиков частичных разрядов (высокочастотных импульсов) на воздушных линиях электропередачи. Поскольку рабочее напряжение ЛЭП, которые предполагается оснастить системами мониторинга изоляции, достаточно велико, на первый план выходит вопрос стоимости первичных датчиков, рассчитанных на такое напряжение. Можно ответить сразу, стоимость таких датчиков будет неоправданно велика.

Для снижения стоимости систем мониторинга ЛЭП в качестве первичных датчиков необходимо стараться использовать уже имеющиеся на предприятии высоковольтные объекты, расположенные на концах контролируемой линии. В качестве примера рассмотрим наиболее простые способы использования высоковольтных вводов трансформаторов или выключателей, или конденсаторов связи информационных ВЧ каналов.

- Если с двух сторон контролируемой линии установлены силовые трансформаторы, или выключатели, имеющие в своем составе высоковольтные вводы с измерительным выводом типа ПИН, то в качестве емкостного делителя для измерения частичных разрядов можно использовать емкость ввода. В корпус ПИН устанавливается высокочастотный датчик типа RFCT, монтируемый на заземляющем проводнике. При этом сам измерительный вывод последней обкладки ввода остается нормально замкнутым на землю.

- Если контролируемая воздушная линия используется в качестве канала ВЧ связи, то в качестве датчика частичных разрядов можно использовать уже установленный конденсатор связи. На проводник, соединяющий вывод конденсатора связи и блок ВЧ связи, надевается высокочастотный (кольцевой) трансформатор типа RFCT. Этот высокочастотный измерительный трансформатор настраивается на тот диапазон частот, который отличается от диапазона, используемого в канале связи.

Если эти варианты не удастся использовать, то придется устанавливать специальные высоковольтные конденсаторы связи. Как уже говорилось, стоимость таких конденсаторов соизмерима со стоимостью всей системы мониторинга. Это обусловлено особенностями конструкции и необходимостью наружной установки.

## **5.3. Практические примеры реализации систем диагностического мониторинга воздушных линий.**

При выборе типа системы мониторинга для воздушных линий основным параметром, влияющим на выбор, является рабочее напряжение линии.

Важным параметром для выбора является длина контролируемой линии. Чем длиннее линия, тем большая эффективность может быть получена от внедрения системы диагностического мониторинга.

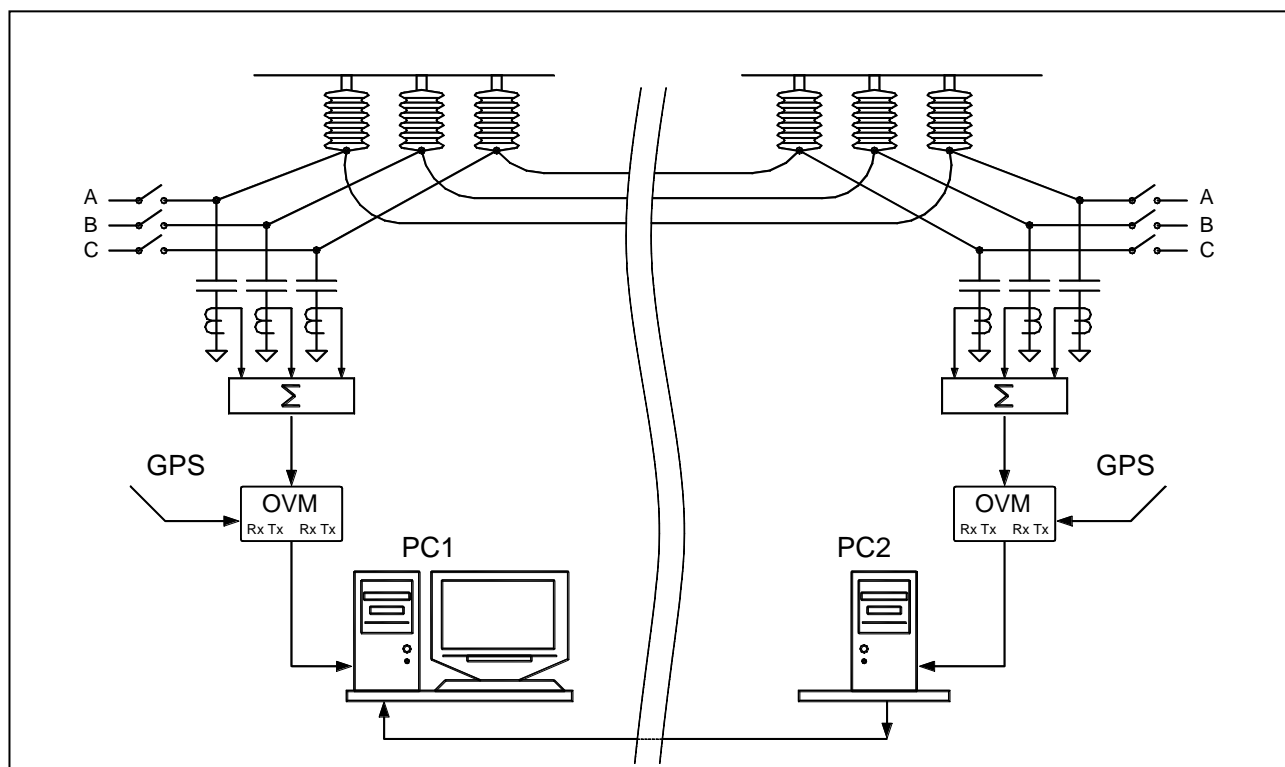
Велико значение условий местности, по которой проложена данная ЛЭП. Это определяет доступность линии для осмотра и обслуживания.

### 5.3.1. Система мониторинга воздушной линии 10 кВ.

Для создания систем мониторинга воздушных линий сравнительно низкого напряжения, порядка 6 ÷ 35 кВ, необходимо использование более дешевых решений, соизмеримых по стоимости с затратами на проведение осмотров состояния линии. В качестве такого решения можно рассмотреть вариант системы мониторинга воздушной линии 10 кВ, приведенный на рисунке ниже.

Для реализации необходимых функций мониторинга и диагностики в этой системе мониторинга, с каждой стороны воздушной линии, устанавливается только один модуль типа «OVM», имеющий меньшую цену, чем модуль «OVM-3». Для сбора информации от прибо-

ров, и работы встроенной экспертной системы, в системе предусмотрены два персональных компьютера. Обмен информацией между компьютерами производится по любым стандартным каналам связи. Один из персональных компьютеров, на приведенном рисунке он показан справа, обозначен PC2, может иметь упрощенную конфигурацию, что также уменьшит стоимость системы мониторинга.



Сигналы с датчиков, установленных в трех фазах ЛЭП, поступают в специализированный сумматор, а далее на вход модуля «OVM». Единственным недостатком использования сумматора является то, что не удастся выявить, в какой фазе возник дефект. Синхронизация работы модулей, расположенных с двух сторон воздушной линии, осуществляется обычным способом, с использованием сигналов от системы GPS.

Для воздушных линий с рабочим напряжением  $6 \div 35$  кВ, для регистрации высокочастотных импульсов от частичных разрядов, обычно используют конденсаторы связи специальной конструкции. Это обусловлено тем, что вводы трансформаторов, как и проходные изоляторы всех типов, рассчитанные на такое рабочее напряжение, обычно имеют монолитную керамическую конструкцию. Такие вводы используются как датчики частичных разрядов в более «высоковольтных» ЛЭП. По этой причине в них отсутствуют внутренние, проводящие и выравнивающие распределение потенциала обкладки, и, соответственно, отсутствует вывод от последней обкладки на внешний ПИН.

Величина внутренней емкости таких измерительных конденсаторов связи составляет, у большинства производителей такого оборудования, от 80 до 500 пикофард. Они выпускаются для наружного и внутреннего монтажа, что накладывает ограничения на конструкцию их изоляции.

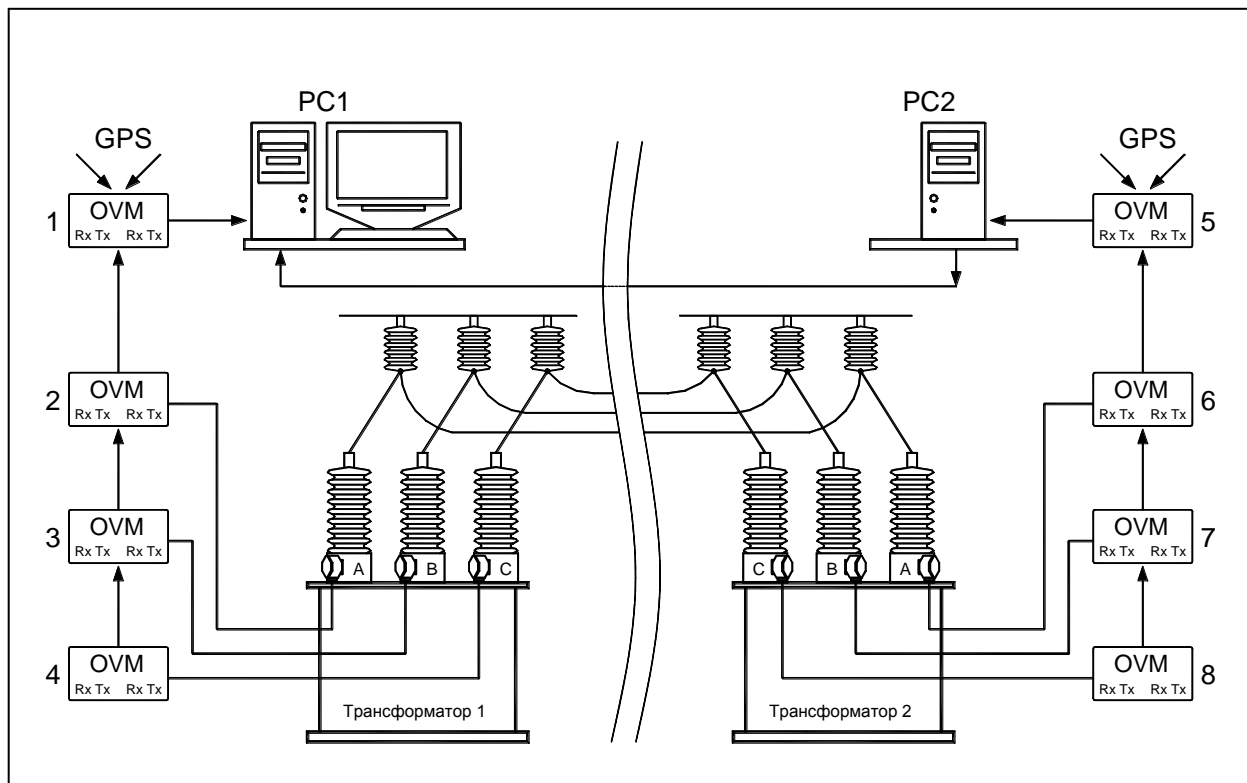
Внешний вид некоторых типов конденсаторов, предназначенных для измерения частичных разрядов в изоляции, производимых фирмой «DIMRUS», приведен на фотографии.

Рабочее напряжение этих конденсаторов составляет от 10 до 20 кВ. Это напряжение линия – земля, т. е. фазное. С учетом особенностей работы воздушных линий они должны выбираться из условия попадания на них линейного напряжения.

Измерительный конденсатор связи, рассчитанный на рабочее напряжение 20 кВ, конструктивно имеет внешнюю силиконовую изоляцию, и предназначен для установки на улице. Конденсаторы двух других типов, на 15 и 10 кВ, имеют эпоксидную изоляцию, и предназначены для установки в помещении. При наружном монтаже этих конденсаторов необходимо предусматривать защиту от атмосферных воздействий.

### 5.3.2. Система мониторинга воздушной линии 110 – 750 кВ.

На рисунке приведен пример технической организации системы мониторинга для воздушной линии с рабочим напряжением 110 ÷ 750 кВ.



Основу системы мониторинга составляют 2 трехфазных модуля «OVM-3», снабженные модулем синхронизации от сигналов системы GPS, расположенные с каждой стороны контролируемой ЛЭП. Два компьютера, основной PC1, и вспомогательный компьютер PC2, служат в системе для сбора и передачи информации по стандартным каналам связи, причем на компьютере PC1 работает программное обеспечение мониторинга, диагностики и экспертной оценки.

## 6. Требования к системам диагностического мониторинга высоковольтных электрических машин.

Высоковольтные генераторы различных типов являются основными источниками электрической энергии во всех энергосистемах. Крупные электродвигатели (с рабочим напряжением 6 кВ и более) играют очень важную роль в технологических процессах предприятий во всех отраслях промышленности. По этой причине созданию систем диагностического мониторинга для высоковольтных электрических машин различного исполнения уделяется все большее внимание.

В данном разделе рассматриваются только системы непрерывного контроля изоляционных параметров электрических машин. Стандартные системы мониторинга и диагностики, которые предусматриваются нормативными документами для крупных электрических машин, в данном разделе не рассматриваются. К стандартным системам мониторинга для электрических машин можно отнести средства постоянного контроля температурных режимов работы, вибрации опорных подшипников и т. д.

Диагностика параметров состояния изоляции в режиме мониторинга позволяет каждый раз регистрировать технологические параметры работы электрической машины, что дает возможность, в конечном итоге, проводить углубленную диагностику и оценку технического состояния контролируемого оборудования.

### 6.1. Основные требования к системам диагностического мониторинга изоляции электрических генераторов и двигателей.

Ниже кратко приведено описание методов и средств диагностики, использование которых желательно в современных системах диагностического мониторинга электродвигателей и генераторов. Все описанные ниже методы мониторинга предназначены только для диагностики состояния «электрической части» электродвигателей и генераторов, в основном состояния изоляционных систем.

#### 6.1.1. Диагностика технического состояния обмотки статора.

Основным методом «on-line» контроля изоляции обмотки статора крупных электрических машин, в настоящее время, является регистрация и анализ распределения частичных разрядов. При помощи этого эффективного метода удается выявлять дефекты в изоляции на самых ранних этапах их появления и развития.

Важной проблемой, возникающей при практической диагностике изоляции на основе метода регистрации и анализа распределения частичных разрядов, является отстройка от помех, попадающих в обмотку статора из питающей сети. По своим электрическим параметрам, частоте, длительности и т. д., эти помехи очень близки к импульсам частичных разрядов.

Для уменьшения влияния, а в идеале полного устранения этих высокочастотных помех, используемую измерительную аппаратуру приходится значительно усложнять, применять большее, чем необходимо, количество первичных датчиков, реализовывать синхронную регистрацию информации по нескольким каналам. Тем не менее, на все эти усложнения и общее удорожание системы мониторинга приходится идти, чтобы обеспечить необходимую достоверность диагностических заключений.

Для высоковольтных электродвигателей чаще всего достаточно на выходных зажимах обмотки статора устанавливать три конденсатора связи, рассчитанных на работу под линейным напряжением питания. При помощи этих конденсаторов удается контролировать состояние изоляции всех секций обмотки статора.



При увеличении мощности электрической машины, у генераторов, растут габариты статора. У турбогенераторов растет длина пакета статора, а у гидрогенераторов растет диаметр пакета статора. И в том и в другом случае увеличивается длина проводников обмотки. Поскольку емкость пары «проводник а пазу статора» - «пакет статора» при этом растет, это оказывает влияние на интенсивность затухания импульсов от частичных разрядов. Чем дальше от начала обмотки (места установки конденсаторов связи) возникает частичных разряд, тем более ослабленным он будет зарегистрирован. У больших генераторов и моторов импульс от дефекта в изоляции вблизи нейтрали обмотки, на выходных зажимах будет соизмерим с уровнем шума. Для решения этой проблемы в пазах обмотки устанавливаются дополнительные датчики типа электромагнитных антенн.

Работа системы мониторинга изоляции, электрической машины, будет не полной, незавершенной, если конечным продуктом ее работы не будет готовое диагностическое заключение. Поэтому она, для повышения эффективности своей работы, она должна оснащаться автоматизированной экспертной системой, позволяющей, в автоматическом режиме, проводить анализ зарегистрированной информации. Она должна определять тип дефекта в изоляции обмотки статора, и, обязательно, степень его развития. Только при наличии таких, встроенных экспертных диагностических систем, можно говорить об оперативной диагностике технических параметров электрической машины, говорить о переходе к обслуживанию электродвигателей и генераторов «по текущему техническому состоянию».

#### 6.1.2. Мониторинг состояния изоляции ротора синхронной электрической машины.

Проблем с состоянием изоляции ротора синхронных электрических машин, генераторов и электродвигателей, бывает достаточно много. Чаще всего возникновение таких дефектов приводит к изменению режима работы машины, обычно это сопровождается увеличением общей вибрации генератора. Однако по вибрационному состоянию подшипников не всегда удается надежно диагностировать проблемы с изоляцией.

Наиболее доступным, в режиме постоянного мониторинга, способом контроля состояния изоляции обмотки ротора (крупных электрических машин), является измерение пульсаций радиальной составляющей магнитного потока в зазоре электрической машины. Практическое любое нарушение изоляции обмотки ротора, например, витковое замыкание в пазу, замыкание секции обмотки на «бочку» ротора, и т. д. приводит к искажению симметрии пиков от пазов обмотки ротора на графике пульсации магнитного потока.

Для контроля радиального магнитного потока в зазоре электрической машины, на внутренней поверхности статора монтируется измерительная катушка. Регистрируемая этой катушкой ЭДС прямо пропорциональна величине пульсаций (!) магнитного потока, возникающих при модулировании радиального магнитного потока взаимным прохождением мимо друг друга зубцов ротора и статора.

Встроенная в систему мониторинга экспертная система диагностики параметров электрической (ротора) машины должна постоянно контролировать симметрию графика пульсаций магнитного потока.

Основных диагностических параметров в этом методе диагностики состояния изоляции ротора два.

Во-первых, на графике изменения радиального магнитного потока всегда должна соблюдаться симметрия изменений, возникающая при прохождении обоих полюсов ротора относительно статора.

Во-вторых, вид графиков изменения радиального магнитного поля, под набегающим и под сбегающим краем полюса ротора, должны быть одинаковыми. Иными словами говоря, должна соблюдаться симметрия пульсаций магнитного потока относительно центра полюса

ротора. Любое нарушение этой симметрии будет говорить о возникновении проблем в изоляции обмотки ротора электрической машины.

### 6.1.3. Определение качества крепления обмоток в пазу, в лобовых частях, определение качества прессовки пакета статора.

Для определения этих важных параметров на работающей электрической машине, необходимо контролировать вибрацию пакета статора. На внешней поверхности пакета статора, вдоль образующей линии, обычно сверху, устанавливаются, как минимум, два датчика вибрации - акселерометра. Необходимое количество датчиков вибрации, для каждой контролируемой электрической машины, зависит от внешних габаритов пакета статора. Чем больше размеры, тем больше нужно датчиков.

Наибольшей, по амплитуде, в выходном сигнале этих датчиков будет гармоника вибрационного сигнала с частотой 100 Гц, что соответствует физической картине процессов в ферромагнитном сердечнике с обмоткой. Частота этой гармоники, называемой часто «электромагнитной», равна удвоенной частоте питающего напряжения, и всегда сопровождает работу электрической машины.

Наиболее же информативная, с диагностической точки зрения, часть спектра зарегистрированного вибрационного сигнала, располагается в более высокочастотной зоне, более 1000 герц. В этой зоне обычно наблюдается большое количество гармоник, расположение и амплитуда которых, на первый взгляд, трудно поддается анализу. Чаще всего диагностическим признаком возникновения дефектов является мощность колебаний пакета статора в определенных диапазонах частот. У разных электрических машин эти диапазоны частот могут существенно различаться, зависеть от конструкции.

Количество высокочастотных гармоник, имеющих место в этом частотном диапазоне, их амплитуда и суммарная мощность, непосредственно связаны с текущим техническим состоянием элементов крепления обмотки и сердечника электрической машины. Чем хуже крепление обмоток а пазу и в лобовых частях, тем выше будет удельный вес высокочастотных гармоник в спектре вибросигнала.

В значительной степени высокочастотная часть спектра зависит от параметров работы электрической машины, от ее нагрузки, от величины тока возбуждения обмотки ротора. Например, на холостом ходу все вибрации вызываются ферромагнитным сердечником статора, увеличение нагрузки электрической машины приводит к увеличению вклада в вибрацию обмотки статора, возникающего на основе воздействия электромагнитных сил. Изменение тока возбуждения ротора приводит к изменению магнитных потоков в торцевых частях статора. При этом изменяется вклада в общую вибрацию пакета статора от крайних пакетов стали сердечника статора электрической машины, по которым протекают магнитные потоки рассеивания в зоне лобовых частей.

Таким образом, видно, что диагностика состояния крепления обмотки статора в пазах и в зоне лобовых частей должна проводиться на основании сравнения вибрационных параметров статора, измеренных в нескольких режимах работы электрической машины. Для того, чтобы получить такую информацию, необходимо принудительно вводить электрическую машину в нужные режимы работы, что довольно сложно, особенно для «базовых» генераторов энергосистемы.

Вторым решением этого вопроса является «подбор» необходимых режимов работы электрических машин, возникающих в процессе их работы. Недостатком такого подхода к диагностике является то, что сбор необходимой «вибрационной» информации может занять довольно длительное время.

## 6.2. Техническая реализация систем диагностического мониторинга высоковольтных электрических машин.

В зависимости от мощности электрической машины система мониторинга должна обладать различными свойствами. Чем выше мощность, и выше технологическая значимость мотора или генератора, тем более сложной и эффективной должна быть система диагностического мониторинга.

В таблице 6.1 приведен перечень основных диагностических свойств, необходимых для систем мониторинга, в зависимости от мощности электрической машины. Все данные в таблице приведены для электродвигателей и генераторов с рабочим напряжением обмотки статора от 6 до 20 кВ.

Таблица 6.1.

№	Диагностическая подсистема	Мощность электрической машины, МВт		
		менее 5	от 5 до 20	свыше 20
1	Мониторинг параметров изоляции обмотки статора по частичным разрядам.	Да	Да	Да
2	Мониторинг параметров изоляции обмотки ротора по пульсациям магнитного потока в зазоре.	-	Да	Да
3	Мониторинг вибрационных параметров пакета статора электрической машины.	-	-	Да

Такое разделение является достаточно условным, т. к. основным параметром, определяющим требования к системе мониторинга электрической машины, чаще всего является ее технологическая значимость, наличие резерва, и ряд других технологических особенностей работы электрической машины.

В таблице 6.2 приведена информация по техническим средствам систем мониторинга электрических машин 6 - 10 кВ, имеющим, сравнительно, низкую стоимость (относительно мощных турбо и гидрогенераторов в энергосистемах). Это диагностическое оборудование в наибольшей степени представлено на нашем рынке технических средств мониторинга.

Таблица 6.2.

Назначение оборудования	Мощность электрической машины, МВт		
	менее 5	от 5 до 20	Свыше 20
Диагностическое оборудование для системы мониторинга электрических машин.	MDR-M «ДИМПУС»	MDR-M «ДИМПУС»	-
	-	MDR «ДИМПУС»	MDR «ДИМПУС»
	PD Trac «IRIS»	Bus Trac, Hydro Trac, «IRIS»	

Из таблицы видно, что основная конкуренция на российском рынке систем мониторинга электрических машин возникает между продукцией двух фирм: «DIMRUS» и «IRIS», Канада. На мировом рынке существует еще несколько фирм, производящих такую продукцию, но вся она очень похожа на продукцию фирмы «IRIS».

Выбор конкретного типа диагностического оборудования производится пользователями в зависимости от экономических условий, наличия на предприятии уже эксплуатируемого оборудования, наличия у специалистов диагностического опыта, и особого мнения.

### 6.2.1. Первичные датчики для измерения частичных разрядов в изоляции электрических машин.

Рассмотрим возможные места эффективной установки датчиков частичных разрядов в статоре электродвигателя, обеспечивающие максимальную информативность.

6.2.1.1. Паза обмотки статора. Эти места установки датчиков являются наиболее важными для диагностики, т. к. предметом диагностики, выполняемой по уровню частичных разрядов, является именно контроль состояния изоляции обмотки статора. Непосредственно в этой зоне, особенно в месте выхода секций обмотки из пазов статора, обычно и возникают частичные разряды.

Для целей контроля состояния изоляции в пазах обмотки статора (контроля уровня частичных разрядов в этой зоне) чаще всего используют датчики двух типов.

Во-первых, это плоские датчики электромагнитного поля (плоские катушки или даже полоски фольги), которые клеиваются в пазы (или вставляются под пазовые крышки обмотки) статора. Такие, конструктивно простые датчики, по принципу своего действия представляют собой антенны электромагнитного излучения, при помощи которых производится регистрация импульсов частичных разрядов, возникших в обмотке. Недостатком использования таких датчиков электромагнитного поля является высокая трудоемкость их установки в пазах статора, выполняемой на разобранной электрической машине. Существуют также и некоторые проблемы по безопасному выводу соединительного кабеля из зазора машины на наружную клеммную коробку, где подключается измерительный прибор.

Вторым типом датчиков частичных разрядов, монтируемых в пазах обмотки статора, являются стандартные термометры сопротивления, заложенные на заводе изготовителе электрической машины в обмотку, между секциями обмотки (контроль температуры меди обмотки) и на дне пазов статора (контроль температуры активной стали статора). Эти датчики температуры типа Pt100, для высокочастотных сигналов частичных разрядов, также являются электромагнитными антеннами. Использование таких датчиков, в отличие от дополнительно устанавливаемых датчиков электромагнитного поля, не требует существенного вложения средств и больших затрат на монтажные работы. Недостатком использования таких датчиков может явиться, при определенных параметрах статора и соединительных проводов, пониженная чувствительность. В основном это обусловлено применением в соединительных цепях термосопротивлений проводов, не рассчитанных на «пропускание» высокочастотных сигналов.

Оба типа «пазовых» датчиков находят применение в практических исследованиях изоляции статоров электрических машин. Выбор того или иного типа пазового датчика, в основном, определяется традициями фирмы – изготовителя оборудования для регистрации частичных разрядов. С измерительным оборудованием фирмы «DIMRUS» мы рекомендуем использовать выводы термометров сопротивления, для чего в нашей производственной программе существует датчик марки DRTD-3. Тем не менее, нет ограничений на использование с нашим измерительным оборудованием датчиков электромагнитного поля.

#### 6.2.1.2. Установка датчиков на входных клеммах обмотки статора электродвигателя.

Высокой информативностью, с точки зрения регистрации частичных разрядов в изоляции статора электрической машины, обладают входные высоковольтные клеммы обмотки статора. Поскольку в этом месте всегда присутствует высокое (питающее) напряжение промышленной частоты, обычно здесь устанавливают специальные, разделительные «конденсаторы связи» (coupling capacitors).

Такие конденсаторы связи, предназначенные для выделения из напряжения промышленной частоты высокочастотных импульсов, монтируются внутри корпуса электрической машины, вблизи высоковольтных изоляторов, к которым подключается питающий кабель. Иногда такие же конденсаторы монтируются на противоположном конце питающего кабеля,

что дает дополнительные возможности для отстройки от внешних помех, поступающих по этому кабелю из энергосистемы.

Емкость конденсаторов связи, чаще всего, составляет 80 пикофарад. Величина этой емкости может быть и другой, значение в 80 пикофарад просто отражает тот факт, что это соответствует емкости слюдяных конденсаторов связи, производимых фирмой «IRIS», являющейся наиболее известной на этом рынке диагностических систем мониторинга электрических машин. Самым важным является только то, чтобы эта емкость была стабильной, для получения постоянных и надежных данных о величине частичных разрядов в сложных условиях эксплуатации электрических машин. Вторым важным требованием к конденсаторам связи является то, чтобы они обеспечивали необходимую стойкость изоляции к импульсным воздействиям в питающей сети, возникающих в результате коммутационных перенапряжений, и возможного влияния грозových разрядов.

Самой большой проблемой при использовании в схемах измерения частичных разрядов конденсаторов связи, монтируемых на зажимах обмотки статора, является низкая помехозащищенность. При помощи конденсаторов связи, смонтированных на внешних зажимах обмотки статора, одинаково успешно будут регистрироваться импульсы частичных разрядов, возникшие в статоре электрической машины, и импульсы, пришедшие из «внешней» питающей сети по кабелю.

#### 6.2.1.3. Дополнительные датчики частичных разрядов.

Использование датчиков, «закладываемых» в пазы статора электрической машины, чаще всего, дает возможность достаточно корректно измерять уровень частичных разрядов в изоляции статора. В некоторых практических случаях измерения частичных разрядов приходится использовать дополнительные датчики. Основное назначение дополнительных датчиков – повышение помехоустойчивости измерительных схем. При помощи сигналов от этих датчиков удается дифференцировать импульсы ЧР, возникшие в изоляции обмотки статора контролируемого электродвигателя, от импульсов, наведенных от других высоковольтных объектов.

Дополнительные датчики, используемые в схемах измерения частичных разрядов в изоляции статора электрической машины, могут быть установлены в нескольких местах. Все определяется конструкцией и внутренней схемой самого датчика:

- В нейтрали обмотки электрической машины. Если у обмотки статора нейтральная точка изолирована от земли, то в этом случае используют стандартные конденсаторы связи, монтируемые внутри корпуса электрической машины. Если нейтральная точка трехфазной обмотки подключена к земле, то используют высокочастотные импульсные трансформаторы из серии «RFCT».

- Датчики электромагнитного излучения внутри корпуса статора. При помощи этих датчиков контролируются поверхностные и коронные разряды. Это могут быть различные антенны катушки с сердечниками и без сердечников.

- Конденсаторы связи внутри подводящего токопровода, если он имеет место в данном контролируемом оборудовании.

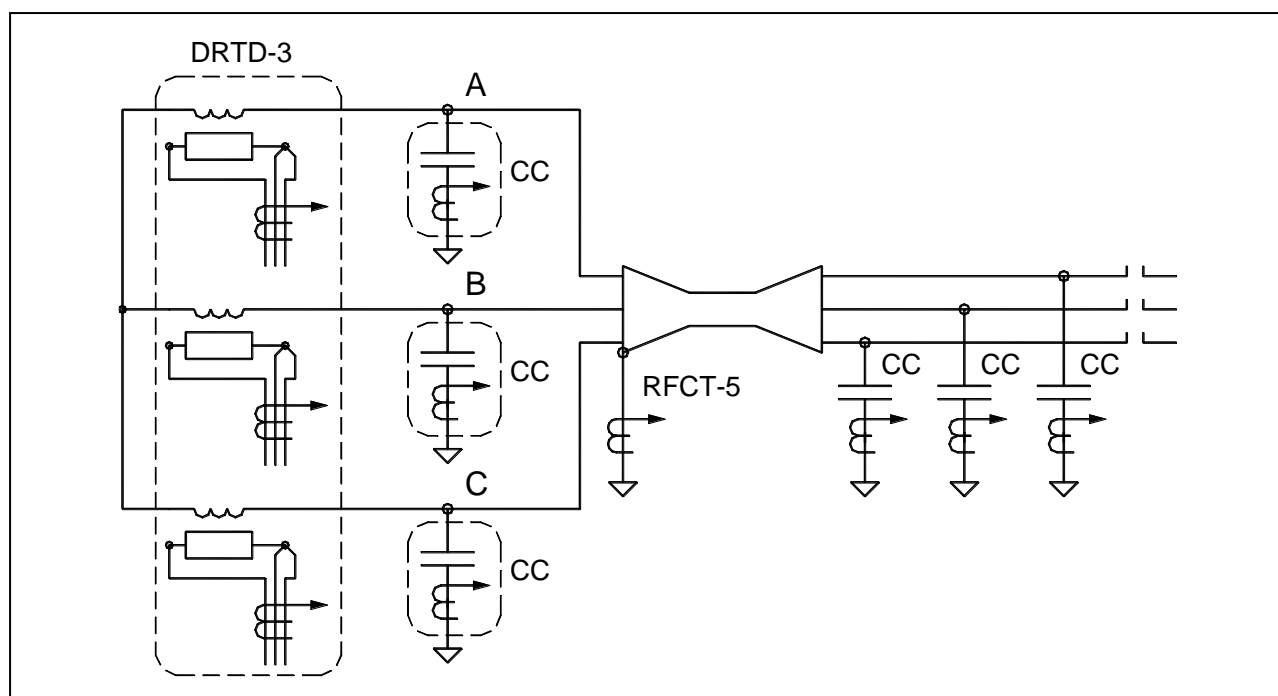
- В промежутке между корпусом токопровода, и корпусом генератора можно устанавливать датчики марки RFCT-2. При помощи этого датчика также можно повысить помехозащищенность измерительной схемы.

В каждом конкретном случае, необходимо определять набор первичных датчиков, используемых в системе мониторинга, и определять оптимальные места установки этих датчиков частичных разрядов. Данный вопрос решается специалистом на этапе заключения договора поставки диагностического оборудования.

### 6.2.2. Система мониторинга параметров высоковольтных электродвигателей.

В качестве примера на рисунке приведена принципиальная схема монтажа первичных датчиков частичных разрядов для системы контроля изоляции обмотки статора. Данная система мониторинга не является «средней» по используемому набору датчиков, она больше соответствует системе мониторинга электродвигателя большой мощности.

В качестве источника информации в ней используются сигналы с 10 первичных датчиков, подключенных к прибору системы мониторинга марки «MDR», разработки и производства фирмы «DIMRUS».



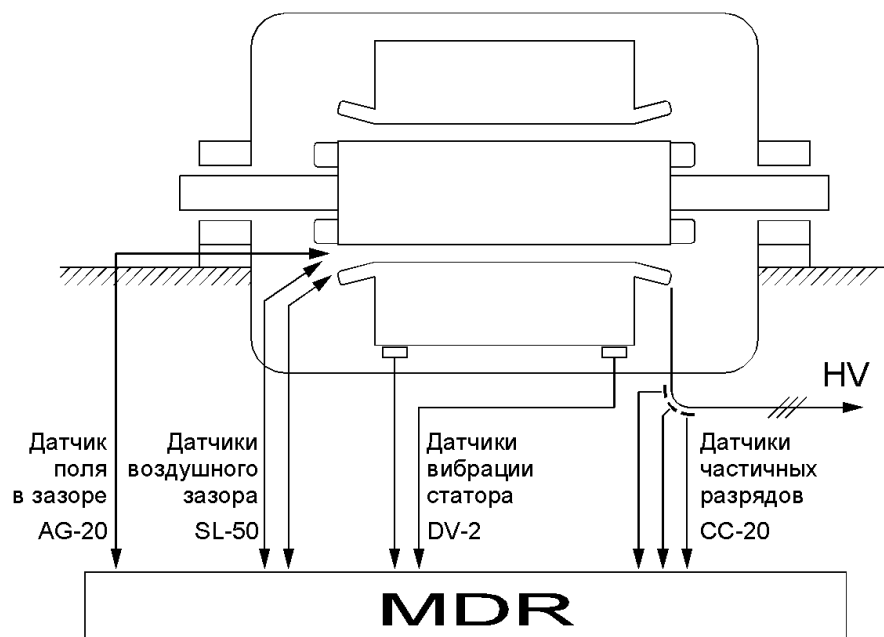
Шесть конденсаторов марки «СС» связи монтируются с двух сторон питающей кабельной линии. Это дает возможность не только измерять интенсивность частичных разрядов в обмотке статора, но и решать очень важную проблему – отстраиваться от высокочастотных импульсов помех, приходящих из питающей сети. Для этого используется метод регистрации времени прихода импульсов в измерительный прибор от двух различных датчиков, который в литературе он называется «time of arrival».

Если высокочастотный импульс возник в обмотке статора, то он сначала будет зарегистрирован с конденсатора связи, смонтированного на зажимах обмотки, а потом с конденсатора связи, смонтированного на противоположном конце питающего кабеля. Разница во времени прихода импульсов, в наносекундах, равна произведению длины кабеля, на время пролета высокочастотным импульсом одного метра кабеля. Эта величина составляет, ориентировочно, 4 – 5 наносекунд. Чувствительность современных приборов, во временном диапазоне, составляет 2 – 3 наносекунды, чего вполне достаточно для отстройки от сетевых помех.

Один высокочастотный трансформатор тока марки «RFCT» монтируется на поводке заземления экрана кабеля в клеммной коробке электрической машины. Один трехфазный датчик марки «DRTD-3», использующий в качестве антенн частичных разрядов термометры сопротивления, заложенные между секциями обмотки в пазу статора, служат для увеличения чувствительности работы системы мониторинга. При помощи этих датчиков эффективно регистрируются импульсы частичных разрядов, расположенные на удалении от входных зажимов обмотки статора.

### 6.2.3. Система мониторинга и диагностики состояния изоляции крупных электрических машин, турбо и гидрогенераторов.

Для определения технического состояния изоляции крупных электрических машин к системе мониторинга «MDR», дополнительно к датчикам регистрации частичных разрядов в обмотке статора, которых может быть до 13 штук, подключаются датчики других типов. Набор этих датчиков иллюстрируется на приведенном рисунке.



Для контроля подвижности обмотки статора в пазах и в зоне лобовых частей используются два датчика вибрации марки «DV-2», монтируемые на спинке пакета статора.

При помощи емкостных датчиков воздушного зазора, марки «SL-50», контролируется текущее положение ротора относительно расточки статора.

Датчик «AG-20» предназначен для измерения пульсаций ради-

ального магнитного потока в зазоре электрической машины. Как уже указывалось выше, это дает возможность контролировать состояние изоляции обмотки ротора.

В такой конфигурации система мониторинга марки «MDR» решает все задачи мониторинга и оценки технического состояния «электрической части» турбо и гидрогенераторов большой мощности.

## 7. Требования к системам мониторинга измерительных трансформаторов тока и напряжения, ограничителей перенапряжений.

Мониторинг высоковольтного оборудования подстанции не будет полным, если не будет включать в себя диагностику вспомогательного, но технологически важного оборудования – измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также ограничителей перенапряжений ОПН. В данном разделе, очень кратко, приведена информация по таким системам мониторинга.

### 7.1. Основные требования к системам диагностического мониторинга измерительных трансформаторов тока.

#### 7.1.1. Методы и технические средства диагностики состояния измерительных трансформаторов тока.

Определение технического состояния измерительных трансформаторов тока в режиме мониторинга, производится двумя методами.

Во-первых, это измерение тангенса угла потерь основной изоляции трансформатора, проводимая при помощи датчиков, подключаемых к выводам полуэкранов.

Во-вторых, это измерение и анализ распределения частичных разрядов в изоляции трансформатора тока.

Эти два метода реализованы в приборы CT-Relay производства фирмы «ДИМРУС». К одному прибору подключаются три первичных датчика марки DB-2/ТТ, монтируемых на трех фазах измерительного трансформатора.

#### 7.1.2. Методы и технические средства диагностики состояния измерительных трансформаторов напряжения.

Определение технического состояния измерительного трансформатора напряжения может быть произведено только по величине электромагнитного излучения, возникающего из-за дефектов в изоляции ТН.

Для целей мониторинга технического состояния измерительных трансформаторов напряжения фирма «ДИМРУС» производит приборы UHF-Recorder, предназначенные для стационарного монтажа.

### 7.2. Основные требования к системам диагностического мониторинга измерительных трансформаторов напряжения.

#### 7.1.1. Методы и технические средства диагностики состояния измерительных трансформаторов тока.

Определение технического состояния измерительных трансформаторов тока в рабочих режимах производится двумя методами.

Во-первых, это измерение тангенса угла потерь основной изоляции трансформатора, проводимая при помощи выводов полуэкранов. Во-вторых, это измерение и анализ распределения частичных разрядов в изоляции трансформатора тока.



### 7.3. Основные требования к системам мониторинга ограничителей перенапряжений - ОПН.

Определение технического состояния ограничителей перенапряжений производится двумя методами – по величине активной составляющей тока проводимости, и по гармоническому составу этого тока.

Для определения технического состояния ОПН фирма «ДИМРУС» производит приборы марки OPN-Monitor, реализующие эти методы диагностики.

Прибор состоит из отдельных активных датчиков, включаемых в цепи заземления ОПН, и самого прибора мониторинга.

## 8. Организация периодического мониторинга высоковольтного электротехнического оборудования.

В целях снижения стоимости диагностических работ, имеющих целью определение текущего технического состояния высоковольтного оборудования, могут быть использованы системы периодического мониторинга. Такие системы используются в том случае, когда время между двумя измерениями состояния оборудования при помощи переносных приборов существенно меньше, чем время развития дефекта от момента его возникновения до критической стадии. В таком случае общие экономические затраты на создание и эксплуатацию системы периодического мониторинга, обычно, меньше, чем на создание нескольких систем постоянного мониторинга.

От обычных диагностических измерений параметров оборудования, выполняемых персоналом стандартно, отличие заключается в том, что все работы по проведению периодического контроля состояния высоковольтного оборудования проводятся под рабочим напряжением, в режиме «on-line». Это влияет на выбор используемых методов и средств технической диагностики оборудования.

Для внедрения в эксплуатацию периодического мониторинга чаще всего приходится проводить организационно – технические мероприятия, позволяющие безопасно проводить диагностику в процессе работы оборудования. Чаще всего это требует заранее снабдить все контролируемое оборудование датчиками первичной информации, обеспечивающими безопасное подключение переносных диагностических приборов.

### 8.1. Использование переносных приборов для организации периодического мониторинга состояния оборудования.

Перечень переносных приборов, позволяющих организовывать периодический мониторинг технического состояния высоковольтного оборудования, приведен в таблице 8.1. В ней приведена информация о приборах, производимых фирмой «ДИМРУС».

Таблица 8.1.

№	Тип оборудования	Марка прибора	Метод диагностики	Контролируемые параметры	Монтаж датчиков
1	Силовые трансформаторы	R2200	Контроль изоляции вводов и обмоток трансформатора.	Частичные разряды в изоляции вводов и обмоток.	Да
		Мост	Контроль состояния вводов.	Тангенс угла потерь изоляции ввода.	Да.
		Vesta	Контроль прессовки обмоток.	Вибрация бака трансформатора.	-
2	Выключатели и КРУ	UHF-Recorder	Контроль изоляции элегазовой подстанции.	Частичные разряды в изоляции.	Да
3	Кабельные линии	R2200	Контроль изоляции кабельной линии.	Частичные разряды в изоляции.	-
		R400	Контроль изоляции кабельной линии.	Частичные разряды в изоляции.	-
4	Воздушные линии	R2200	Контроль подвесной изоляции ЛЭП.	Частичные разряды в изоляции.	Да
5	Генераторы и моторы.	R2200	Контроль изоляции обмотки статора.	Частичные разряды в изоляции.	Да

6	Вспомогательное оборудование	R2200	Контроль изоляции измерительных ТТ.	Частичные разряды в изоляции.	Да
		UHF-Recorder	Контроль изоляции измерительных ТН.	Частичные разряды в изоляции.	-

Из таблицы видно, что в минимальной конфигурации систему периодического мониторинга состояния высоковольтного оборудования можно организовать, используя только два переносных диагностических прибора – R2200, и UHF-Recorder. При этом на большинстве типов контролируемого оборудования придется заранее смонтировать первичные датчики частичных разрядов, специфические для разного оборудования.

## 8.2. Использование приборов регистрации электромагнитного излучения на подстанции для организации периодического контроля изоляции.

Наиболее дешевым способом организации периодического мониторинга (состояния изоляции высоковольтного оборудования) подстанции является использование приборов регистрации электромагнитного излучения.

В этом случае производится измерение, при помощи направленной антенны, электромагнитного излучения от всех электротехнических устройств. Полученная информация об излучении во всем СВЧ диапазоне «от объекта» сравнивается с естественным электромагнитным фоном. Разница этих двух параметров и есть электромагнитное излучение от дефектов в изоляции контролируемого высоковольтного оборудования.

В качестве такого универсального измерительного прибора можно рассматривать переносной прибор марки UHF-Recorder, производства фирмы «ДИМРУС».

## 9. Техническая реализация мониторинга оборудования высоковольтных энергетических объектов.

Максимальный экономический эффект от внедрения систем диагностического мониторинга высоковольтного предприятия достигается в том случае, когда мониторингом охватывается все основное и технологически значимое оборудование.

В этом случае, верхний уровень такой комплексной системы мониторинга, владеющий информацией об остаточном техническом ресурсе всех высоковольтных аппаратов, позволяет максимально грамотно и экономически эффективно эксплуатировать и поддерживать работоспособность всей технологической цепи.

### 9.1. Универсальное решение для организации стационарного мониторинга высоковольтного оборудования энергетического предприятия.

На основании описанного выше набора технических средств, для диагностического мониторинга высоковольтного оборудования, производства фирмы «ДИМРУС», возможно создание систем мониторинга для любых энергетических объектов – электрических станций, подстанций, распределительных систем в составе воздушных и кабельных линий.

Все диагностическое оборудование имеет общие интерфейсы связи, что позволяет создавать комплексные системы мониторинга самых сложных энергетических объектов.

В таблице 9.1. приведена сводная информация по диагностическому оборудованию, производимому фирмой «ДИМРУС». В ней приведена краткая информация об основных технических свойствах систем мониторинга.

Таблица 9.1.

№	Наименование оборудования	Марка системы	Назначение системы	Дополнительные функции
1	Высоковольтные силовые трансформаторы	TDM	Комплексная модульная система мониторинга трансформаторов. Комплексное решение.	
		TIM-9	Система мониторинга крупных трансформаторов и автотрансформаторов 330 – 750 кВ.	Контроль двух выключателей
		TIM-3	Система мониторинга сетевых понижающих трансформаторов с рабочим напряжением 110 – 330 кВ.	
2	Коммутационные аппараты	SG-DM	Система комплексного мониторинга КРУ 6 – 10 кВ, 14 коммутационных ячеек.	Контроль изоляции 14 КЛ
		UHF-Monitor	Система комплексного мониторинга состояния изоляции элегазовой подстанции.	
3	Кабельные линии	OVM-1,3	Мониторинг состояния изоляции кабельной линии с рабочим напряжением до 500 кВ.	
		CDM-30	Мониторинг состояния изоляции 30 кабельных линий с напряжением до 110 кВ.	
		CCM-6	Мониторинг до 6 кабельных линий с напряжением до 10 кВ.	

4	Воздушные линии	OVM-3	Мониторинг подвесной изоляции ЛЭП до 750 кВ. Определение места возникновения дефекта.	Контроль перенапряжений.
		OVM-1	Мониторинг подвесной изоляции ЛЭП до 110 кВ. Определение места возникновения дефекта.	Контроль перенапряжений.
5	Высоковольтные электродвигатели и генераторы	PGU-DM	Мониторинг изоляции энергоблока тепловой или гидравлической электростанции.	Контроль трансформатора, шин, и выключателя.
		MDR	Мониторинг состояния электро-технической части турбо и гидро-генераторов.	
		MDR-M	Мониторинг изоляции высоковольтных электродвигателей.	
6	Вспомогательное высоковольтное оборудование	CT-Relay	Система мониторинга состояния изоляции для измерительного трансформатора тока.	
		UHF-Loc	Система мониторинга состояния изоляции для измерительного трансформатора напряжения.	
		OPN-Monitor	Система мониторинга ограничителей перенапряжений.	

Из этих 15 различных технических средств непрерывного контроля технического состояния высоковольтного оборудования, производства одной фирмы «ДИМРУС», легко можно построить систему мониторинга любого энергетического объекта.

Ни одна фирма – производитель систем «on-line» мониторинга состояния электротехнического оборудования в мире не имеет в линейке своей продукции такого набора диагностических средств.

## 9.2. Типовое решение для организации стационарного мониторинга оборудования подстанции 110/10 кВ.

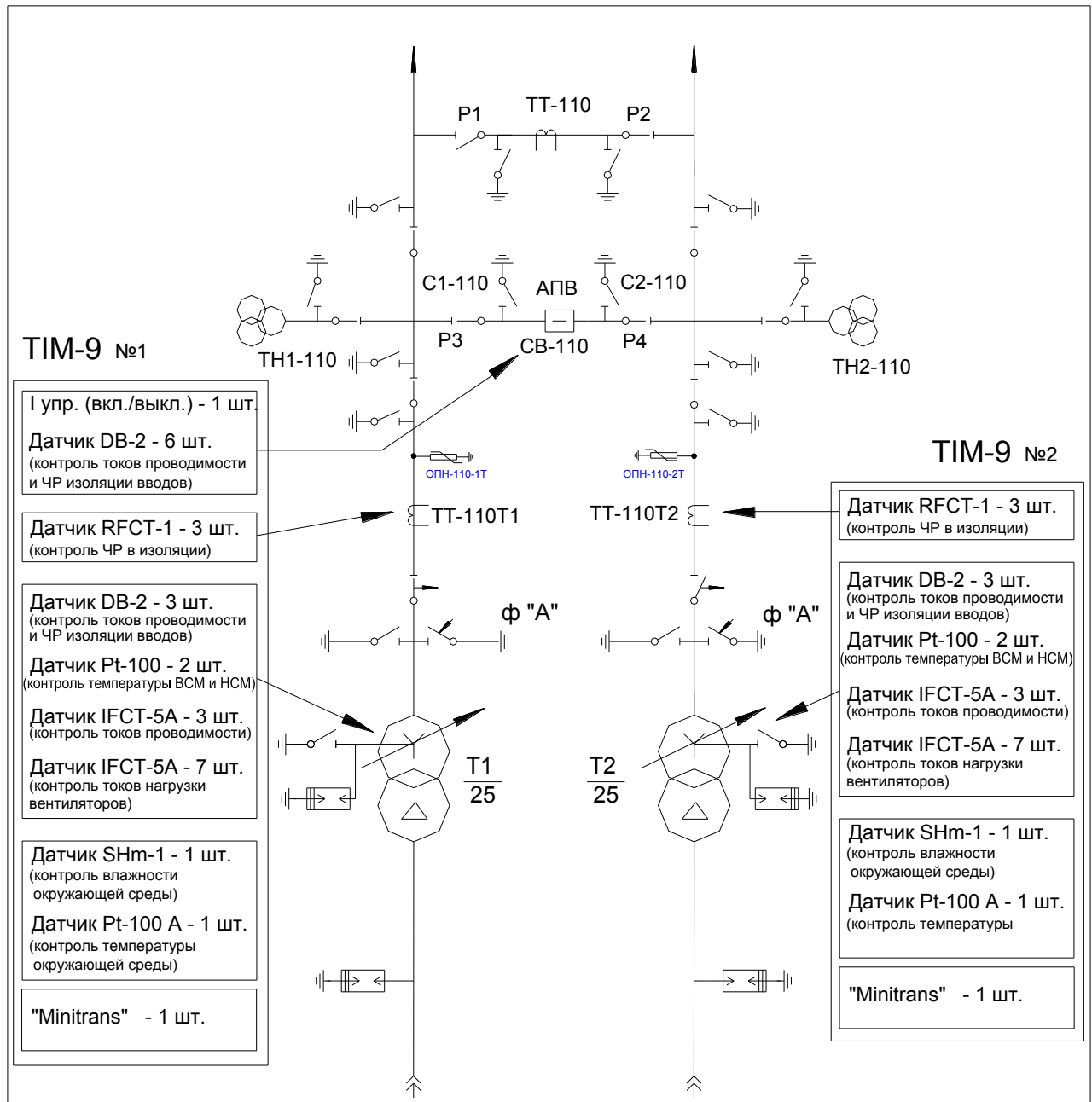
Стоимость практически любой системы мониторинга, предназначенной для объекта, состоящего из оборудования различных типов, можно значительно уменьшить, если собирать ее не из отдельных уникальных диагностических систем и модулей, а на основе использования комплексных приборов. В этом случае стоимость системы мониторинга может быть уменьшена на 20 – 40 %.

В качестве примера в данном разделе приведена принципиальная схема организации системы мониторинга технического состояния, предназначенной для понижающей подстанции 110/10 кВ. Для того, чтобы охватить мониторингом все основное высоковольтное оборудование подстанции, система мониторинга собрана из пяти отдельных диагностических приборов, дополняющих друг друга.

В состав системы мониторинга понижающей подстанции 110/10 кВ входят три комплексных прибора оперативной диагностики высоковольтного оборудования:

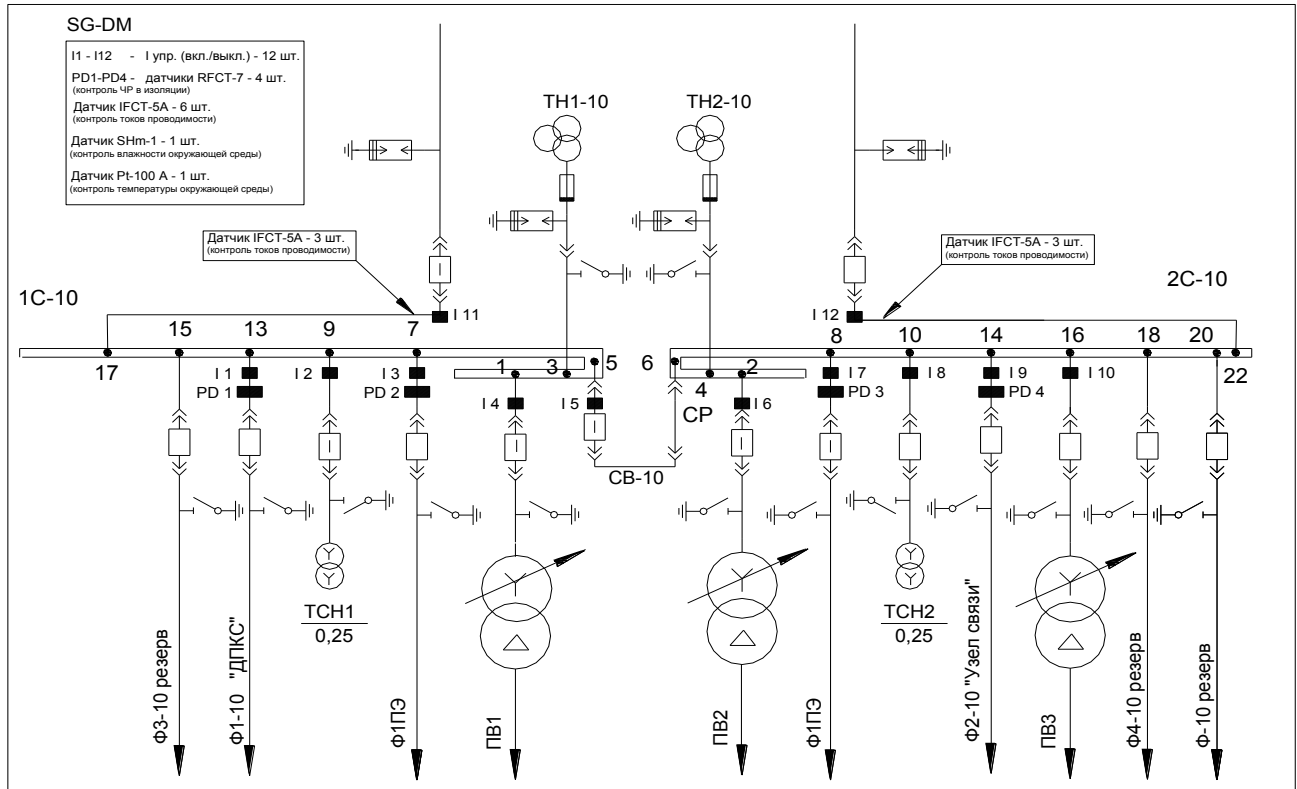
- Два комплексных диагностических прибора марки «ТМ-9», производства фирмы «ДИМРУС», предназначенные для непрерывного контроля технического состояния силовых трансформаторов.

- Один комплексный прибор SG-DM, предназначенный для контроля технического состояния выключателей КРУ, и отходящих кабельных линий.
- Два прибора для контроля растворенных в масле газов, марки MINITRANS, фирма «Kelman», Англия.



На рисунке приведена схема монтажа приборов контроля силовых трансформаторов, ТИМ-9, и двух приборов контроля параметров масла. На этом рисунке показаны все необходимые первичные датчики, которые требуется смонтировать на контролируемом оборудовании, относящемся к стороне 110 кВ. Это два силовых понижающих трансформатора подстанции, и высоковольтный выключатель СВ-110, предназначенный для коммутации входных линий 110 кВ.

Схема подключения прибора SG-DM показана на втором рисунке. При помощи этого прибора контролируется состояние оборудования 10 кВ – выключатели КРУ, отходящие кабельные линии, подключенное оборудование 10 кВ.



Вся информация о техническом состоянии всего контролируемого оборудования, от первичных приборов, собирается в общем компьютере, установленном на пульте. Она также передается по каналам связи в АСУ-ТП более высокого уровня.

Применение такого диагностического решения позволяет переходить к использованию «необслуживаемых» понижающих подстанций, когда оперативная информация о техническом состоянии высоковольтного оборудования доступна всем пользователям корпоративной информационной сети предприятия.

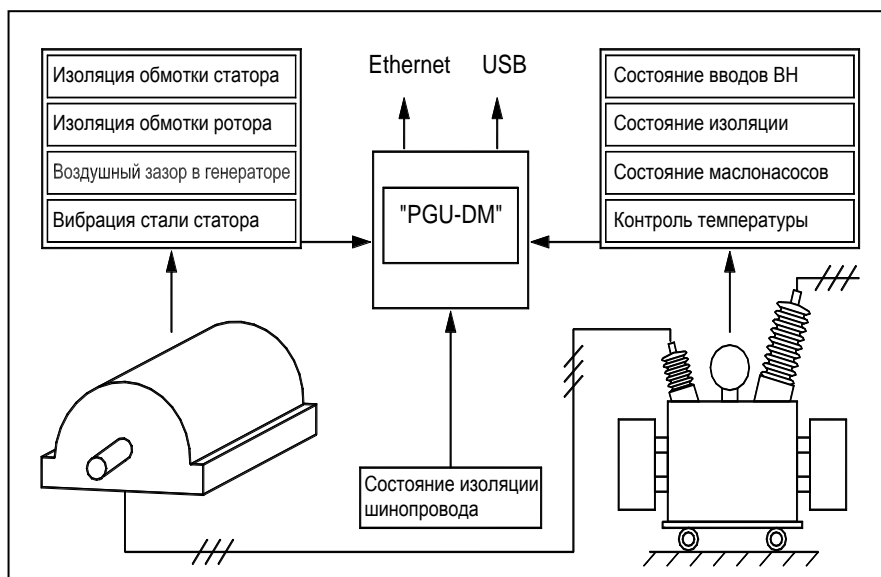
### 9.3. «PGU-DM» - типовое решение для организации мониторинга состояния изоляции для энергоблока электростанции.

В основу создания системы «PGU-DM» положен простой, практически обоснованный принцип: «один комплексный объект – одна комплексная система мониторинга». Реализация такого подхода к разработке оборудования позволила создать систему, которая по соотношению «эксплуатационные свойства / затраты на реализацию системы» не имеет себе равных на рынке систем мониторинга.

В комплексной диагностической системе мониторинга марки «PGU-DM» осуществляется контроль следующих параметров энергоблока станции:

- Контроль изоляции обмотки статора генератора, вводов и обмоток трансформатора, а также шинпровода по уровню и распределению частичных разрядов. Тип, место возникновения, и степень развития дефекта определяется при помощи системы «PD-Expert».
- Контроль изоляции обмотки ротора на основании анализа радиальной составляющей магнитного потока в воздушном зазоре генератора.
- Контроль положения ротора в зазоре статора генератора при помощи двух (для турбогенератора) емкостных датчиков «SL-50». Для гидрогенераторов используется существенно большее количество датчиков зазора.

- Контроль состояния изоляции трех высоковольтных вводов блочного трансформатора по токам проводимости, анализ величин  $\text{tg}\delta$  и «С1» вводов.



- Контроль параметров нагрузки энергоблока для уточнения диагностических заключений системы мониторинга.

- Контроль температурных режимов работы трансформатора.

- Контроль состояния и диагностика дефектов маслонасосов системы охлаждения (трансформатора).

- Контроль технического состояния

блочного выключателя.

Анализ технического состояния каждой подсистемы энергоблока, контролируемой при помощи «PGU-DM», проводится с использованием встроенных в ПО экспертных систем. Это позволяет представлять пользователю не просто набор информации, полученной с первичных датчиков, а готовые диагностические заключения, позволяющие планировать проведение ремонтных и сервисных работ.

В комплект поставки системы мониторинга «PGU-DM» входит специализированное программное обеспечение для персонального компьютера. Это программное обеспечение позволяет получать информацию из первичного прибора системы мониторинга, архивировать ее, отображать на экране компьютера в виде графиков, мнемосхем, светофоров состояния. При помощи этого ПО можно проводить дополнительный анализ состояния энергоблока, выявлять долговременные тренды в изменении технического состояния. Передача информации от первичного прибора в АСУ-ТП осуществляется по стандартной оптической линии связи.

В максимальной конфигурации системы мониторинга «PGU-DM», на электротехническом оборудовании энергоблока (тепловой станции) монтируется 32 первичных датчиков различного назначения. Большая часть используемых в системе первичных датчиков разработана и производится фирмой «DIMRUS».

#### 9.4. Типовое решение для организации мониторинга состояния изоляции по величине электромагнитного излучения от дефектов.

Это наиболее простое техническое решение системы мониторинга состояния изоляции, для высоковольтного оборудования одного объекта.

На территории подстанции стационарно монтируются три прибора марки «UHF-Loc-2», предназначенные для регистрации электромагнитного излучения в высокочастотном диапазоне.

Данные приборы имеют несколько технических особенностей:

- Каждая прибор системы оснащается вращающейся направленной антенной, закрытой пластиковым колпаком для защиты от атмосферных воздействий.

- Каждый прибор имеет встроенную систему автоматического позиционирования, позволяющую точно определять место расположения, направление антенны относительно по-



люсов земли и линии горизонта, в момент сканирования внешнего электромагнитного фона на контролируемом объекте.

Каждый из трех приборов общей системы мониторинга, в автоматическом режиме, постоянно ведет сканирование в полном диапазоне частот электромагнитного излучения на территории подстанции. При появлении специфического электромагнитного излучения от дефектов в изоляции производится уточнение диапазона излучения и направления от данного прибора на источник излучения.

По сигналу от центрального компьютера производится определение географических координат источника частичных разрядов. На основании анализа информации от трех измерительных приборов производится локация места источника излучения. Проводится наложение результатов измерений на план подстанции, выявляется оборудование, имеющие дефекты в изоляции. В дальнейшем определяется тип дефекта, выявленного в изоляции контролируемого высоковольтного оборудования.