

МИХЕЕВ Г. М.

ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

ДИАГНОСТИКА И КОНТРОЛЬ ЭЛЕКТРО- ОБОРУДОВАНИЯ

Г. М. Михеев

**ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ
ДИАГНОСТИКА И КОНТРОЛЬ
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ**



Москва
Издательский дом «Додэка-XXI»
2010

УДК 621.311+621.384.658

ББК 31.264-08

М69

Рецензенты

заведующий кафедрой электроники
Чувашского государственного университета им. И.Н. Ульянова,
доктор технических наук, профессор *Л. А. Белов*

заведующий кафедрой электроснабжения и технической диагностики
Марийского государственного университета,
доктор технических наук, профессор *Л. М. Рыбаков*

Михеев Г.М.

М69 Электростанции и электрические сети. Диагностика и контроль электрооборудования. / Михеев Г. М. — М. : Додэка-XXI, 2010. — 224 с.: ил. — ISBN 978-5-94120-225-6.

В книге приводятся традиционные и новые ресурсосберегающие методы и устройства диагностики подстанционного оборудования электростанций и электрических сетей энергосистем, такого как силовые трансформаторы на классы напряжения 35...750 кВ и установленные на них регуляторы под нагрузкой, а также высоковольтные выключатели 6...500 кВ и разрядники 35...500 кВ.

Рассчитана на инженерно-технический персонал предприятий, электростанций и электросетей, выполняющий работы по ремонту, эксплуатации и диагностике высоковольтного электрооборудования, а также на научных работников, студентов и аспирантов, занимающихся вопросами диагностики и контроля мощных силовых трансформаторов, коммутационных аппаратов, средств защиты от перенапряжения.

УДК 621.311+621.384.658
ББК 31.264-08

Все права защищены. Никакая часть этого издания не может быть воспроизведена в любой форме или любыми средствами, электронными или механическими, включая фотографирование, ксерокопирование или иные средства копирования или сохранения информации, без письменного разрешения издательства.

ISBN 978-5-94120-225-6

© Михеев Г.М.
© Издательский дом «Додэка-XXI», 2010

*Посвящается моим родителям:
Михееву Михаилу Прокопьевичу
и Михеевой Марии Емельяновне*

ОГЛАВЛЕНИЕ

Список сокращений	7
Предисловие	10
Введение	12
Глава 1. Краткие сведения о силовых трансформаторах	15
1.1. Эксплуатация силовых трансформаторов в системе энергетики Чувашской Республики ..	15
1.2. История и основные элементы силовых трансформаторов	18
1.3. Схемы регулируемых трансформаторов	28
1.4. Основные методы контроля силовых трансформаторов	32
1.5. Типы и разновидности переключающих устройств	34
1.6. Приводные механизмы переключающих устройств	56
1.7. Монтаж и наладка переключающих устройств без возбуждения	58
1.8. Правила приёмки, монтаж и наладка РПН	60
Глава 2. Автоматизация средств диагностики электрических цепей трансформаторов	64
2.1. Структура цифрового регистратора	64
2.2. Определение группы соединения обмоток трансформаторов	73
2.3. Определение омического сопротивления обмоток	83
2.4. Измерение тока и потерь холостого хода	100
2.5. Определение коэффициента трансформации обмоток силовых трансформаторов	106
2.6. Определение полного сопротивления короткого замыкания обмоток СТ	117
Глава 3. Традиционные методы диагностики регуляторов под нагрузкой	126
3.1. Испытание трансформаторного масла	126
3.2. Измерение давления контактов	127
3.3. Измерение крутящего момента	130
3.4. Измерение сопротивления элементов регуляторов под нагрузкой	130
3.5. Измерение коэффициента трансформации	132
3.6. Снятие круговых диаграмм переключающих устройств	133
3.7. Снятие осциллограмм токов в контактных системах быстродействующих РПН	144
Глава 4. Интродиагностика быстродействующих РПН с применением ЦР	154
4.1. Снятие осциллограмм токов РПН в режиме интродиагностики	154
4.2. Контроль токоограничивающих резисторов быстродействующих РПН	166
4.3. Интродиагностика РПН типа РНОА-110/1000	168
4.4. Интродиагностика РПН типа РНТА-У-35/200	173
4.5. Автоматизированный метод снятия круговой диаграммы переключающих устройств ..	180
Глава 5. Интродиагностика высоковольтных выключателей и аккумуляторных батарей ..	186
5.1. Общие положения	186
5.2. Ускоренный контроль высоковольтного выключателя без вскрытия бака	189

5.3. Определение собственного времени включения и отключения ВВ.....	205
5.4. Контроль аккумуляторных батарей на энергообъектах	212
Глава 6. Диагностика и контроль вентильных разрядников	217
6.1. Методы и технические устройства контроля вентильных разрядников	217
6.2. Автоматическое определение пробивного напряжения вентильных разрядников.....	222
Приложение 1. Технические характеристики силовых трансформаторов, выпускаемых ООО «Тольяттинский трансформатор»	226
Приложение 2. Величины токоограничивающих резисторов РПН	229
Приложение 3. Устройства регулирования напряжения: термины и определения	230
Приложение 4. Условные обозначения зарубежных РПН	232
Приложение 5. Технические данные переключающих устройств	233
Приложение 6. РПН с токоограничивающими резисторами	234
Приложение 7. Основные параметры РПН отечественного производства	236
Приложение 8. Технические данные приводов РПН	238
Приложение 9. Характерные неисправности приводных механизмов и переключающих устройств и методы их устранения	239
Приложение 10. Каналы напряжения и тока многофункционального цифрового регистратора	241
Приложение 11. Метрологические характеристики цифрового регистратора	242
Приложение 12. Основные нормы переключающих устройств для снятия круговой диаграммы	244
Приложение 13. Испытания контактора РПН силового трансформатора	247
Приложение 14. Протоколы интродиагностики высоковольтного электрооборудования ...	251
Список литературы	268
Предметный указатель	294

Список сокращений

SDV, SAV, SCV — регуляторы с токоограничивающим резистором немецкого производства

АВ — автоматический выключатель

АК — аккумуляторная батарея

АСКУЭ — автоматическая система коммерческого учёта электроэнергии

АСУ ТП — автоматическая система управления технологическими процессами

АЦП — аналого-цифровой преобразователь

БВД — блок ввода данных

БВДС — блок ввода дискретных сигналов

БДАС — блок дополнительных активных сопротивлений

БДН — блок датчиков напряжения

БДТ — блок датчиков тока

БДТ и Н — блок датчиков тока и напряжения

БЗЦР — блок запуска цифровой регистрации

БК — блок-контакты

БП — блок питания

БПАС — блок прецизионных активных сопротивлений

БПНТ — блок преобразования напряжения в ток

БСД и П — блок скорости движения и хода подвижных частей

БСК — батарея статистических конденсаторов

БЭП — блок энергонезависимой памяти

ВБ — вычислительный блок

ВВ — высоковольтный выключатель

ВН — высокое напряжение

ВПС — внешний подвижный стержень

ГОР — гальваническая оптоэлектронная развязка

ДЖ — диэлектрическая жидкость

ДН — делитель напряжения
ДУ — дистанционное управление
ДУПВ — датчик угла поворота вала
ЖКД — жидкокристаллический дисплей
ЗУ — зарядное устройство
ИДТ — измерительные датчики тока
ИНПТ — источник напряжения постоянного тока
ИОН — источник оперативного напряжения
ИРПН — источник регулируемого переменного напряжения
КЗ — короткое замыкание
КК — контакты контактора
КО — коммутирующий орган
КП — подвижный контакт
МК — микроконтроллер
НН — низкое напряжение
ОЗУ — оперативное запоминающее устройство
ОПН — ограничитель перенапряжений
ОУ — операционные усилители
ПБВ — переключатель без возбуждения
ПК — персональный компьютер
ПМ — приводной механизм
ПН — переключатель нагрузки
ПС — порт связи
ПУ — переключающее устройство
РА — регулировочный автотрансформатор
РЗА — релейная защита и автоматика
РНОА — регулятор напряжения однофазный с активным резистором
РНТ — регулятор напряжения трёхфазный (реакторный)
РНТА — регулятор напряжения трёхфазный с токоограничивающими резисторами
РПН — регулятор под нагрузкой
РС — регулятор ступенчатый
СЗОП — средство защиты от перенапряжения
СЛ — сигнальные лампы
СН — среднее напряжение
СПП — система подавления помех
СТ — силовой трансформатор
СТА — силовой трёхфазный автотрансформатор
СТК — соединительный трёхпроводной кабель

СЧК — соединительный четырёхпроводной кабель
СШК — соединительный шестипроводной кабель
СЭС — Северные электрические сети
ТИНПТ — трёхканальный источник напряжения постоянного тока
ТР — токоограничивающий резистор
УР — указатель равновесия
УТ — устройства телемеханики
ФИН — формирователь импульса напряжения
ХАРГ — хроматографический анализ
ХХ — холостой ход
ЦР — цифровой регистратор
ЦСП — цифровой сигнальный процессор
ЧКН — четырёхпроводной кабель напряжения
ЧКТ — четырёхпроводной кабель тока
ШК — пунктирующий контакт
ШТ — штанга полюса включателя
ЭВ — электромагнит включения
ЭДС — электродвижущая сила
ЭО — электромагнит отключения

Предисловие

Книга посвящена важной и актуальной проблеме диагностики изношенного высоковольтного электрооборудования энергосистем.

Качественный ремонт и применение современных методов эксплуатации, основанных на диагностике технического состояния электрических машин, коммутационной аппаратуры и средств защиты от перенапряжения, позволяют обеспечить бесперебойную работу всех отраслей народного хозяйства, уменьшить расходы на эксплуатацию и ремонт электрооборудования и продлить срок его службы.

За последнее время благодаря применению цифровых устройств произошли существенные изменения аппаратуры, предназначенной для испытаний, контроля и диагностики высоковольтного электрооборудования. По этой причине во многом утратили ценность изданная в 1985 г. книга И. Я. Яковсона «Наладка и эксплуатация переключающих устройств силовых трансформаторов» и выпущенный ОРГРЭС в 1997 г. «Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования» (разд. 2, 4, 7 и 10).

Цель настоящей книги — изложить прогрессивные методы и устройства диагностики мощных силовых трансформаторов (СТ), высоковольтных выключателей и разрядников 35...500 кВ с применением новой микропроцессорной техники.

В работе рассмотрены современные методы цифровой диагностики силового высоковольтного электрооборудования, проводимые с применением одного прибора — многоканального цифрового регистратора. Представлены разработанные автоматизированные средства для определения группы соединения обмоток СТ, а также для определения таких их характеристик, как потери холостого хода при малом однофазном возбуждении, коэффициент трансформации, полное сопротивление короткого замыкания и омическое сопротивление по постоянному току.

На конкретном примере опыта работы Чувашской энергосистемы приведены общие сведения о силовых трансформаторах, особенности их эксплуатации.

Рассмотрены вопросы обслуживания и оценка состояния переключающих устройств 35...220 кВ, установленных на силовых высоковольтных трансформаторах классов напряжения 35...750 кВ, эксплуатируемых в системе энергетики РАО

«ЕЭС России». Особое внимание уделено снятию осциллограмм токов в цепях контактных систем регуляторов под нагрузкой (РПН) таких типов, как РС, РНТА, РНОА, SDV, SAV и SCV.

Впервые приведён разработанный метод интродиагностики быстродействующих переключающих устройств, т. е. метод диагностики, проводимый без вскрытия баков РПН, что позволяет отказаться от трудоёмкого процесса слива и последующей заливки диэлектрической жидкости.

Показана возможность интродиагностики высоковольтных выключателей (в частности, масляных). Приведены конкретные примеры применения разработанной методики для интродиагностики коммутационных аппаратов, эксплуатируемых в энергосистеме Чувашской Республики. Примечательно, что данный метод позволяет исследовать состояние РПН и высоковольтных выключателей в любое время года. Показана возможность контроля аккумуляторных батарей с применением цифрового регистратора.

Описано автоматизированное устройство для определения пробивного напряжения вентильных разрядников с шунтирующими сопротивлениями. Данное измерение на практике часто применяется в тех случаях, когда исправность того или иного элемента разрядника вызывает определённые сомнения по результатам полученных термограмм тепловизионного контроля.

Автор признателен сотрудникам ООО «Инженерный центр» г. Чебоксары, соавторам научных публикаций С. Н. Баталыгину, Ю. А. Федорову и В. М. Шевцову за непосредственное участие в разработке методов цифровой диагностики высоковольтного электрооборудования, а также А. Н. Пулину и А. С. Панфилову за помощь в постановке многих экспериментов на действующем силовом электрооборудовании во время ремонтной компании на предприятиях энергетики Чувашской Республики, ОАО ТГК-5, ОАО ТГК-6 и Республики Татарстан.

Особую благодарность за ценные замечания при подготовке настоящей книги автор выражает рецензентам и доктору физико-математических наук, профессору, главному научному сотруднику ИПМ УрО РАН Геннадию Михайловичу Михееву.

Автор также выражает благодарность кандидату физико-математических наук, доценту Валентину Сергеевичу Идиатулину за помощь в проработке вопросов терминологии.

Автор

Введение

Хорошо известно, что высоковольтное электрооборудование (силовые трансформаторы, высоковольтные выключатели и средства защиты от перенапряжения) является важнейшим узлом распределительной сети. Самым дорогим элементом на любой подстанции является преобразователь напряжения — силовой трансформатор. Большинство этих преобразователей напряжения в течение многих лет работают при различных климатических условиях и подвергаются внешним и внутренним воздействиям электромагнитной и механической природы. Мировой опыт показывает, что экономический ущерб от случайной аварии мощного силового трансформатора, связанный только с остановкой промышленных предприятий из-за отсутствия питающего напряжения, исчисляется миллионами долларов, не говоря уже о весьма крупных затратах, необходимых для восстановления работоспособности дорогостоящего оборудования [1...3].

Статистические исследования [4], проведённые за рубежом, показывают, что вероятность отказа масляного трансформатора составляет 0.0062 аварии в год. Другими словами, это означает, что в энергосистеме, состоящей из 160 масляных трансформаторов, возможна, по крайней мере, одна авария в год. С другой стороны, характерной тенденцией современной электроэнергетики являются нарастающие степени изношенности основного силового электрооборудования и недостаточные темпы его обновления.

В последние два десятилетия в электроэнергетике широко применяется диагностика высоковольтного электрооборудования с помощью приборов, изготовленных на современной микроэлектронной базе. На их основе появилось множество приборов инфракрасной техники, различные модификации хроматографических устройств, множество разновидностей осциллографов и регистраторов, легко сопрягаемых с персональным компьютером, и т. д. [5...7].

При наладочных испытаниях электроприводов, генераторов, высоковольтных выключателей и другого оборудования осциллографы позволяют осуществлять визуальное наблюдение и запись переменных во времени электрических процессов или неэлектрических величин, преобразованных в электрические [8].

Обычно в качестве устройства для этих целей применяли многоканальные осциллографы типов Н11, Н13 и им подобные или магнитоэлектрические осциллографы со светолучевой записью на фотоленту [9]. Эти устройства обладали ря-

дом недостатков. К их числу относится неудобство при осциллографировании, заключающееся в трудности синхронизации запуска осциллографа с началом процесса регистрации измеряемых величин, что влекло за собой излишнюю трату фотобумаги или фотоленты. Другим недостатком является проявление изображения осциллограмм на фотобумаге в специально оборудованной лаборатории. К числу недостатков этих устройств относится также невозможность создания базы данных в электронном виде и ручная обработка осциллограмм. По этим причинам, а также для повышения метрологических характеристик обследования высоковольтного оборудования, одним из перспективных направлений ускоренной и автоматизированной диагностики является использование микропроцессорных устройств и цифровых методов обработки результатов измерений и испытаний, которые не нашли ещё широкого и повсеместного применения в практической деятельности инженерных служб в электроэнергетике [10].

Заметим, что важным и достаточно объективным методом диагностики высоковольтного оборудования является обследование под рабочим напряжением электрооборудования в инфракрасном диапазоне с помощью тепловизора. За последние десятилетия с помощью приборов инфракрасной техники в энергосистемах были обнаружены десятки тысяч развивающихся дефектов, тысяча из которых могла бы привести к крупным авариям и отказам.

Всё шире начинают использоваться методы и аппаратура для контроля частичных разрядов на силовых и измерительных трансформаторах, электродвигателях и генераторах. Электронно-оптические методы и цифровая аппаратура занимают особое место при контроле электроразрядных и тепловых процессов благодаря дистанционности и оперативности процесса измерения, а также высокой информативной способности.

Другим часто применяемым методом диагностики маслонаполненного электрооборудования является хроматографический метод определения растворённых газов в диэлектрической жидкости. Сегодня и здесь немыслимо получение автоматизированных обработок измерений без цифровой техники.

Однако имеется целый ряд устройств, важных узлов силового высоковольтного электрооборудования, которые требуют новых методов и технических средств для оперативной диагностики и ускоренной обработки полученной измерительной информации. Современные методы и технические средства диагностики высоковольтных электрических аппаратов в энергосистемах не позволяют выявить работу отдельных элементов без вскрытия дорогостоящего электрооборудования (интродиагностика). В связи с этим затягивается время вывода в ремонт электрооборудования, утрачивается оперативность и увеличивается вероятность аварийных режимов. Поэтому разработка новых методов контроля (при которых измеряются различные данные и параметры, характеризующие состояние силовых трансформаторов, высоковольтных выключателей и средств защиты от перенапряжения) и интродиагностики электрооборудования (без вскрытия баков высоковольтных аппаратов), при которых обрабатываются полученные данные с целью нахождения дефектов и прогнозирования возможных аварий, является, безусловно, актуальной задачей.

Нами разработан и внедрён в повседневную практику ряд методов интродиагностики и модификаций цифровых устройств на базе мобильного помехозащищённого микропроцессорного осциллографа (регистратора) динамических процессов для цифровой диагностики и контроля наиболее ответственных силовых элементов энергообъектов и их уязвимых узлов. К ним на электрических подстанциях относятся силовые трансформаторы, регуляторы напряжения под нагрузкой (РПН), высоковольтные выключатели, средства защиты электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений (разрядники и ограничители), а также аккумуляторные батареи (**Рис. В.1**).



Рис. В.1. Область применения ЦР.

Освоение цифровых методов и новых микроэлектронных устройств для осуществления интродиагностики высоковольтных электрических аппаратов позволяет повысить точность измерений, сократить время проведения испытаний высоковольтного электрооборудования, автоматизировать обработку результатов, а также существенно облегчить работу оперативного персонала и формирование интегрированных баз данных диагностики электрооборудования энергетических компаний и отдельных предприятий.

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ

1.1. Эксплуатация силовых трансформаторов в системе энергетики Чувашской Республики

Количество трансформаторов 35...500 кВ в системе энергетики с каждым годом растёт. По состоянию на 2006 г. в эксплуатации в системе энергетики Чувашской Республики находится в общей сложности более 220 силовых трансформаторов: от 6 в классе 500 кВ до 158 в классе 110 кВ (**Рис. 1.1**) [11].

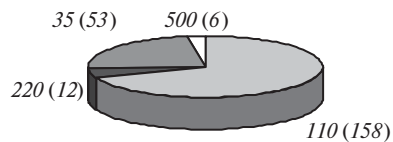


Рис. 1.1. Количество установленных трансформаторов в системе энергетики Чувашской Республики в зависимости от класса напряжения.

На **Рис. 1.2** приведена диаграмма ввода в эксплуатацию трансформаторов по годам в Чувашской Республике. Из этого рисунка видно, что пик ввода силовых трансформаторов приходится на период с 1986 по 1990 г. За последние пять лет, с

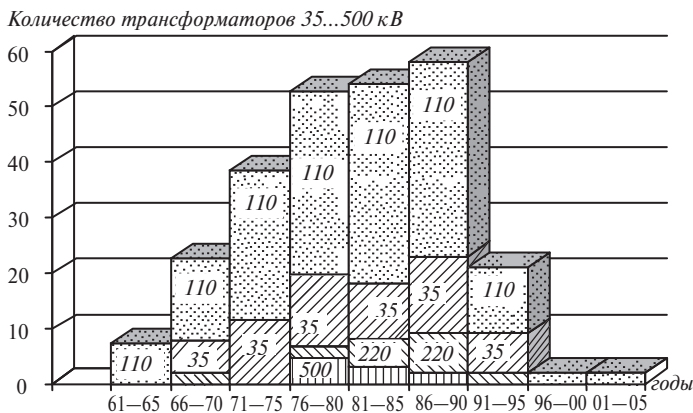


Рис. 1.2. Диаграмма ввода в эксплуатацию трансформаторов по годам.

2001 по 2005 г., частота ввода силовых трансформаторов составляет один трансформатор в год. На **Рис. 1.3** находится диаграмма, на которой показаны установленные мощности, введенные за период с 1961 по 2005 г. в системе энергетики Чувашии. По сумме установленной мощности пик приходится на период с 1976 по 1990 г.

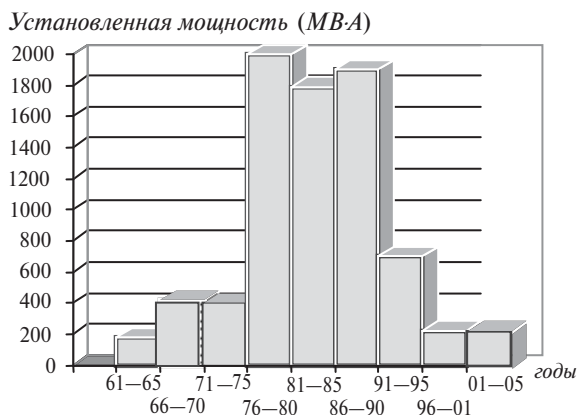


Рис. 1.3. Диаграмма силовых трансформаторов, вводимых в эксплуатацию по сумме установленной мощности.

На **Рис. 1.4** приведены данные суммарной установленной мощности трансформаторов для каждого предприятия в отдельности.

За сорок пять лет эксплуатации трансформаторов, наряду с ростом их количества и мощности, в системе имеются и потери, в основном приходящиеся на семидесятые — начало восьмидесятых годов [12]. Причины — заводской брак силовых трансформаторов, отсутствие надлежащей аппаратуры и методики их диагностики, недостаточный опыт эксплуатации оборудования со стороны оперативного и ремонтного персонала.

Фактические причины отказов (повреждаемость) трансформаторов в системе Чувашской Республики могут быть несколько иными по сравнению с официальной статистикой. Это объясняется тем, что статистические данные приводятся по составленным картам отказов сразу же после повреждения или отказа трансформаторов, тогда как чаще всего причина повреждения не может быть однозначно определена. Только при последующей разборке трансформатора, проводимой, как правило, через несколько недель после повреждения, можно определить истинные причины отказа СТ. Однако в большинстве случаев ранее составленные карты отказов не корректируются, а во многих случаях разборка трансформаторов (с целью выявления причины повреждения) не производится.

Анализ фактических отказов трансформаторов класса напряжения 110 кВ за последние 30 лет эксплуатации показывает, что самым слабым местом для трансформаторов 110 кВ являются переключающие устройства (**Рис. 1.5**). По данным

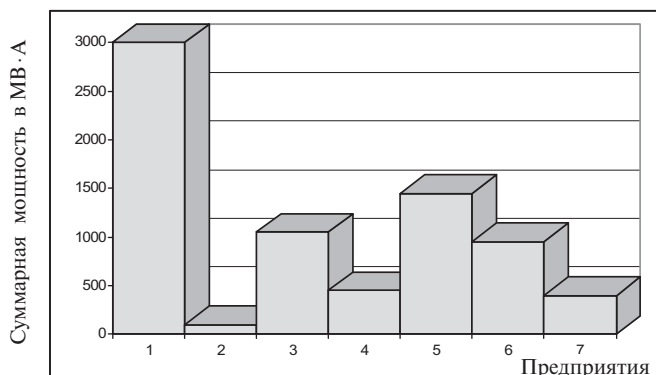


Рис. 1.4. Суммарная установленная мощность трансформаторов по предприятиям энергосистемы.

1 — Чебоксарская ГЭС; 2 — ТЭЦ-1; 3 — ТЭЦ-2; 4 — ТЭЦ-3;
5 — Северные электрические сети (СЭС); 6 — Южные электрические сети (ЮЭС);
7 — Алатырские электрические сети (АЭС).

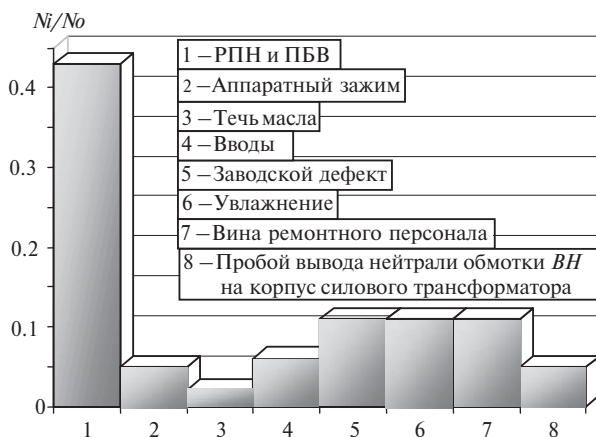


Рис. 1.5. Анализ отказов силовых трансформаторов класса напряжения 110 кВ Чувашской энергосистемы.

N_i — количество отказов от i вида дефекта, где $i = 1...8$;
 N_o — общее количество отказов.

зарубежных литературных источников, частота отказов силовых трансформаторов из-за неполадок ПБВ и РПН составляет около 38% [1].

В настоящее время большая доля трансформаторов Чувашии функционирует более 30 лет. Трансформаторы, проработавшие более 25 лет, на сегодняшний день составляют около 65%, что намного усложняет работу энергетиков республики. Отсутствие средств на профилактическую работу обязывает специалистов энергосистемы уделить внимание к диагностике электрооборудования, повышению культуры её эксплуатации, совершенству мастерства работников системы при производстве ремонтных работ.

Накопленный опыт эксплуатации электрооборудования позволил энергетикам республики одними из первых в России определять необходимость проведения капитального ремонта по результатам диагностики оборудования, что даёт возможность экономить немалые материальные средства. Вопрос о необходимости капитального ремонта силового трансформатора решается после комплексного обследования.

Энергетики республики владеют современными методами и аппаратурой для диагностики высоковольтного электрооборудования. В частности, по результатам хроматографического анализа растворённых в масле газов, тепловизионного контроля, а также по результатам полученных осциллограмм токов в контактных системах РПН удалось выявить ряд серьёзных дефектов в электрооборудовании 35...500 кВ. Однако в настоящее время необходимо иметь не только полноценную диагностику, основанную на достижениях технического потенциала последних лет, но и мониторинг электрооборудования в процессе его работы. Особенно это актуально для трансформаторов класса 220...750 кВ, которые по сравнению с трансформаторами 110 кВ имеют мощности на порядок выше и где процессы развития дефектов весьма скоротечны. Но, к сожалению, на сегодняшний день ни одна энергосистема страны не имеет эффективно налаженной аппаратуры автоматического непрерывного контроля за состоянием силовых трансформаторов [1].

1.2. История и основные элементы силовых трансформаторов

Явление, лежащее в основе действия электрического трансформатора, было открыто английским физиком Майклом Фарадеем в 1831 г. при проведении им основополагающих исследований в области электричества. Спустя примерно 45 лет появились первые трансформаторы, содержавшие все основные элементы современных трансформаторов.

Современные трансформаторы превосходят своих предшественников, созданных к началу XIX столетия, по мощности в 500, а по напряжению в 15 раз; их масса в расчёте на единицу мощности снизилась приблизительно в 10 раз, а коэффициент полезного действия, как правило, превышает 99%.

Рассмотрим вкратце принцип работы силового трансформатора.

В трансформаторе обмотка из витков провода, которая подключена к источнику питания и которая порождает магнитное поле, называется первичной. Другая обмотка, в которой под действием этого поля возникает электродвижущая сила (ЭДС), называется вторичной. Индукция между первичной и вторичной обмотками взаимна, т. е. ток, протекающий во вторичной обмотке, индуцирует ЭДС в первичной точно так же, как первичная обмотка индуцирует ЭДС во вторичной обмотке. Более того, поскольку витки первичной обмотки охватывают свои собственные силовые линии, в них самих возникает ЭДС. Это явление, называемое самоиндукцией, наблюдается также и во вторичной обмотке. На явлении взаимной индукции и самоиндукции основано действие трансформатора. Для эффективной работы этого устройства необходимо, чтобы между его обмотками существовала почти идеальная индуктивная связь и каждая из них обладала высокой

самоиндукцией. Это означает, что почти все силовые линии магнитного поля, охватываемые первичной обмоткой, должны также охватываться и вторичной и что количество силовых линий, порождаемых каждой обмоткой при заданной скорости изменения силы тока, должно быть большим. Обоим этим условиям можно удовлетворить, намотав первичную и вторичную обмотки на железный сердечник так, как это сделал Фарадей в своих первых экспериментах. Железо увеличивает количество силовых линий магнитного поля приблизительно в 10 000 раз. О материалах, обладающих таким свойством, говорят, что они имеют высокую магнитную проницаемость. Кроме того, железный сердечник локализует поток магнитной индукции, благодаря чему обмотки трансформатора могут быть пространственно разделены и в то же время индуктивно связаны.

В идеальном трансформаторе все силовые линии проходят через все витки обеих обмоток, и, поскольку изменяющееся магнитное поле порождает одну и ту же ЭДС в каждом витке, суммарная ЭДС, индуцируемая в обмотке, пропорциональна полному числу её витков. Если в трансформаторе не происходит потери энергии, мощность в цепи вторичной обмотки должна быть равна мощности, подводимой к первичной обмотке. Другими словами, произведение напряжения и силы тока во вторичной обмотке должно быть равно произведению напряжения и тока в первичной. Таким образом, токи оказываются обратно пропорциональными отношению напряжений в двух обмотках, и, следовательно, отношение токов обратно пропорционально отношению числа витков в обмотках. Такой подсчёт мощности справедлив лишь в том случае, если токи и напряжения совпадают по фазе; условие высокой самоиндукции обеспечивает пренебрежимо малую величину токов, не совпадающих по фазе.

Для инженеров-электриков идеальный трансформатор представляет собой инструмент, аналогичный рычагу в механике, но вместо преобразований между силой и перемещением трансформатор выполняет преобразования между напряжениями и токами. Вместо отношения плеч силы количественной характеристикой трансформатора является отношение между числом витков в его обмотках. Конечно, идеального трансформатора не существует, однако практически реализованные устройства очень близки к нему.

Железный сердечник является неременной составной частью всех современных силовых трансформаторов, а медь благодаря своему низкому электрическому сопротивлению была и остаётся основным материалом, из которого изготавливают провода для обмоток.

Современный трансформатор мало отличается от трансформаторов начала XIX в. Он по-прежнему состоит из изолированных пластин и обмоток из медного провода (**Рис. 1.6**). Современные трансформаторы могут работать при напряжении 1150 кВ и мощности более 1 млн кВт, а продолжительность их эксплуатации колеблется от 25 до 50 лет.

Параметры, характеризующие идеальный трансформатор, в значительной степени зависят от свойств сердечника, и именно в этой области был достигнут наибольший прогресс. Важнейшее свойство материала, из которого изготавливают сердечники, — это магнитная проницаемость, магнитное насыщение, электрическое сопротивление и потери на гистерезис. Магнитную проницаемость можно

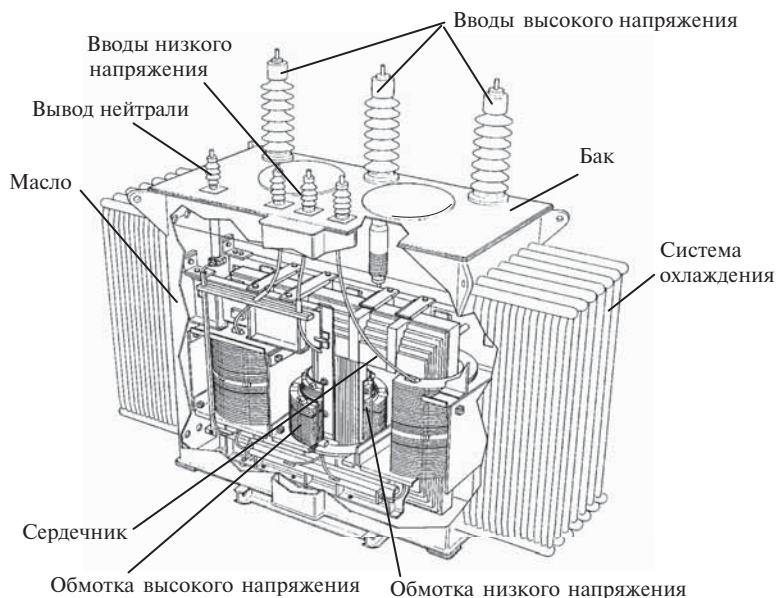


Рис. 1.6. Общий вид силового трансформатора.

представить как количество силовых линий, порождаемых в материале, находящемся во внешнем магнитном поле. Магнитное насыщение — это состояние магнитного материала, при котором его намагниченность достигает предельного значения. Эти два свойства определяют мощностные характеристики сердечника. Электрическое сопротивление материала сердечника важно постольку, поскольку оно позволяет снизить энергетические потери, обусловленные вихревыми токами.

Гистерезис или «эффект запоминания» в магнитных материалах уменьшает коэффициент полезного действия трансформатора. Вследствие взаимодействия между группами «намагниченных» атомов материал продолжает оставаться в намагниченном состоянии. Поэтому, когда напряженность внешнего магнитного поля временно уменьшается, материал реагирует не сразу. В трансформаторе эта задержка приводит к потере энергии на каждом цикле переменного тока.

На протяжении всей истории совершенствования сердечников основные цели, исследуемые инженерами, заключались в том, чтобы повысить магнитную проницаемость, точку насыщения и электрическое сопротивление материала и уменьшить энергетические потери на гистерезис. В этих исследованиях важную роль играет кривая, которая графически описывает соотношения между такими свойствами намагничиваемого материала, как магнитная проницаемость, магнитное насыщение и гистерезис. Эта кривая представляет собой график зависимости магнитной индукции B , или числа силовых линий, индуцируемых в материале, от функции изменяющейся напряженности магнитного поля H . Кривая, характерная для каждого цикла переменного тока, порождающего магнитное поле, имеет форму буквы S с сужающимися концами. Угол её наклона соответствует

величине магнитной проницаемости; точка, в которой кривая выравнивается в верхней части (точка M), соответствует точке магнитного насыщения, а площадь, ограничиваемая кривой $AMNM'A$, соответствует гистерезису (Рис. 1.7) [13].

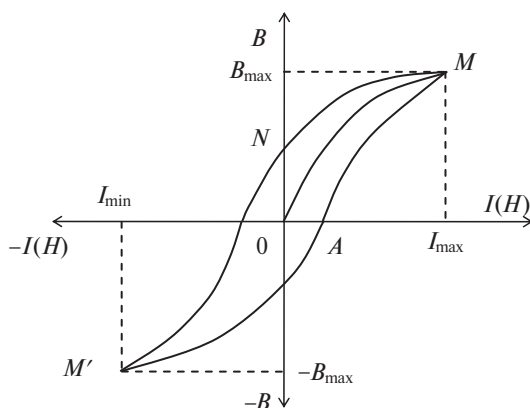


Рис. 1.7. Петля гистерезиса (зависимость индукции B от тока намагничивания I).

Исследователей всегда интересовал вопрос о том, как эти свойства соотносятся с физическими свойствами материала. Каждое свойство зависит от характера взаимодействия между атомами — элементарными магнитами. Это взаимодействие определяется кристаллической структурой железа и присутствием атомов других элементов — примесей. Наука об этих сложных взаимодействиях называется теорией магнитных доменов. Она помогает специалистам в их поисках более совершенных материалов для трансформатора.

Тонкие пластины из листовой стали, из которых состояли сердечники первых трансформаторов, характеризовались значительными потерями на гистерезис. Впоследствии потери постепенно начали снижаться за счёт тщательного подбора стали, поставляемой различными производителями, и к 1900 г. эти потери были уменьшены вдвое. Возникла также проблема, связанная со старением материала: чем дольше эксплуатировался трансформатор, тем выше становились потери на гистерезис.

С 1900 г. рабочие характеристики материала для сердечников были значительно улучшены.

В начале 1900-х годов английский исследователь-металлург Роберт А. Хедфилд провел серию экспериментов, чтобы установить, каким образом добавки других элементов влияют на свойства железа. В ряде публикаций Хедфилд и его коллеги указывали на перспективность использования кремнистой стали в качестве материала для сердечников. При добавлении кремния потери на гистерезис в железе уменьшались, магнитная проницаемость повышалась, эффект старения практически полностью исчезал, а электрическое сопротивление металла возрастало. Однако производство кремнистой стали натолкнулось на трудности, и прошло несколько лет, прежде чем компания Хедфилда поставила заказчикам свою первую тонну трансформаторной стали. В течение последующих 17 лет приме-

ние этого материала позволило электроэнергетической промышленности сэкономить около 340 млн долл. — по тем временам это была колоссальная сумма.

Следующий скачок в технологии производства сердечников был сделан в начале 1930-х годов, когда американский металлург Норман П. Госс, сотрудник компании «Голд Металл Процесс» (Cold Metall Process Company), установил, что при комбинированном воздействии проката и нагревания у кремнистой стали появлялись незаурядные магнитные свойства в направлении прокатки. Эффект, физической сущности которого Госс тогда не понимал, заключался в том, что благодаря такой обработке главные оси частиц железа выстраивались в одном направлении, что приводило к коллективному магнитному взаимодействию. Если сердечник, изготовленный из такого материала, был соответствующим образом ориентирован в трансформаторе, магнитное насыщение увеличивалось на 50%, потери на гистерезис сокращались в 4 раза, а магнитная проницаемость возрастала в 5 раз.

Поскольку теперь металл нужно было специальным образом ориентировать в сердечнике, технологию производства сердечников также потребовалось изменить. Уже нельзя было просто штамповать *III*-образные пластины из сплошных стальных листов. Чтобы добиться оптимальных характеристик, нужно было вырезать каждую ножку *III* отдельно. До 1941 г. открытие Госса не нашло широкого применения в производстве, но в последующий период оно сыграло важную роль в дальнейшем усовершенствовании трансформаторов [14].

Уменьшение габаритов трансформатора главным образом было достигнуто с помощью более эффективных методов отвода тепла. В первое время масло, в которое погружали трансформаторы, циркулировало в них за счёт конвекции. В настоящее время для отвода тепла от масла применяются значительно более эффективные системы. Многие устройства охлаждаются при помощи вентиляторов и внешних радиаторов, через которые масло циркулирует посредством конвекции или использования специальных насосов.

Современный трансформатор — это сложное устройство, состоящее из большого числа элементов, определяемых его типом, назначением и мощностью. Технологический процесс сборки завершает производственный цикл изготовления трансформатора. Но прежде чем в сборочный цех или на сборочный участок поступят отдельные узлы и элементы его конструкций, они должны быть заранее изготовлены в других цехах или на участках производства.

Основными поступающими на сборку элементами силового трансформатора являются: магнитопровод, обмотки, детали изоляции, переключающие устройства для регулирования напряжения, бак, расширитель, вводы на все напряжения трансформатора, контрольные и защитные приборы и, естественно, масло, которое должно быть залито в трансформатор [15...22]. На **Рис. 1.8** показаны основные элементы конструкции современного трансформатора.

Бак

Бак масляного трансформатора представляет собой резервуар для масла, внутри которого устанавливается активная часть трансформатора. Бак является также опорной конструкцией, на которой устанавливаются все основные узлы

трансформатора (навесная система охлаждения, высоковольтные вводы совместно с трансформаторами тока, устройства регулирования напряжения, расширитель и т. д.). Форма и размеры баков в плане и по высоте определяются конфигурацией и размерами активной части трансформатора с учётом необходимости размещения вводов, переключателей, отводов и др.

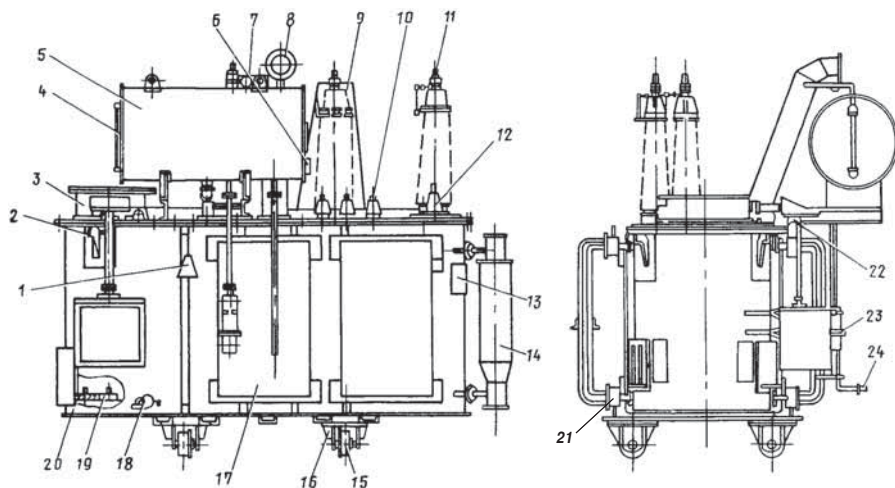


Рис. 1.8. Основные узлы и детали силового трансформатора.

1 — термосигнализатор; 2 — крюк для подъёма трансформатора; 3 — регулятор напряжения; 4 — маслоуказатель; 5 — расширитель; 6 — реле уровня масла; 7 — патрубок для соединения предохранительной трубы с расширителем; 8 — предохранительная труба; 9 — цилиндр для защиты ввода во время транспортировки; 10 — ввод НН; 11 — ввод ВН; 12 — ввод нейтрали; 13 — щиток изделия; 14 — фильтр термосифонный; 15 — каток; 16 — каретка; 17 — радиатор; 18 — пробка для взятия пробы масла; 19 — планка; 20 — бак трансформатора; 21 — задвижка для слива масла; 22 — газовое реле; 23 — воздухоосушитель; 24 — кран для доливки масла.

Требования к транспортабельности также значительно влияют на форму баков силового трансформатора, так как вместе с транспортёром он должен вписываться в соответствующий железнодорожный габарит. В целях максимального снижения грузоподъёмности подъёмных средств на подстанции современная конструкция бака в зависимости от веса активной части предусматривает для её выемки верхний или нижний разъём бака. При нижнем разъёме (как правило, у мощных трансформаторов) нет необходимости поднимать для осмотра активную часть. Для производства ремонтных работ на активной части достаточно поднять верхнюю съёмную часть (колокол), вес которой не превышает 10...15% полного веса трансформатора. Уплотнение разъёма обеспечивается одной или двумя параллельно расположенными резиновыми прокладками. Герметичность уплотнения достигается болтовым соединением.

Для передвижения в пределах подстанции по железнодорожным рельсам как в продольном, так и в поперечном направлении трансформаторы имеют переставные катки. На баке предусмотрены приспособления для подъёма его краном

или домкратами в полностью собранном и залитом маслом состоянии, для стягивания на шпальную клеть, а также подъёма отдельно верхней части. В конструкциях с нижним разъёмом бака необходимо перед зачаливанием (строповкой) трансформатора убедиться в том, что конкретные приспособления рассчитаны на подъём полностью собранного трансформатора.

На стенке бака располагаются шкафы зажимов и шкафы управления системы охлаждения, к которым проводят кабели от контрольной и измерительной аппаратуры, а также щита управления. На баке мощных трансформаторов предусмотрены краны для заливки масла и присоединения маслоочистителей установки, присоединения вакуум-насоса, слива остатков масла (специальная пробка на дне бака), слива масла из трансформатора и маслоочистительной установки, взятия пробы масла на анализ.

Расширитель

Расширитель представляет собой резервуар определённого объёма (около 10% объёма масла трансформатора), служащий для компенсации температурных изменений масла при работе трансформатора. Он обеспечивает постоянное заполнение бака трансформатора маслом при любых изменениях температуры окружающего воздуха и нагрузок. При повышении температуры и увеличении объёма избыток масла поступает в расширитель по маслопроводу, соединяющему расширитель с баком. При понижении температуры и уменьшении объёма масло переходит из расширителя в бак.

Расширитель обеспечивает сокращение площади соприкосновения поверхности масла с воздухом, в результате чего масло меньше окисляется, тем более что в расширителе температура масла ниже, чем в верхней части бака. В ряде конструкций расширитель снабжён воздухоосушителем, заполненным силикагелем и имеющим гидрозатвор.

Воздух, засасываемый в расширитель, проходит через воздухоосушитель, освобождаясь от влаги и механических примесей. Контроль состояния силикагеля производится визуально через смотровое окно в верхней части воздухоосушителя. В этой зоне помещается патрон с индикаторным силикагелем, пропитанным хлористым кобальтом, придающим силикагелю характерную голубую окраску. Появление в индикаторном силикагеле зёрен розового цвета свидетельствует о насыщении силикагеля влагой (его срабатывании) и необходимости его замены. При замене силикагеля одновременно заменяется и масло в гидрозатворе. В конструкции расширителя, имеющего воздухоосушитель, предусматривается грязевик, который предохраняет от попадания осадков в бак трансформатора (причина осадков — окисление масла при воздействии кислорода воздуха). Контроль уровня масла в расширителе осуществляется с помощью маслоуказателя.

Для исключения прямого соприкосновения масла с атмосферным воздухом расширителя (как правило, мощных трансформаторов) имеют плёночную или азотную защиту.

Плёночная защита обеспечивает полную герметизацию трансформатора благодаря установке внутри расширителя специальной эластичной оболочки — плёнки из маслостойкой прорезиненной ткани. Внутренняя полость оболочки

связана с окружающим воздухом через воздухоосушитель. При температурных колебаниях объёма масла одновременно изменяется объём оболочки, при этом через воздухоосушитель засасывается или вытесняется атмосферный воздух. Наличие воздухоосушителя исключает появление конденсата во внутренней полости оболочки. Уровень масла в расширителе определяется по стрелочному маслоуказателю, рычаг которого опирается на внутреннюю поверхность оболочки, прилегающей к поверхности масла.

Азотная защита также обеспечивает полную герметизацию трансформатора от окружающего воздуха. Эта защита более трудоёмка в эксплуатации и в настоящее время во вновь изготавливаемых трансформаторах не применяется, а в эксплуатируемых заменяется при модернизации трансформаторов на плёночную. При азотной защите надмасляное пространство расширителя соединяется газопроводом с эластичной выносной ёмкостью (одна-две оболочки) из прорезиненной ткани и заполняется сухим азотом.

Температурные колебания масла в расширителе вызывают изменение объёма эластичных оболочек. Эластичные оболочки в целях исключения повреждений помещены в шкафы (при необходимости — с подогревом). Там же размещают осушитель, предназначенный для осушки надмасляного пространства расширителя. Осушитель, расположенный между расширителем и оболочками, способен поглощать влагу при движении азота как со стороны расширителя, так и со стороны оболочек (в случае их разгерметизации). При замене повреждённых оболочек допускается кратковременная работа трансформатора с осушителем. Этот вспомогательный осушитель не имеет масляного гидрозатвора. В процессе эксплуатации в системе азотной защиты поддерживается избыточное давление.

Адсорбционные и термосифонные фильтры

Эти фильтры обеспечивают постоянную регенерацию (восстановление) масла в процессе работы трансформатора. При регенерации масла сорбент фильтра поглощает влагу, шлам, кислоты и другие соединения, образующиеся при старении масла. Если в системах охлаждения типов М и Д циркуляция масла в фильтре происходит только за счёт разности плотностей нагретого и охлаждённого масла, то для повышения эффективности процесса регенерации в системах охлаждения ДЦ и Ц движение масла через фильтр происходит принудительно с помощью маслонасосов. Фильтр представляет собой цилиндр, заполненный сорбентом. Количество сорбента (крупнопористого силикагеля марки КСК) в фильтре составляет около 0,8...1% массы масла в трансформаторе. Двумя патрубками, расположенными соответственно в верхней и нижней частях, фильтры подсоединяются к баку или к системе охлаждения трансформатора. В конструкции фильтра предусматривается верхняя пробка для выпуска воздуха при заполнении фильтра маслом и нижняя пробка для спуска масла при замене силикагеля. Фильтр имеет защитные сетки в верхней и нижней частях патрубка. Они необходимы для исключения проникновения сорбента внутрь бака трансформатора. Кроме того, в связи с большой подвижностью масла в адсорбционных фильтрах в верхней части помимо сетки помещается войлочное уплотнение.

Охлаждающие устройства

Охлаждающие устройства предназначены для отвода тепла, выделяющегося в трансформаторе при его работе, в окружающую среду. Без таких устройств невозможна длительная работа трансформатора, так как бумажная изоляция подвержена износу (старению) при недопустимом превышении температуры. Если в трансформаторах малой мощности (I и II габаритов) для отвода тепла достаточно гладкий бак или бак с трубчатыми радиаторами, то для отвода тепла трансформаторов средних или больших мощностей требуется сложная система охлаждения.

Циркуляция масла в трансформаторе может быть естественной или принудительной. При естественном охлаждении масло, нагреваясь от обмоток и магнитопровода, поднимается и растекается под крышкой по направлению к стенкам бака, а затем, соприкасаясь со стенками бака и отдавая им тепло, поступает в нижнюю часть бака трансформатора. Для отвода значительного количества тепла, выделяющегося в трансформаторах большой мощности, требуется повышение эффективности работы системы охлаждения. Поэтому эффективный теплосъём возможен только благодаря принудительной циркуляции охлаждающих сред (воздуха, масла и воды). Движение охлаждающих сред достигается с помощью вентиляторов (движение воздуха), маслососов (движение масла) и водяных насосов (установленных в системе централизованного водоснабжения). С помощью маслососов горячее масло отсасывается из верхней части бака и после охлаждения в системе охлаждения подаётся в нижнюю часть бака.

В трансформаторах III габарита и выше по мере роста мощности применяют следующие системы охлаждения:

- естественное масляное охлаждение (типа М) радиаторами, установленными в большинстве случаев на стенке бака, с естественной циркуляцией масла;
- масляно-дутьевое охлаждение (типа Д) радиаторами, установленными на стенке бака и обдуваемыми вентиляторами, при естественной циркуляции масла;
- масляно-дутьевое охлаждение охладителями, установленными на баке и обдуваемыми мощными вентиляторами, с принудительной циркуляцией масла, создаваемой масляными насосами (типа ДЦ);
- масляно-водяное охлаждение отдельно установленными колонками, в которых масло охлаждается водой, с циркуляцией масла, создаваемой масляными насосами (типа Ц);
- система охлаждения с направленным потоком масла в обмотках трансформаторов (НДЦ, НЦ) [23].

Основными комплектующими узлами таких систем охлаждения являются маслосос, маслоохладитель, вентилятор (отсутствует в случае водяного охлаждения) и адсорбер.

Маслоохладители могут навешиваться на стенку бака или располагаться вблизи трансформатора, объединёнными в группы (типа ГОУ) на собственном фундаменте. Как правило, систему охлаждения типа ГОУ используют в тех случаях, когда охладители не могут расположиться на стенке бака трансформатора.

Система ГОУ связана двумя маслопроводами с баком трансформатора. При на-весной системе вибрация работающих насосов и вентиляторов передаётся на стенку бака. Поэтому у трансформаторов раннего выпуска, имеющих быстроходные вентиляторы (1500 об/мин), вибрация настолько усиливалась, что были случаи нарушения сварных швов, и это приводило к течи масла из бака и к отключению трансформатора. В современных конструкциях применяются тихоходные вентиляторы (750 об/мин), и поэтому нет опасности повреждения сварных мест на баке трансформатора.

Подача масла от охладителей производится, как правило, в промежуток между стенкой бака и активной частью. Однако в ряде конструкций для повышения эффективности теплосъёма и тем самым исключения перегревов отдельных элементов активной части масло подаётся направленно в обмотку. В этом случае в нижней части трансформатора (бака) маслосистема связана бакелитовым патрубком с нижней ярмовой изоляцией обмотки. Такая система циркуляции масла более эффективна, но вместе с тем при этом резко возрастает степень опасности перегревов при внезапном аварийном прекращении движения масла. При такой конструкции при прекращении движения масла трансформатор нести нагрузку не может. В противоположность направленной системе охлаждения трансформаторы с подачей масла в бак могут непродолжительно работать при прекращении движения масла. Такая система более надёжна и в другом отношении: при повреждении маслонасосов продукты разложения масла и истирания подшипников не попадают непосредственно в обмотку и не перекрывают изоляционные промежутки, снижая прочность изоляции. Поэтому при разработке конструкции новых трансформаторов направленную систему циркуляции масла применяют в крайних случаях и обязательно вместе с экранированными маслонасосами и фильтром тонкой очистки [24, 25].

Существенными недостатками систем ДЦ и НДЦ являются:

- неравномерное распределение потоков масла и воздуха через отдельные насосы и вентиляторы;
- невозможность плавного регулирования и соответственно невозможность поддержания оптимального количества прокачиваемого масла и температуры его верхних слоёв.

Попытка увеличить плавность регулирования приводит к усложнению схем управления, увеличению числа коммутационных аппаратов и уменьшению их ресурса. Эти недостатки (особенно первый) обуславливают повышенные затраты электроэнергии в системе охлаждения и повышенный износ подвижных механических частей [26]. В этой же статье предлагается для исключения указанных недостатков оснастить вентиляторы и насосы системы охлаждения регулируемым электроприводом.

Одним из отечественных масляных насосов, применяемых в системе охлаждения силовых трансформаторов, является масляный насос типа АНМТ100/8 — продукция завода «Агрегат» (г. Москва) [27]. В прил. 1 (Табл. П.1.1...П.1.6) приведены некоторые технические данные силовых трансформаторов, выпускаемых ООО «Тольяттинский трансформатор».

1.3. Схемы регулируемых трансформаторов

Устройства переключения ответвлений обмоток силовых трансформаторов предназначены для регулирования напряжения в данной точке электрической сети, в которой установлен трансформатор. Регулирование напряжения достигается путём изменения числа витков обмотки силового трансформатора и может применяться на любой стороне высшего, среднего и низшего напряжения трансформатора, а также в нейтральной точке.

В трансформаторах малой мощности применяется также плавное регулирование напряжения. Плавное регулирование обеспечивает более гибкое изменение напряжения в сети, конструктивно выполняется чаще всего с подвижной короткозамкнутой обмоткой или подвижным сердечником, с закреплённой на нём вторичной обмоткой. Для плавного регулирования возможно также применение способа подмагничивания постоянным током и другие методы. Отсутствие контактных систем — преимущество плавного регулирования, но сложность схем, конструкции, трудность изготовления и большая стоимость ограничили его применение (в основном используется только в трансформаторах лабораторного и специального назначения).

Широкое применение нашли схемы со ступенчатым регулированием напряжения в трансформаторе. Простейшая схема регулирования напряжения предусматривает изменение напряжения силового трансформатора путём изменения числа витков одной из обмоток при помощи специального регулирующего устройства. При этом различают два вида устройства:

- переключение при полностью отключенном трансформаторе типа ПБВ, **Рис. 1.9, а**;
- регулятор под нагрузкой (РПН), **Рис. 1.9, б**.

В первом случае схема позволяет решить вопрос регулирования напряжения наиболее просто, так как имеется лишь избиратель, и в этом её достоинство. Но в

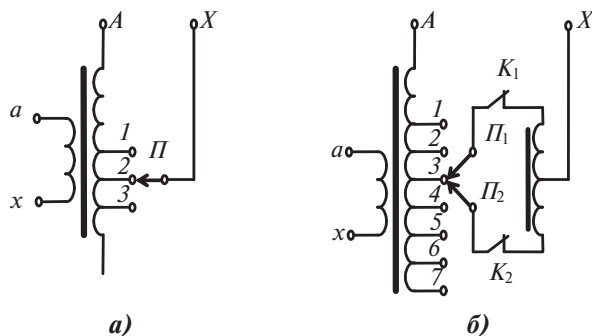


Рис. 1.9. Простейшие схемы регулирования напряжения:
 а) переключение при полностью отключенном трансформаторе;
 б) схема регулирования под нагрузкой.

Π , Π_1 , Π_2 — переключатели (избиратели); K_1 , K_2 — контакты контактора;
 А, Х, а, х — зажимы выводов обмоток.

данном случае не выполняется требование бесперебойного электроснабжения потребителя, что является её существенным недостатком [28].

Одна из наиболее распространённых схем трансформатора с РПН — это трансформатор со встроенным регулированием напряжения. Такой трансформатор имеет регулировочные ответвления, переключаемые под нагрузкой при помощи специальных аппаратов, совокупность которых по-другому именуется переключающим устройством. На выводах такого трансформатора непосредственно получается отрегулированное напряжение [15...18, 28, 29].

Наиболее распространённые схемы трансформаторов со встроенным регулированием напряжения под нагрузкой приведены на **Рис. 1.10** (переключающее устройство показано упрощённо). Часть обмотки трансформатора, снабжённая регулировочными ответвлениями, выполняется в виде отдельной регулировочной обмотки. С помощью реверсора (предызбирателя) включается дополнительная ступень грубой регулировки, предусмотренная в основной обмотке; посредством реверсора регулировочная обмотка включается встречно к основной обмотке. В этом случае (**Рис. 1.10, б**) напряжение регулировочной обмотки равно половине напряжения на всём диапазоне регулирования. Это даёт возможность при том же диапазоне регулирования снизить расход материалов на изготовление регулировочной обмотки ценой некоторого усложнения переключающих аппаратов.

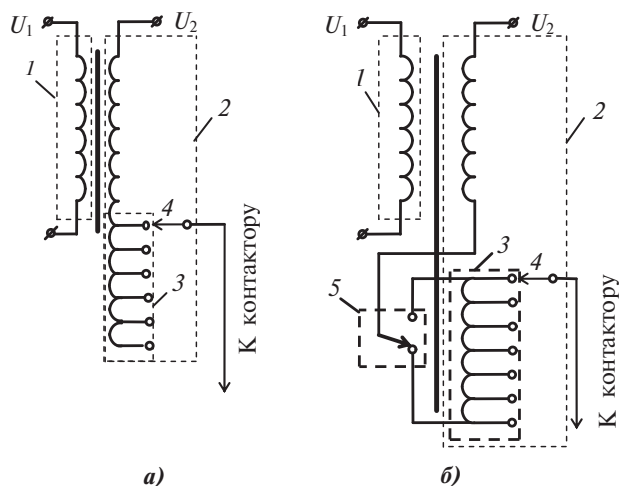


Рис. 1.10. Схемы регулируемых трансформаторов:

а) без реверсирования регулировочной обмотки; б) с реверсированием.

1 — первичная обмотка; 2 — вторичная обмотка; 3 — регулировочная обмотка с ответвлениями;

4 — переключающее устройство; 5 — реверсор; U_1 — напряжение первичной обмотки;

U_2 — напряжение вторичной обмотки.

Переключающие устройства чаще всего располагаются на стороне высшего напряжения. Для трансформаторов, которые работают при неизменном направлении потока мощности, т. е. либо только на повышающие, либо только на понижающие, существенно различаются два случая регулирования. Если напряжение на стороне, снабжённой регулировочным устройством, изменяется, то возможно

регулирование напряжения на вторичной стороне при неизменной индукции в стали трансформатора. Величина ступени регулирования при этом также останется неизменной. Если же напряжение на регулируемой стороне трансформатора неизменно, то при регулировании меняется величина индукции в стали трансформатора, а также величина ступени регулирования [28].

Очевидно, что расход материалов на трансформатор, работающий в режиме неизменной индукции, будет меньше, чем при переменной индукции, так как в последнем случае трансформатор рассчитывается на меньшую величину индукции. Первый случай типичен для осуществления стабилизации напряжения, второй случай характерен для трансформаторов, которые предназначены для регулирования напряжения по заданному закону или графику. В трансформаторах, предназначенных для связи энергетических систем, когда направление потока мощности переменное, величины индукции в стали и напряжения ступени, а также закономерности их изменения зависят от режима работы.

В трансформаторах аппараты РПН обычно включаются в нейтральную точку регулируемой обмотки, что позволяет выполнять их с минимальной изоляцией.

На **Рис. 1.11** приведены простейшие схемы встроенного регулирования напряжения на автотрансформаторах.

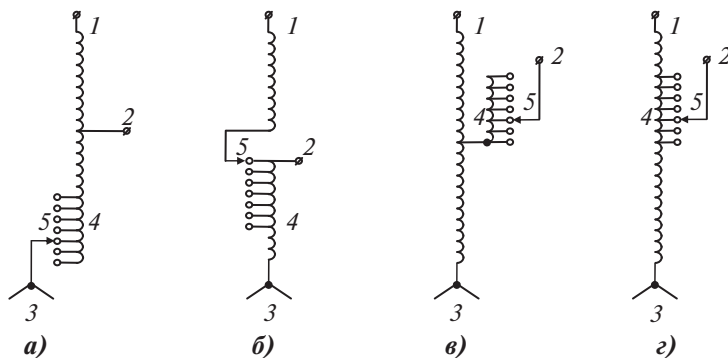


Рис. 1.11. Схемы регулирования на автотрансформаторах:
а) в нейтральной точке; б) на стороне высшего напряжения (ВН);
в), г) на стороне среднего напряжения (СН).

1 — вывод ВН; 2 — вывод СН; 3 — вывод нейтральной точки;
4 — регулировочная обмотка; 5 — переключатель.

На **Рис. 1.11, а** показана схема регулирования в общей нейтральной точке обмоток высшего и среднего напряжения автотрансформатора, которая позволяет применять аппараты сравнительно низкого напряжения, такие же, как для трансформаторов.

Условия работы переключающих устройств могут оказаться более лёгкими, чем на трансформаторе той же мощности, так как в общей части обмоток проходит ток, равный разности токов на стороне среднего и высшего напряжения. Однако данная схема имеет тот серьёзный недостаток, что регулирование получается связанным, т. е. при переключении одновременно меняется число витков об-

моток высшего и среднего напряжения. Это приводит к большим колебаниям индукции и напряжения на обмотке низшего напряжения, а также к уменьшению фактического диапазона регулирования, причём последний, кроме того, зависит от режима работы автотрансформатора [28].

Рис. 1.12 наглядно показывает относительное расположение элементов быстродействующего РПН в баке силового трансформатора.

Такое расположение элементов электрических цепей характерно для силовых трансформаторов 110 кВ, таких как, например, ТМН-16000/110/10. Отметим, что для подобных СТ бак РПН и переключатели Π_1 и Π_2 переключающего устройства находятся в основном баке трансформатора.

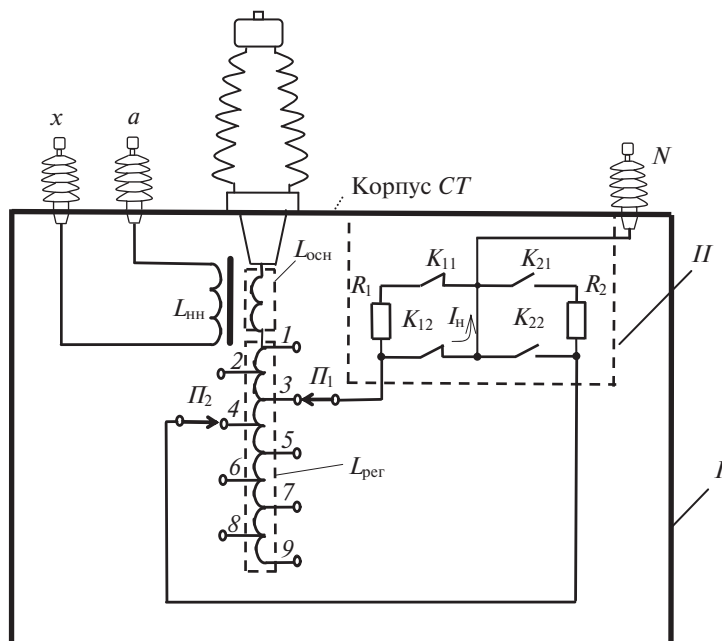


Рис. 1.12. Основные электрические цепи одной из фаз силового трансформатора.

I — бак силового трансформатора; II — бак РПН; $1...9$ — ответвления переключающего устройства;

Π_1, Π_2 — переключатели; R_1, R_2 — токоограничивающие резисторы;

$K_{11}, K_{21}, K_{12}, K_{22}$ — контакты контактора; $L_{осн}$ — индуктивность основной обмотки BH ;

$L_{рег}$ — индуктивность регулировочной обмотки BH , L_{HH} — индуктивность обмотки HH .

В свою очередь в баке РПН расположены контакты контактора и токоограничивающие резисторы R_1, R_2 . Токоограничивающие резисторы состоят из константановой проволоки с высоким омическим сопротивлением, намотанной на каркас из изоляционного материала. Номиналы R_1, R_2 находятся в пределах 1...25 Ом, в зависимости от мощности силового трансформатора (см. прил. 2). Заметим, что **Рис. 1.12** иллюстрирует случай расположения РПН в нейтрали обмотки BH силового трансформатора.

1.4. Основные методы контроля силовых трансформаторов

Обследование силовых трансформаторов можно производить с выводом в ремонт и без вывода в ремонт (непрерывный метод диагностики).

Обследование силовых трансформаторов с выводом в ремонт производят методами электрических и химических испытаний.

В перечень обязательных электрических испытаний согласно [30] входят:

- измерение сопротивления изоляции всех обмоток и определение коэффициента абсорбции;
- измерение диэлектрических потерь и ёмкости изоляции обмоток;
- определение пробивного напряжения трансформаторного масла;
- определение тангенса угла диэлектрических потерь жидкого диэлектрика;
- определение сопротивления обмоток постоянному току на всех ответвлениях переключающего устройства или ПБВ;
- измерение тока и потерь холостого хода при малом однофазном возбуждении;
- определение полного сопротивления короткого замыкания (для силовых трансформаторов мощностью 125 МВ·А и более);
- определение коэффициента трансформации обмоток;
- измерение сопротивления изоляции высоковольтных вводов, определение коэффициента абсорбции;
- измерение диэлектрических потерь и ёмкости изоляции высоковольтных вводов;
- испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц (при капитальном ремонте с полной сменой обмоток).

В перечень дополнительных электрических испытаний входят:

- определение уровня и места расположения источников частичных разрядов электрическим методом и локации частичных разрядов акустическим методом [31...41];
- выявление деформации обмоток путём анализа переходных функций трансформатора с помощью импульсной и частотной характеристик, и измерения частичных разрядов при повышенном напряжении [42], методами определения индуктивного и полного сопротивления короткого замыкания, низковольтных импульсов (импульсное дефектографирование), магнитной индукции [43...63];
- определение витковых замыканий в обмотках путем измерения внешнего магнитного поля трансформатора [64];
- определение вибраций элементов силового трансформатора [65...67];
- оценка состояния переключающих устройств с требованиями завода-изготовителя: снятие круговых диаграмм, осциллографирование контактной системы РПН [28] и т. д.

В перечень обязательных химических испытаний входят:

- оценка влажности твердой изоляции [68...69];
- хроматографический анализ газов, растворённых в масле [70...107];
- определение кислотного числа диэлектрической жидкости (ДЖ) [108];
- определение водорастворимых кислот ДЖ [109];
- определение влагосодержания ДЖ (качественное и количественное) [110...119];
- определение температуры вспышки ДЖ [120...130];
- определение антиокислительной присадки ДЖ (до залива в электрооборудование) [131];
- определение класса чистоты ДЖ [132];
- содержание растворимого шлама в ДЖ [133];
- газосодержание в ДЖ в соответствии с инструкциями предприятия-изготовителя [134];
- оценка состояния бумажной изоляции обмоток по наличию фурановых соединений [97, 98, 135...139] и степени полимеризации [140...143].

В перечень дополнительных испытаний ДЖ входят:

- определение мутности [144, 145];
- определение продуктов старения при помощи инфракрасной спектроскопии (спектральный анализ) [146...151];
- измерение тангенса угла диэлектрических потерь [152...156], удельной объёмной проводимости [157] из бака силового трансформатора и из полости высоковольтных вводов при различных температурных режимах.

К методам непрерывного контроля (online monitoring) силовых трансформаторов относятся:

- тепловизионный [158...189];
- вибрационный [190, 191];
- определение содержания растворённых в масле газов, контроль влажности и температуры в трансформаторе [88...92, 192...198];
- акустический [199];
- частичных разрядов [31...41, 200];
- оценка механического состояния РПН по частотному методу, по изменению тока или нагрузки электродвигателя привода устройства, оценка износа контактов по измерению концентрации нетрадиционных газов в масле бака устройства РПН, а также по определению разницы температур в баке РПН и основном баке трансформатора [201...213];
- определение наиболее нагретых точек с помощью волоконно-оптических датчиков [38, 40, 214];
- контроль высоковольтных вводов под рабочим напряжением, путём сравнения проводимостей и угла потерь между фазами [215, 216];
- измерение индукции магнитного поля вдоль бака трансформатора [217];
- контроль характеристик электромагнитного излучения СВЧ-диапазона [218] и т. д.

В последнее время интенсивно развиваются и внедряются методы непрерывного контроля за крупными силовыми трансформаторами с применением современных компьютерных технологий и автоматического сбора и обработки, анализа данных. Применение этих методов осуществляется с помощью различных датчиков, расположенных непосредственно в пределах трансформатора [219...221]. О непрерывном контроле силовых трансформаторов опубликовано в [1, 199, 222...226] и т. д.

1.5. Типы и разновидности переключающих устройств

1.5.1. Строение, термины и определения

Переключающее устройство (ПУ) состоит из переключателя, контактора с главными, дугогасительными и вспомогательными контактами с мощными пружинами и токоограничивающими резисторами, приводного механизма. По сути дела ПУ представляет собой механический программный аппарат.

Переключатель (избиратель ответвлений) предназначен для выбора нужного ответвления обмотки, т. е. его контакты подключают необходимую ступень регулировочных ответвлений. Контакты переключателя несут длительную токовую нагрузку, однако в процессе перехода с одной ступени на другую они полностью обесточиваются с помощью контакторного устройства, т. е. контакты переключателя не производят разрыва токовой цепи.

Контакторное устройство (контакторы) предназначено для изменения и отключения тока в цепях переключающего устройства, предварительно подготовленных к этому избирателем (переключателем).

Токоограничивающий резистор предназначен для кратковременного замыкания регулировочной части обмотки между работающим и вновь вводимым ответвлением. Резистор ограничивает циркулирующий ток, возникающий в контуре, и обеспечивает перевод нагрузки с одного ответвления на другое без перерыва тока нагрузки трансформатора.

Приводной механизм предназначен для управления работой контакторного устройства и избирателя ответвлений. Привод может осуществляться с помощью электродвигателя или ручным способом.

В зависимости от применяемых токоограничивающих резисторов все переключающие устройства делятся на два основных класса:

1. ПУ с реакторами (индуктивными сопротивлениями).
2. ПУ с активными токоограничивающими резисторами [28, 227].

Для регулирования напряжения на силовом трансформаторе применяют два вида переключений:

1. Переключение ответвлений обмоток без возбуждения, т. е. после отключения всех обмоток трансформатора от сети.
2. Переключение ответвлений обмоток под нагрузкой — регулирование под нагрузкой [18].

Регулятор напряжения является одним из важных и в то же время одним из уязвимых узлов в силовом трансформаторе. По этой причине на промышленных предприятиях и на предприятиях энергосистем ему уделяется большое внимание. Одним из основных видов его неисправностей является повреждение контактов контактора вследствие искрения, перегрева, оплавления и выгорания.

В настоящее время для регулирования напряжения под нагрузкой применяется много разновидностей устройств регулирования. В частности, на **Рис. 1.13** изображена диаграмма распределения числа трансформаторов, эксплуатируемых в системе ОАО «Чувашэнерго», с различными типами переключающих устройств.

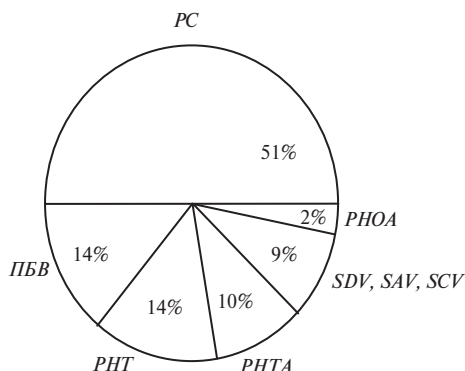


Рис. 1.13. Диаграмма распределения числа силовых трансформаторов с различными типами переключающих устройств, эксплуатируемых в системе Чувашэнерго.

PC — регулятор ступенчатый; *PHOA* — регулятор напряжения однофазный с активным резистором; *SDV, SAV, SCV* — регуляторы с токоограничивающими резисторами производства Германии; *PHTA* — регулятор напряжения трёхфазный с токоограничивающими резисторами; *PHT* — регулятор напряжения трёхфазный (реакторный); *ПБВ* — переключатель без возбуждения.

Эта диаграмма свидетельствует о том, что силовые трансформаторы, снабжённые РПН с активными токоограничивающими резисторами (*PC*, *PHTA*, *PHOA*, *SDV*, *SAV*, *SCV*), составляют значительную долю (72%) общего числа СТ, причём из них только 2% имеют РПН типа *PHOA*. Однако здесь необходимо учесть следующее обстоятельство. Дело в том, что эти регуляторы предназначены для регулирования напряжения на линейных выводах обмотки силовых трансформаторов напряжением 115 кВ или в нейтрали силовых трёхфазных трансформаторов мощностью несколько сот мегавольт-ампер. Следует также учесть, что обычно такие трансформаторы устанавливаются на узловых подстанциях, поэтому актуальность своевременного выявления дефектов в подобных типах регуляторов возрастает. Отметим, что регуляторы напряжения типа *PC* применяются для регулирования напряжения под нагрузкой в силовых трансформаторах напряжением до 220 кВ мощностью только до 100 МВ·А [17, 228...230].

В России распространены быстродействующие РПН производства Германии (*SAV*, *SCV*, *SDV*) и Болгарии (*PC* и *PCГ*), а также отечественные (*PHTA*, *PHOA*). Все они имеют активные токоограничивающие резисторы. Поскольку эти резис-

торы не рассчитаны на длительное прохождение тока, время их работы в цикле переключения должно быть ограничено. Ограничение времени прохождения тока через резисторы обеспечивается быстродействием переключающего устройства. Поэтому РПН с токоограничивающими резисторами иногда называют быстродействующими. Список пояснений определённых терминов, касающихся регулирования напряжения, приведён в прил. 3 [231].

Условные обозначения РПН производства Болгарии и Германии отражены в прил. 4.

В прил. 5...7 приведены некоторые технические характеристики РПН как отечественного, так и зарубежного производства.

Устройства РПН в соответствии с конструктивным исполнением, согласно [231], должны иметь следующие обозначения их типа:

- РНО — однофазный РПН без токоограничивающего элемента с изоляцией между фазами;
- РНТ — трёхфазный РПН без токоограничивающего элемента;
- РНОР — однофазный РПН с токоограничивающим реактором с изоляцией между фазами;
- РНТР — трёхфазный РПН с токоограничивающим реактором;
- РНОА — однофазный РПН с токоограничивающими резисторами с изоляцией между фазами;
- РНТА — трёхфазный РПН с токоограничивающими резисторами;
- РНТР-У — трёхфазный РПН с токоограничивающим реактором с общей нулевой точкой;
- РНТА-У — трёхфазный РПН с токоограничивающими резисторами с общей нулевой точкой.

После обозначения конструктивного исполнения типа устройства РПН указывают номинальное напряжение в кВ (в числителе) и номинальный ток в А (в знаменателе).

В конце обозначения типа устройства РПН указывают следующие конструктивные признаки:

- А — разрыв дуги в воздухе;
- В — разрыв дуги в вакууме;
- Г — разрыв дуги в газе (с давлением, отличным от атмосферного);
- П — бездуговое переключение с применением полупроводниковых приборов;
- ПП — плавное регулирование внутри ступени. Отсутствие обозначения конструктивного признака обозначает разрыв дуги в масле.

1.5.2. Переключающие устройства без возбуждения

Самым простым устройством регулирования напряжения является переключающее устройство без возбуждения. Однако эти устройства, во-первых, требуют отключения трансформатора от сети для перестановки регулировочных ответвлений, а во-вторых — ручного выполнения этой процедуры

обслуживающим персоналом. По этим причинам регулирующие устройства РПН нашли широкое применение в энергетике и в настоящее время постепенно вытесняют регуляторы типа ПБВ.

Среди класса устройств типа ПБВ наиболее распространены переключающие устройства барабанного типа однофазные (П) или трёхфазные (ПТ) с кольцевыми, сегментными (С) и ламельными (Л) контактами. Электрическая схема переключающего устройства типа П приведена на **Рис. 1.14**.

Основными элементами устройства ПБВ являются система неподвижных контактов, соединённая с соответствующими регулировочными ответвлениями обмотки, и система подвижных контактов, соединяющая последовательно те или иные неподвижные контакты.

Наиболее распространённым устройством без возбуждения является ПБВ барабанного типа П-6. Управление переключателем осуществляется ручным приводом, расположенным на крышке бака. Вал привода с помощью штанги связан с колечкатым валом переключателя. Переключатель типа П-6 обеспечивает регулирование в пределах пяти положений. Наряду с переключателями барабанного типа применяются переключатели реечного типа с ламельными контактами (**Табл. 1.1**) [230].

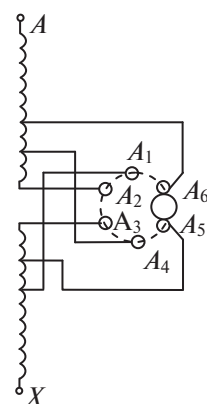


Рис. 1.14. Схема переключателя барабанного типа П-6 для трансформаторов с ПБВ.

Таблица 1.1. Переключающие устройства без возбуждения

п/п	Реечные	Барабанные
1	ПТРЛ-10/63-5-00У2.1	ПТ-20-63
2	ПТРЛ-У-10/63-5-91У1	ПТЛ-35/200-6-91У1
3	ПТРЛ-У-10/125-5-95У1	ПТЛ-10/320-6-97
4	ПТР-5-10/63-84	П-35/320
5	ПТРЛ-3/63-2/4-93У1	П-35/630
6	ПТРЛ-10/63-5-01У2.1	П-35/1250
7	ПТРЛ-35/200-2-99У2.1	П-110/1000
8	ПТР-0-35/63×3-65	П-110/1250

1.5.3. Переключающие устройства реакторного типа

РПН, имеющие индуктивное сопротивление, называются реакторными устройствами (наиболее распространённые типы — РНТ-9, РНТ-13, РНТ-18, РНТ-20).

На **Рис. 1.15** приведена схема переключающего устройства с реактором, и в ней указана последовательность работы контактов [18]. В одном из нормальных рабочих положений переключающего устройства (**Рис. 1.15, а**) оба отводящих (токосъёмных) контакта переключателя ($П_1$ и $П_2$) установлены на одном ответвлении регулировочной обмотки трансформатора.

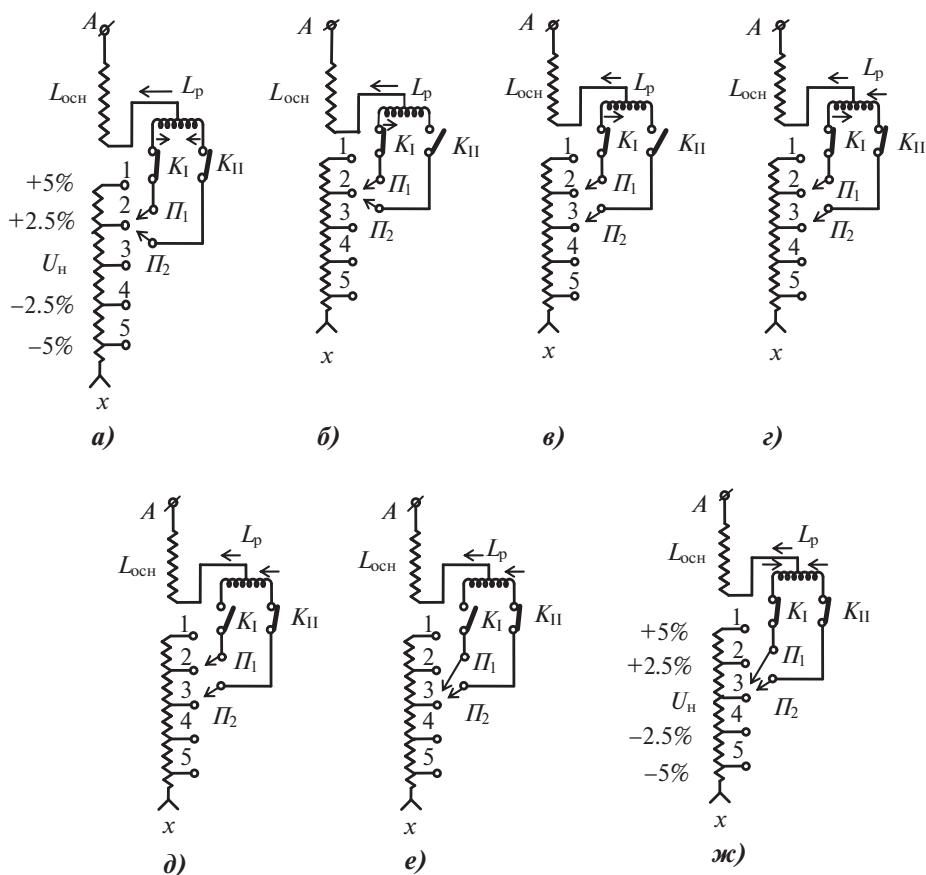


Рис. 1.15. Схема работы переключающего устройства при симметричном включении реактора.

Π_1, Π_2 — контакты переключателя; K_I, K_{II} — контакты контактора;
 L_p — реактор; I_H — нагрузочный ток (показан стрелками).

Нагрузочный ток делится поровну между двумя половинами переключающего устройства. Если необходимо перейти на другое нормальное положение, то при помощи приводного механизма в первую очередь размыкаются контакты K_{II} контактора (**Рис. 1.15, б**). Эти контакты разрывают ток, равный половине нагрузочного тока (I_H), поэтому между ними возникает электрическая дуга.

После погасания дуги весь нагрузочный ток (I_H) проходит через вторую половину переключающего устройства. Отводящий контакт Π_2 переключателя при отсутствии тока переходит на другое ответвление регулировочной обмотки трансформатора, после чего контакты K_{II} вновь замыкаются (**Рис. 1.15, г**). Такое положение переключающего устройства называется обычно положением моста. Как и в нормальном рабочем положении, нагрузочный ток при этом делится поровну между двумя половинами переключающего устройства. Отводящие (токосъём-

ные) контакты переключателя установлены на различных ответвлениях регулировочной обмотки, которые оказываются, таким образом, соединёнными между собой через реактор. Поэтому по замкнутой цепи проходит циркулирующий ток ($I_{\text{ц}}$), величина которого ограничена индуктивным сопротивлением цепи (L_p) (в основном сопротивлением реактора).

Затем размыкаются контакты K_I контактора, разрывающие ток, равный сумме (или разности) циркулирующего тока и половины нагрузочного тока (Рис. 1.15, д). После погасания дуги весь нагрузочный ток (I_n) проходит через другую половину переключающего устройства. Отводящий контакт $П_I$ переключателя при отсутствии тока переходит на другое ответвление регулировочной обмотки трансформатора (Рис. 1.15, е), контакт K_{II} вновь замыкается (Рис. 1.15, ж), и переключение заканчивается.

Сопротивление реактора L_p выбирается так, чтобы ток при замыкании секции (положение «2» на Рис. 1.15) составлял:

$$I_c = \frac{\Delta U}{Z_p} \leq 0.5 I_n, \quad (1.1)$$

где ΔU — напряжение одной ступени регулирования;

Z_p — полное сопротивление реактора;

I_n — номинальный ток регулируемой обмотки трансформатора [18].

Рассматривая работу переключающего устройства, отметим следующие особенности:

- контакты контактора замыкают и размыкают ток, поэтому они подвергаются воздействию электрической дуги;
- контакты переключателя замыкаются и размыкаются без разрыва тока, а следовательно, при отсутствии дуги;
- приводной механизм должен обеспечить описанную последовательность размыкания и замыкания контактов. В этом случае исключается возможность разрыва цепи питания потребителя и возможность появления дуги на контактах переключателя;
- реактор служит для ограничения циркулирующего тока $I_{\text{ц}}$ в процессе коммутации до допустимой величины. При малом индуктивном сопротивлении реактора ток был бы слишком велик, а при слишком большом сопротивлении реактора в промежуточных положениях переключающего устройства (Рис. 1.15, б, г) имело бы место значительное падение напряжения на реакторе. В связи с этим выбирают некоторую оптимальную величину сопротивления реактора;
- в нормальных рабочих положениях переключающего устройства (Рис. 1.15, а, ж), а также в положении «мост» (Рис. 1.15, г), нагрузочный ток распределяется поровну между двумя обмотками реактора.

Эти токи, будучи направлены навстречу друг другу, практически не создают падения напряжения (обе половины обмотки реактора оказываются соединён-

ными встречно-параллельно и не создают возбуждающего магнитного поля в сердечнике). Переключатель и реактор размещают обычно в баке трансформатора, а контактор помещают в отдельном масляном баке, чтобы предотвратить разложение масла в трансформаторе. Размещение элементов ПУ на силовом трансформаторе, типичное для отечественных трансформаторов с РПН реакторного типа, показано на **Рис. 1.16**.

Все переключающие устройства с реакторами обычно могут длительно работать в промежуточных положениях, так как реактор рассчитан на длительное прохождение нагрузочного тока.

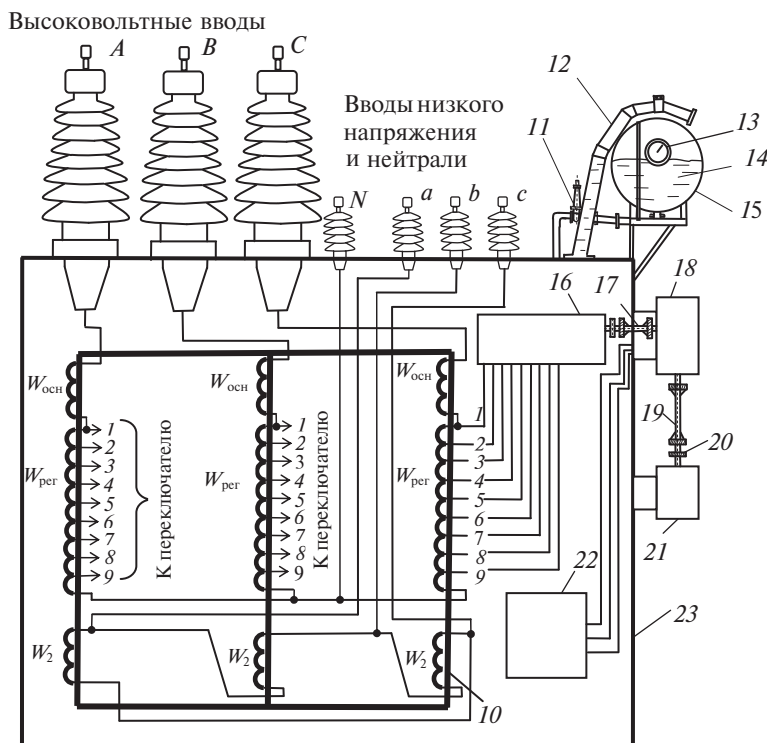


Рис. 1.16. Основные элементы силового трансформатора с РПН выносным контактором (РНТ-13).

1...9 — отводы регулировочной обмотки ВН; 10 — магнитопровод; 11 — газореле; 12 — выхлопная труба; 13 — маслоуказатель; 14 — трансформаторное масло; 15 — расширитель; 16 — переключатель; 17 — горизонтальный вал; 18 — контактор; 19 — вертикальный карданный вал; 20 — муфта; 21 — привод РПН; 22 — реактор; 23 — бак трансформатора; $W_{осн}$, $W_{рег}$ — соответственно основная и регулировочная обмотка ВН, W_2 — обмотка НН.

Поэтому для привода реакторных переключающих устройств не требуется специальных быстродействующих механизмов, эти переключатели принципиально весьма надёжны.

Достоинствами реакторных устройств являются: простота конструкции, высокая надёжность, возможность длительной работы между рабочими положениями ответвлений.

Главным недостатком переключающего устройства реакторного типа является его громоздкость. Реакторы выполняются на стальном сердечнике с воздушными зазорами, поэтому изоляция обмотки такого реактора от сердечника должна быть выбрана на полное напряжение переключающего устройства. Исходя из этого, оказывается невыгодным строить реакторное переключающее устройство с изоляцией на 110 кВ и выше ввиду его больших размеров.

1.5.4. Переключающие устройства с токоограничивающими резисторами

Переключающие устройства типа РС

Самое большое распространение получили переключающие устройства с токоограничивающими резисторами типа РС. На **Рис. 1.17** приведена последовательность работы его контактов. В нормальном рабочем положении переключающего устройства (**Рис. 1.17, а**) ток проходит через контакт Π_1 переключателя и контакт K_{12} контактора. Рассмотрим перевод переключающего устройства с 3-го на 4-е положение.

При переключении в первую очередь происходит переход контакта Π_2 (при отсутствии тока) на ответвление, соответствующее следующему положению переключающего устройства. В нашем случае — со второго положения на четвёртое (**Рис. 1.17, б**).

Затем происходит быстрое перебрасывание контактора в другое положение. При этом сначала размыкается контакт K_{12} (**Рис. 1.17, в**), и нагрузочный ток проходит через резистор R_1 , контакт K_{12} производит при этом разрыв дуги при полном нагрузочном токе. Затем замыкается контакт K_{21} и образуется «мост» (**Рис. 1.17, г**) аналогично тому, как это имеет место в реакторном переключающем устройстве. Через каждое из сопротивлений проходит половина нагрузочного тока, кроме того, появляется циркулирующий ток ($I_{\text{ц}}$), ограниченный двумя последовательно соединёнными резисторами R_1 и R_2 . После этого контакт K_{11} размыкается, отключая ток, равный сумме (или разности) циркулирующего тока и половины нагрузочного тока ($I_{\text{н}}$) (**Рис. 1.17, д**); затем замыкается контакт K_{22} , шунтирующий резистор R_2 , и переключение заканчивается (**Рис. 1.17, е**). Таким образом, действие переключающего устройства с активными токоограничивающими резисторами во многом сходно с работой реакторного переключающего устройства, хотя оно имеет и существенные отличия:

- в нормальном рабочем длительном режиме ток через токоограничивающий резистор не проходит;
- нагрузочный ток проходит только через одно из плеч переключающего устройства;
- переключение контактора происходит после переключения переключателя.

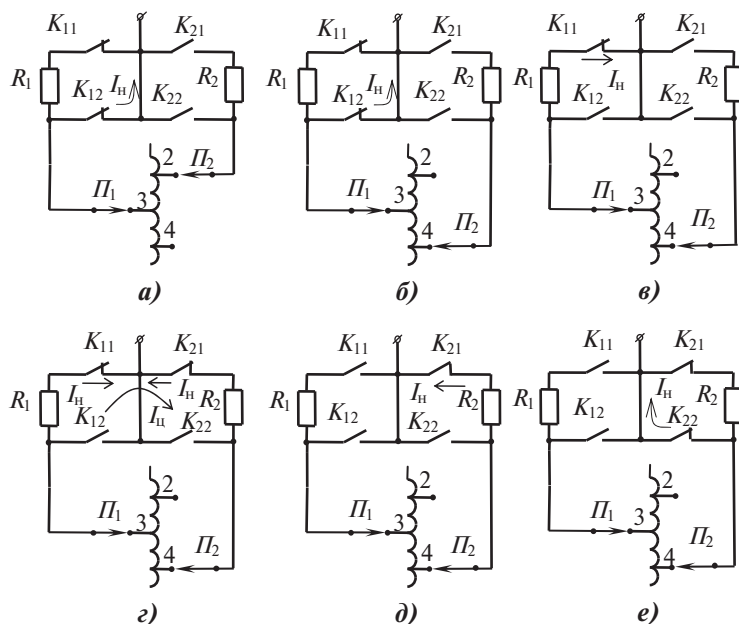


Рис. 1.17. Схема работы переключающего устройства при симметричном включении активных токоограничивающих резисторов.

$K_{11}, K_{12}, K_{21}, K_{22}$ — контакты контактора; Π_1, Π_2 — контакты переключателя; R_1, R_2 — токоограничивающие резисторы; 2, 3, 4 — положения контактов переключателя; I_n — нагрузочный ток; $I_{\text{ц}}$ — циркулирующий ток.

Время переключения контактора устройств РПН с токоограничивающими резисторами в отличие от реакторных переключающих устройств составляет небольшую долю полного времени переключения и происходит в течение не более 10 мс, а полное время переключения на одну ступень составляет обычно 1...3 с [230].

Эти особенности связаны с тем, что токоограничивающие активные резисторы рассчитаны только на кратковременное прохождение тока; в противном случае при переключении выделялось бы большое количество тепла и габаритные размеры сопротивлений получились бы очень большими. Поэтому в переключающих устройствах с токоограничивающими резисторами переключение контактора происходит под действием мощных пружин; таким образом, исключается возможность останова контактора в промежуточном положении даже при отключении питания приводного механизма. Количество контактов в контакторе в этих переключающих устройствах больше, чем в реакторных.

Следовательно, конструкция переключающих устройств с токоограничивающими резисторами получается, как правило, значительно сложнее, чем для переключающих устройств с реакторами. Наличие резисторов, рассчитанных на кратковременную работу, мощных аккумулирующих пружин, а также большие скорости подвижных частей и связанные с этим механические удары заставляют предъявлять весьма жёсткие требования к надёжности конструкции, качеству материалов и точности изготовления.

Последовательная работа контактов контактора показана на **Рис. 1.18, а...д**.

При замыкании главного контакта разрыв тока шунтируется сопротивлением R_1 (**Рис. 1.18, б**), затем — сопротивлениями R_1 , R_2 , дальше при незамкнутом ещё левом контакте размыкается дугогасительный контакт. Наконец, замыкается левый главный контакт, и цикл переключения заканчивается (**Рис. 1.18, д**) [18].

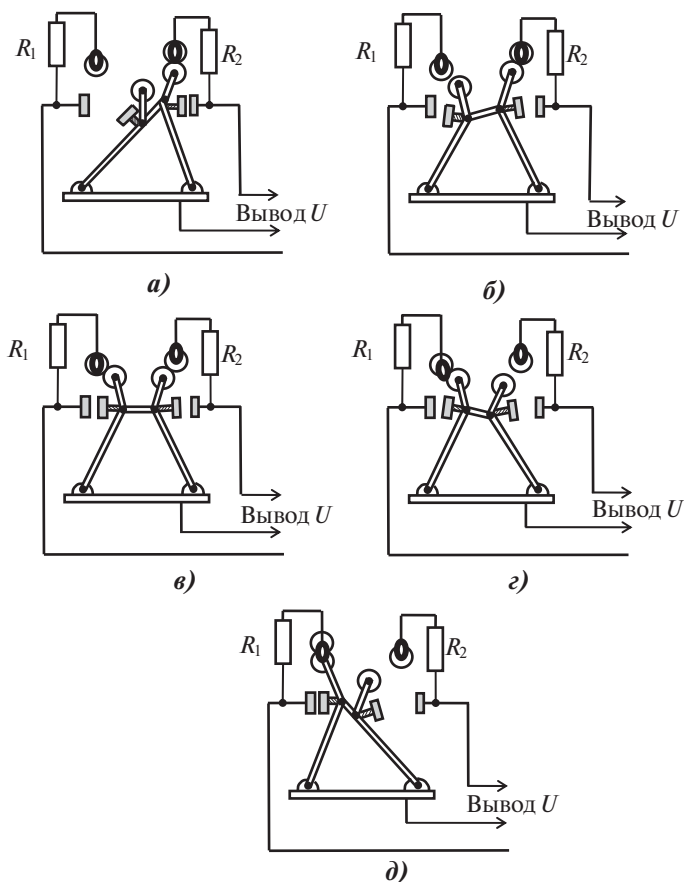


Рис. 1.18. Схема последовательной работы быстродействующего контактора.

R_1 , R_2 — токоограничивающие резисторы.

Заметим, что контактор размещён в отдельном баке и трансформаторное масло, находящееся в нём, не сообщается с маслом в баке силового трансформатора. Сам переключатель (избиратель) находится в баке трансформатора.

Размещение элементов переключающего устройства на силовом трансформаторе, типичное для отечественных трансформаторов с РПН с токоограничивающими резисторами, показано на **Рис. 1.19**. (ПУ расположено в нейтрали силового трансформатора на стороне его высоковольтной обмотки.)

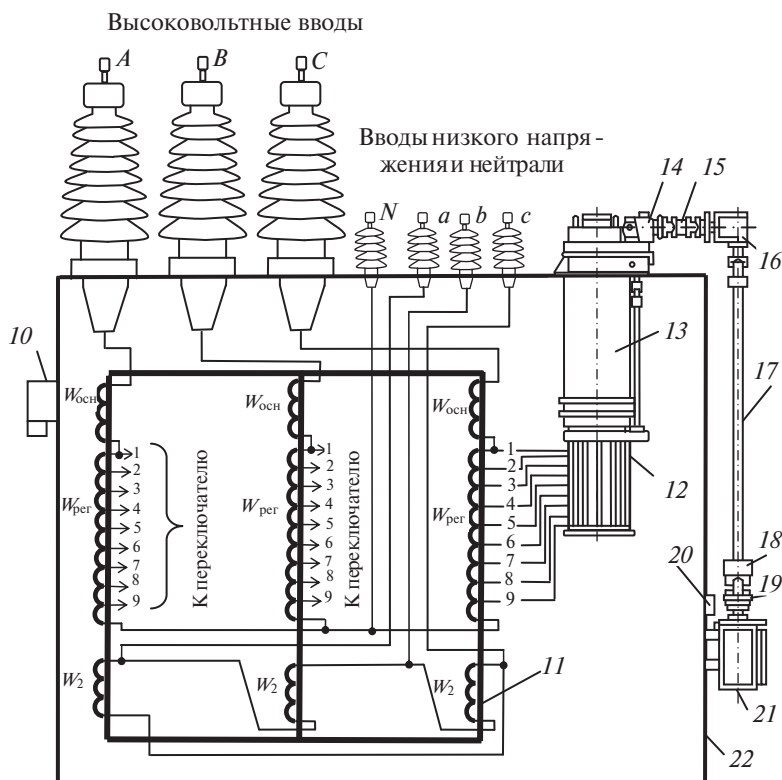


Рис. 1.19. Основные элементы силового трансформатора с РПН погружного типа (например, РС-4, РНОА, SDV, SAV, SCV).

1...9 — ответвления регулировочной обмотки ВН; 10 — предохранительный клапан; 11 — магнитопровод; 12 — переключатель; 13 — контактор; 14 — поворотный редуктор; 15 — горизонтальный карданный вал; 16 — угловой редуктор; 17 — вертикальный вал; 18 — датчик положения; 19 — нониусная муфта; 20 — датчик температуры; 21 — привод РПН; 22 — бак трансформатора; $W_{осн}$, $W_{рег}$ — соответственно основная и регулировочная обмотка ВН, W_2 — обмотка НН.

Переключающие устройства типа РНТА-35/320

Данный тип РПН предназначен для установки на силовых трансформаторах с высшим напряжением до 35 кВ, мощностью 1...16 МВ·А, а также на трансформаторах с высшим напряжением 110 кВ, мощностью 2.5 МВ·А с регулированием напряжения на стороне 6.6, 11, 22 кВ. Устройства предназначены для встроенного ступенчатого регулирования напряжения под нагрузкой в линии или нейтрали путём изменения коэффициента трансформации.

В состав устройства входят следующие основные узлы:

- механизм переключения, который в свою очередь состоит из переключателя грубой регулировки и переключателя тонкой регулировки;
- механизм быстрого действия.

В этом устройстве роль контактора и избирателя играет переключатель тонкого регулирования, а роль предызбирателя — переключатель грубого регулирования. Оба переключателя состоят из неподвижного статора и вращающегося ротора. Переключатель тонкого регулирования размещён в герметично закрываемом корпусе, в котором изоляционное масло не сообщается с маслом силового трансформатора. В корпусе расположены два бакелитовых цилиндра. На неподвижном цилиндре (статоре) закреплены изнутри металлокерамические контакты и токосъёмное кольцо, на подвижном цилиндре (роторе) закреплены в виде перекачивающихся в своих тоководящих корпусах роликов подвижные контакты и токоограничивающий пружинный резистор. Подвижные контакты сочетают два дугогасительных, один главный и один токосъёмный контакты (Рис. 1.20). Токосъёмный контакт конструктивно размещён на цилиндре ниже главного контакта. Главный и дугогасительный контакты электрически соединены через токоограничивающие резисторы. В верхней части переключателя тонкого регулирования расположены механизмы быстрой размыкания. Введенная пружина механизма при переходе через «мёртвую» точку освобождается и приводит к быстрому перебрасыванию контактов переключателей тонкого и грубого регулирования.

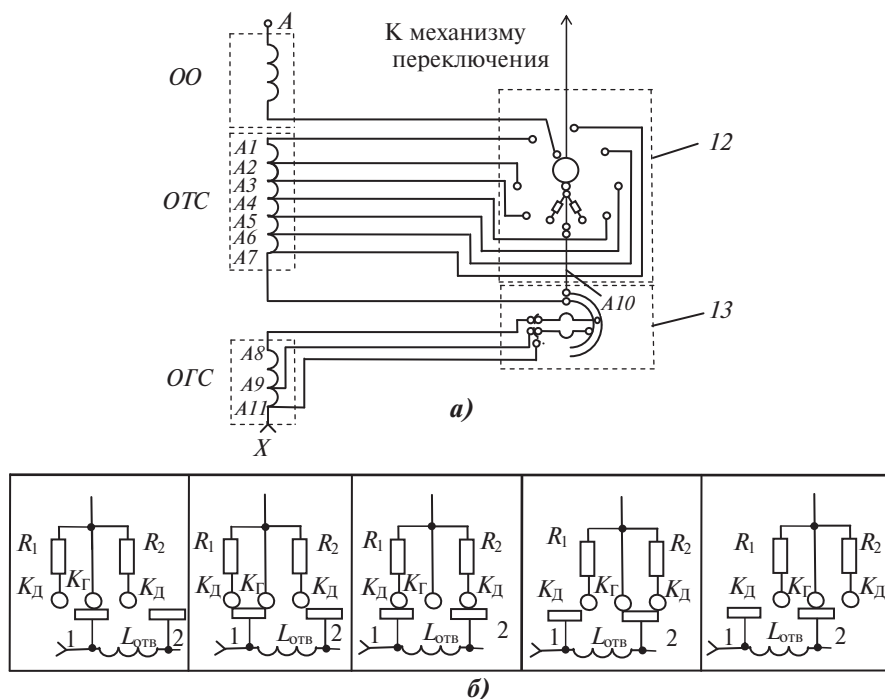


Рис. 1.20. Электрическая схема (а) и последовательность действий контактов переключающего устройства типа РНТА-35/320 (б).

R_1, R_2 — токоограничивающие резисторы;
 K_{Γ}, K_D — контакты тонкой регулировки (главный и дугогасительные);
ОО — основная обмотка; *ОТС* — обмотка тонкой ступени; *ОГС* — обмотки грубых ступеней;
12 и *13* — соответственно переключатели тонкой и грубой регулировки;
 $L_{отв}$ — индуктивность отключения.

На статоре переключателя тонкого регулирования предусмотрен один неподвижный контакт, не связанный с каким-либо ответвлением регулировочной обмотки трансформатора. При замыкании этого контакта переключателем тонкого регулирования (избирателем) переключатель грубого регулирования оказывается обесточенным, и механизм быстрого действия перебрасывает его подвижные контакты. Таким образом, переключатель грубой ступени, расположенный в баке трансформатора, перебрасывает свои подвижные контакты, закреплённые на бакелитовом цилиндре ротора только в обесточенном состоянии, переключая грубую ступень регулирования.

Устройство типа РНТА-У-35/320 имеет два исполнения: на 12 ступеней с одной грубой ступенью и на 18 ступеней регулирования при двух грубых ступенях.

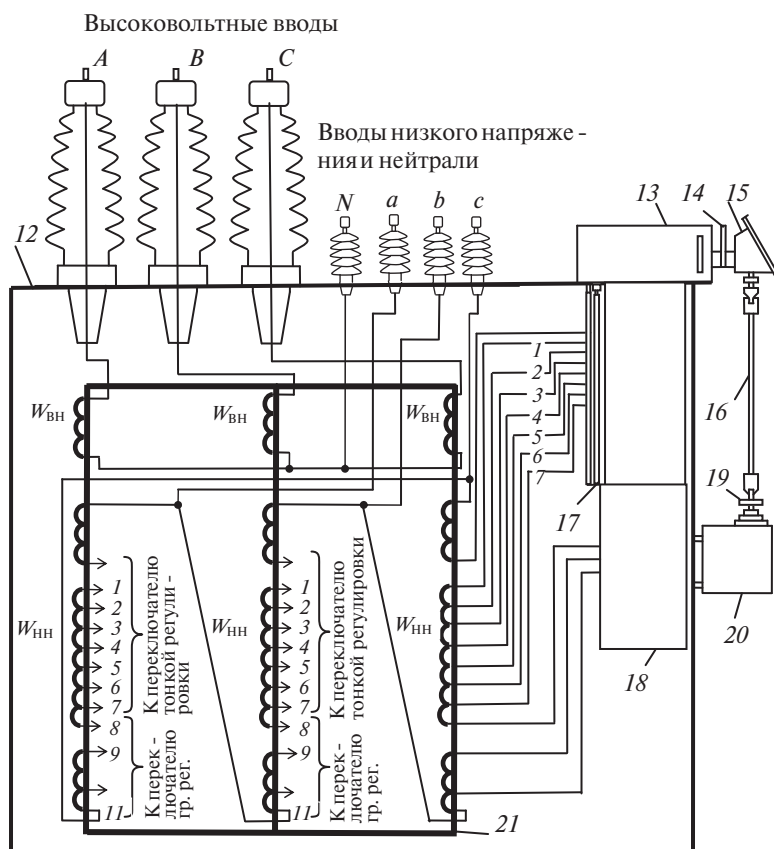


Рис. 1.21. Основные элементы силового трансформатора быстрого действия РПН типа РНТА.

- 1...11 — ответвления РПН; 12 — бак трансформатора; 13 — механизм быстрого действия;
 14 — указатель положения РПН; 15 — конический редуктор; 16 — вал вертикальный;
 17 — переключатель тонкой регулировки; 18 — переключатель грубой регулировки;
 19 — нониусная муфта; 20 — привод; 21 — магнитопровод.

В первом положении грубая ступень полностью введена, в 7-м — предызбиратель замыкает свободный (не подсоединённый ни к какому ответвлению) контакт, на 8-м — переключается одна грубая ступень, 14-е положение аналогично седьмому, на 15-м положении включается вторая грубая ступень, на 21-м положении фактически вся регулировочная обмотка выводится (тонкая и грубая ступени). Электрическая схема и последовательность действий контактов переключающего устройства (ПУ) с двумя грубыми ступенями приведены на **Рис. 1.20** [230, 232].

Чаще всего данный тип регулятора устанавливается на силовом трансформаторе 110 кВ на обмотке *НН*, которая соединена в треугольник (**Рис. 1.21**).

Переключающие устройства типа РНТА-У-35/200

После распада Советского Союза Запорожский трансформаторный завод (Украина), который выпускал переключатели типа РНТА-У-35/320, оказался в ближнем зарубежье. Рынок диктует свои условия, поэтому Россия вынуждена производить подобные типы переключателей у себя. В конце прошлого столетия ООО «Тольяттинский трансформатор» начал выпуск серий РПН типа РНТА.

В **Табл. 1.2** приведены модификации некоторых серий РПН, выпускаемых ООО «Тольяттинский трансформатор».

Таблица 1.2. Типы РПН производства ООО «Тольяттинский трансформатор»

Тип РПН	U [кВ]	Полная мощность, S [МВ·А]	Место установки	Для замены
РНТА-У-35/200Р-16/20-93У1	110	6.3...40	В нейтрали	РНТА-35/320
РНТА-У-35/200Р-8/9-2000У1	35	2.5...10	В нейтрали	
РНТА-У-35/300Р-24/28-96У1	220	25...120	В нейтрали	

В старых типах конструкции РПН типа РНТА переключатель тонкого регулирования играл роль контактора и избирателя и размещался в герметично закрываемом корпусе. Изоляционное масло в нём не сообщалось с маслом бака трансформатора, и по конструкции в каждой фазе располагались один главный и два дугогасительных контакта с токоограничивающими резисторами. Роль предызбирателя в старой конструкции РНТА играл переключатель грубого регулирования, который размещался в баке силового трансформатора. В новой конструкции РПН и переключатели, и контакты контактора, и предызбиратель располагаются в ёмкости контактора, а в схеме контактной системы отсутствуют второй дугогасительный контакт и его токоограничивающий резистор. Данное устройство не имеет соединительных валов и редукторов, так как контактор совмещён с устройством привода (**Рис. 1.22**).

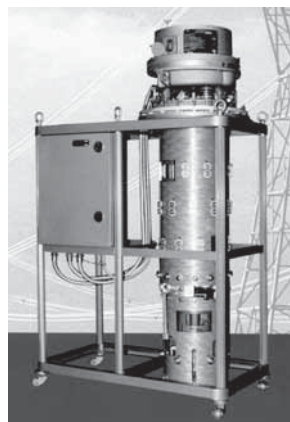


Рис. 1.22. Внешний вид РПН типа РНТА-35/200 на испытательной установке.

Для защиты собственного бака переключателя нагрузки от избыточного давления установлена мембрана. Она предохраняет от разрушения бак РПН, обеспечивая сброс давления свыше 3.5...5 атм. Для защиты от аварийного режима РПН укомплектован защитным реле РСТ 25-10. При протекании масла со скоростью 0.9 м/с и более оно выдаёт сигнал на отключение трансформатора.

РПН снабжен указателем положения:

- видимым на верхней крышке (контрольный);
- видимым с земли на верхнем кожухе, устанавливаемый в удобное положение для наблюдения;
- дистанционным, с дискретным действием датчика положения.

В переключающих устройствах типа РНТА-У-35/200 установлен датчик температуры, который блокирует переключение при температуре верхних слоёв масла ниже -25°C , и в этом случае РПН работает в статическом режиме. Переключение устройства РПН с отпайки на отпадку происходит со скоростью перемещения контактов от 0.4 до 0.6 м/с [233]. Электрическая схема РПН всех трёх фаз со всеми его элементами представлена на **Рис. 1.23**.

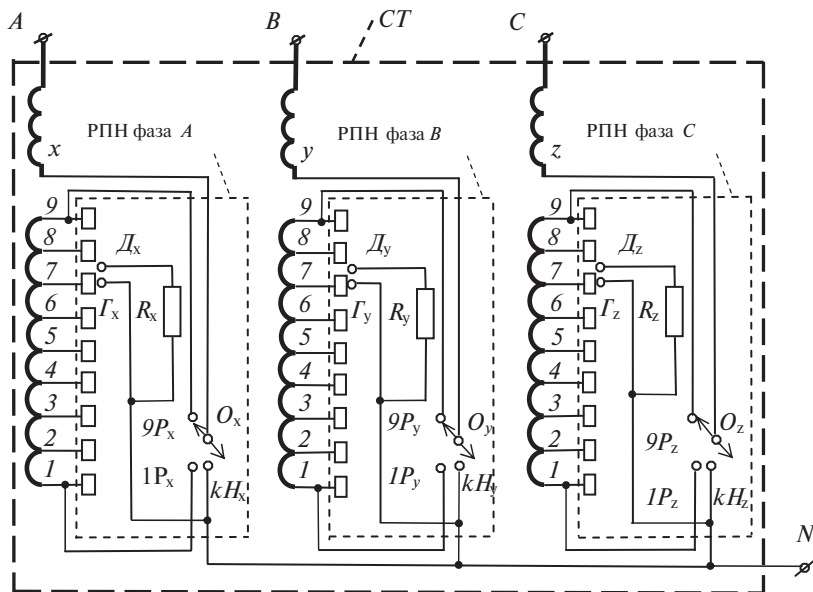


Рис. 1.23. Схема РПН типа РНТА-У-35/200 Тольяттинского трансформаторного завода.

СТ — силовой трансформатор; R_x, R_y, R_z — токоограничивающие резисторы;
 $\Delta_x, \Delta_y, \Delta_z$ — дугогасительные контакты; G_x, G_y, G_z — главные контакты;
 $1P_x, 1P_y, 1P_z$ — первое положение переключателя; $9P_x, 9P_y, 9P_z$ — девятое положение переключателя;
 kH_x, kH_y, kH_z — контакты нейтрали; O_x, O_y, O_z — отводы основной обмотки;
 A, B, C — выводы высоковольтной обмотки силового трансформатора; N — вывод нейтрали СТ.

Примечание. Соединения $1(x, y, z) - 1(P_x, P_y, P_z)$ и $9(x, y, z) - 9(P_x, P_y, P_z)$ выполняются в отводах трансформатора.

Немаловажным достоинством данного типа РПН является то, что он может быть установлен для замены вышедшего из строя РПН типов РС-2, -4, -9 болгарского производства в трансформаторах, подлежащих ремонту. Однако следует иметь в виду, что из-за конструктивных различий переключающего устройства типа РС и РНТА замена потребует определённых доработок в трансформаторе. Следующей особенностью РПН ООО «Тольяттинский трансформатор», в отличие от других, является то, что осциллографирование его контактной системы и снятие временных диаграмм на сегодняшний день возможны лишь в заводских условиях.

Переключающие устройства типа РНОА

В настоящее время для регулирования напряжения в системе энергетики России применяется множество разновидностей этой серии (Табл. 1.3). В Чувашской энергосистеме применяется только один тип — РНОА-110/1000.

Таблица 1.3. Разновидности серий регуляторов под нагрузкой типа РНОА

Тип РНОА	Применение	Исполнение
РНОА-35/1000	Для регулирования напряжения в нейтрали силовых однофазных автотрансформаторов напряжением 750 кВ	Погружное
РНОА-110/1000	Для регулирования напряжения на линейных выводах обмотки напряжением 115 кВ или в нейтрали силовых трёхфазных трансформаторов мощностью до 200 МВ·А	Погружное
ЗРНОА-110/1000	Для регулирования напряжения на линейных выводах обмотки напряжением 115 кВ трансформаторов мощностью до 200 МВ·А напряжением 110...330 кВ (ввод переключающего устройства является линейным выводом трансформатора на стороне обмотки среднего напряжения 115 кВ)	Навесное
РНОА-110/1250	Для регулирования напряжения на линейных выводах обмотки напряжением 115 кВ или в нейтрали СТ мощностью 200 МВ·А	Погружное
РНОА-220/2000	Для регулирования напряжения у однофазных СТ мощностью 167 и 267 МВ·А типов АОДЦН-167000/500, АОДЦН-267000/500 напряжением 500 кВ, трёхфазной мощностью 500 и 800 МВ·А соответственно. Регулирование напряжения происходит на линейных выводах обмотки напряжением 220 кВ	Погружное
РНОА-220/3000		
РНОА-330/2000	Для регулирования напряжения у однофазных силовых трансформаторов напряжением 330 кВ	Погружное

Переключающее устройство типа РНОА-110/1000 (погружное) предназначено для регулирования напряжения на линейных выводах обмотки напряжением 115 кВ или в нейтрали силовых трёхфазных трансформаторов мощностью до 200 МВ·А и рассчитано на ток до 1000 А.

В переключающем устройстве РНОА-110/1000 применяются различные схемы регулирования: схема с тринадцатью ответвлениями без реверса, схема с реверсом обмотки с 7...9 ответвлениями. Удвоение регулируемого напряжения в

последней схеме достигается за счёт реверсирования подключения обмотки или за счёт наличия грубой ступени. Обмотка с девятью ответвлениями имеет три средних положения с номинальным значением напряжения (номиналом). В схемах с одним номиналом переключатель имеет дополнительно две ступени, так как используются все контакты избирателя [230, 234, 235].

РПН типа РНОА-110/1000 состоит из избирателя, предызбирателя (при реверсировании обмотки) и контактора. Устройство допускает дистанционное, автоматическое и местное управление. При установке съёмной рукоятки для работы приводом от руки расцепляется связь (механическое сцепление) с моторным приводом, что исключает одновременную работу ручным и моторным приводами. Привод механизма имеет электрическую блокировку, автоматически отключающую цепь питания электропривода на крайних положениях переключающего устройства. В случае отказа по каким-либо причинам электрической блокировки предусматривается остановка механизма от механического стопорного рычага, заклинивающего жёстко шайбу на валу, при этом цепь обратного вращения не прерывается.

Быстродействие работы контактора переключающего устройства достигается за счёт потенциальной энергии натянутой пружины, которая при переходе через «мёртвую» точку, освобождаясь, быстро перебрасывает контактные рычаги, переходя в «мёртвую» точку другого положения. Привод имеет указатель положения, вращающийся синхронно с избирателем и показывающий, на каком ответвлении находится в данный момент переключающее устройство.

Правильность работы переключающего устройства обеспечивается соблюдением определённой очередности работы контактов переключателя и контактора. Кинематика переключающего устройства такова, что при переходе с одного ответвления на другое работает только контактор. Контакты переключателя при этом не работают. В дальнейшем при последовательном переключении ответвлений поочередно функционируют контакты нечётного и чётного рядов переключателя. Контакты избирателя нечётного ряда работают всегда при замкнутом правом плече K_I контактора, а контакты чётного ряда избирателя — при замкнутом левом плече K_{II} контактора. Контакты избирателя в процессе регулирования напряжения цепь тока не разрывают, а только пересоединяют ответвления регулировочной обмотки. Дуга при разрыве цепи тока контактами контактора гасится в нём.

Таким образом, последовательность работы контактной системы такая же, как и у РПН типа РС. В схемах с реверсированием регулировочной обмотки последовательность работы переключающего устройства принципиально не изменяется. В этих устройствах для изменения направления подключения обмотки применяется предызбиратель, контакты предызбирателя работают на седьмом (при семи ответвлениях) или на восьмом (при девяти ответвлениях) положении. При этом сначала размыкаются соответствующие контакты избирателя, размыкаются и замыкаются контакты предызбирателя, т. е. происходит реверсирование регулировочной обмотки, и лишь после этого контакты избирателя замыкаются.

Следовательно, контакты предызбирателя срабатывают при разомкнутых контактах контактора и избирателя чётной или нечётной ступеней, в зависимости

от того, в каком положении находится (чётном или нечётном) переключающее устройство, производится реверсирование регулировочной обмотки.

Внешний вид погружного цилиндра контактора одной из фаз РПН типа РНОА-110/1000 показан на **Рис. 1.24**.

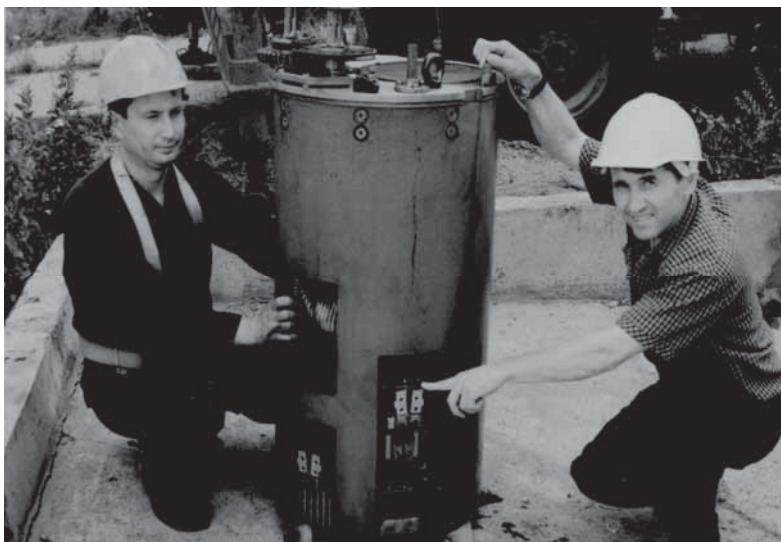


Рис. 1.24. Внешний вид погружного цилиндра контактора РПН типа РНОА-110/1000.

На **Рис. 1.25** приведена работа контактной системы РПН при переводе переключающего устройства с одного на другое положение.

Переключающие устройства немецкого производства — SDV, SAV и SCV

В России переключающие устройства Германии используются, как правило, в силовых трансформаторах, установленных на предприятиях генерирующих компаний. Принципиально все переключающие устройства по своим механическим характеристикам одинаковы и отличаются лишь электрическими данными и числом ступеней.

Конструкция контактора, избирателя и предызбирателя аналогична устройствам отечественного переключателя типа РНОА (**Рис. 1.26**) [230, 236].

Переключающие устройства типа SAV выпускаются в однофазном исполнении и предназначены для регулирования напряжения на линейных выводах или в нейтрали обмотки силового трансформатора.

В частности, они применяются для регулирования напряжения в обмотке напряжением 220 кВ в однофазных автотрансформаторах типа АОДЦТН напряжением 500 кВ, мощностью 167000 кВ·А и 267000 кВ·А, и в обмотке напряжением 115 кВ в трёхфазных трансформаторах типа АТДЦТН напряжением 500 кВ, мощностью 250000 кВ·А. В **Табл. 1.4** приведены технические характеристики некоторых немецких переключающих устройств.

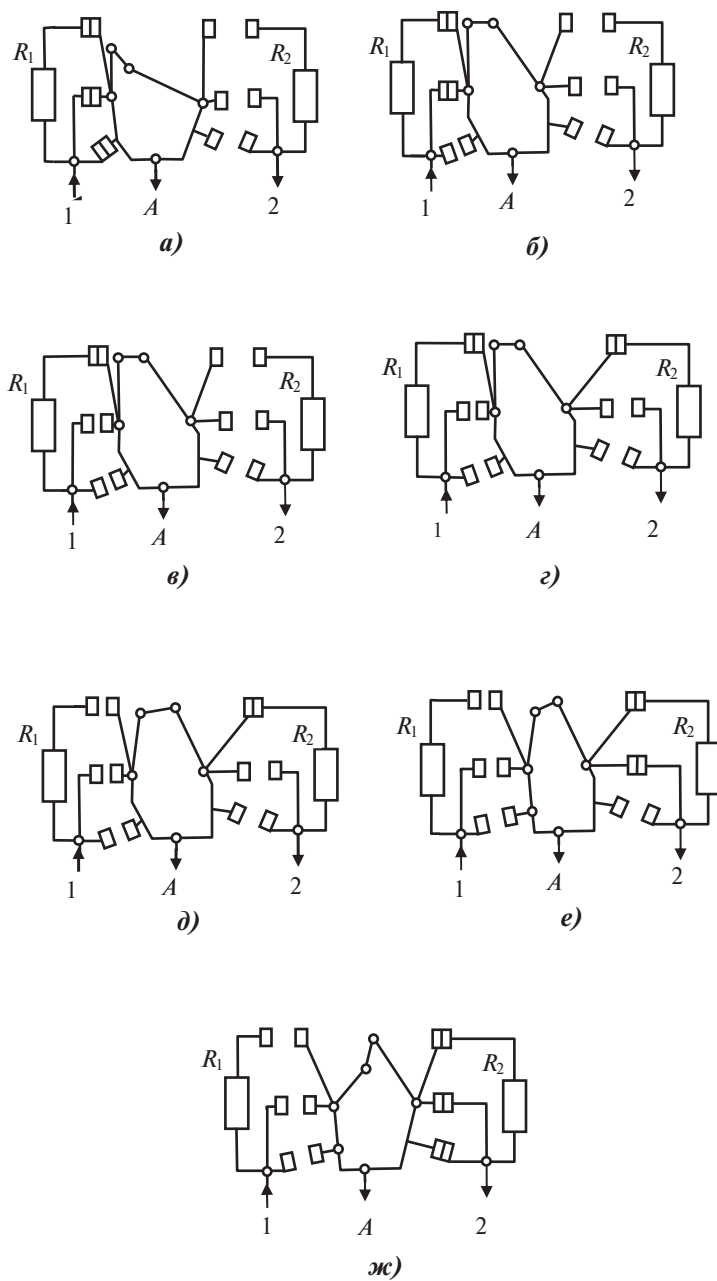


Рис. 1.25. Очередность переключения контактов контактора РПН типа РНОА.
 R_1 , R_2 — токоограничивающие резисторы.

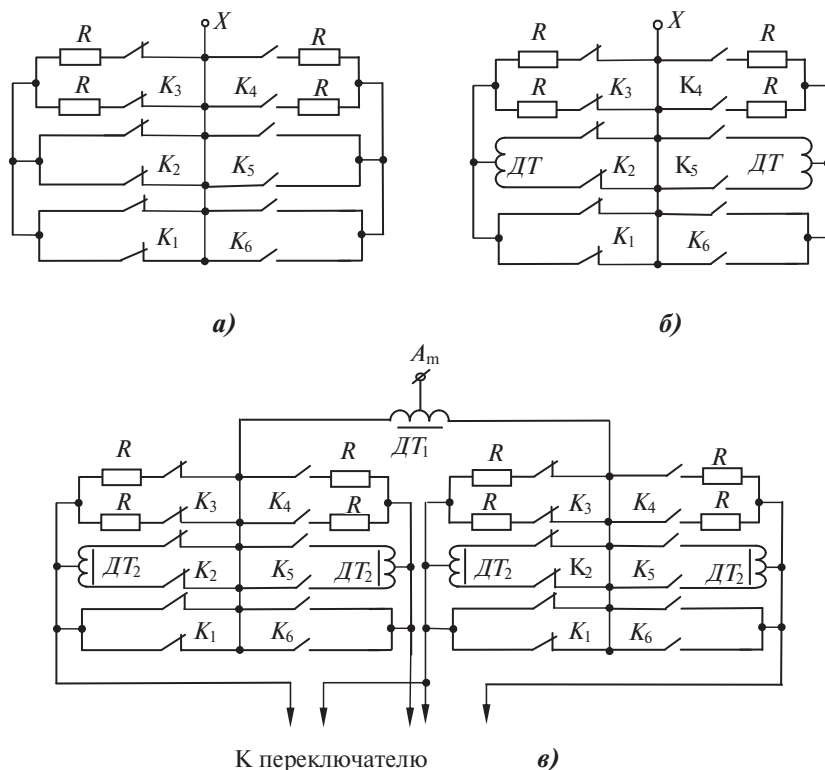


Рис. 1.26. Контакты переключающего устройства:
 а) SDVI-630-41/41-WI9; б) SDVI-1100-41/123-WI9; SDVI-1250-41/41-WI9;
 в) SAVI-1600-245/245-013.

K_1, K_6 — главные контакты; K_2, K_5 — вспомогательные контакты;
 K_3, K_4 — дугогасительные контакты; R — токоограничивающий резистор; $ДТ_1, ДТ_2$ — делители тока.

Таблица 1.4. Технические характеристики переключающих устройств производства Германии [230, 235]

Тип переключающего устройства	Номинальный ток [А]	Класс напряжения [кВ]	Механическая износостойкость КК, число переключений	Число переключений			Количество ступеней регулирования
				До замены масла в контакторе	До ревизии контактора	До замены КК	
SAVI-1600-245/245-013	1600	220	200000	50000	100000	50000	13
SCVI-1100-41/123-W 19	1100	35	200000	50000	100000	50000	19
SDVI-630-41/41-WI9	630	35	200000	25000	50000	50000	19
SDVI-1250-41/41-WI9	1250	35	200000	25000	50000	50000	19

Переключающие устройства типа SCV используются в трёхфазных трансформаторах типа АТДЦТН-250000/500 мощностью 250000 кВ·А, напряжением 500 кВ для регулирования напряжения под нагрузкой в нейтрали обмотки напряжением 115 кВ.

Переключающие устройства типа SDV применяются в силовых трансформаторах типов ТДНС, ТРДН мощностью от 10000 до 80000 кВ·А для регулирования напряжения в нейтрали обмотки напряжением 115 кВ. Эти устройства могут применяться для регулирования напряжения в обмотках 35 кВ на линейных выводах.

В зависимости от величины тока изменяется число контактов в контакторе. При токах 200...400 А контактор имеет по одному главному и дугогасительному контакту соответственно, при токе 630 А контактор имеет по два главных и дугогасительных контакта соответственно, при токах 250...800 А — по два главных и дугогасительных контакта соответственно с делителем тока, при токе 1600 А — по четыре главных и дугогасительных контакта соответственно с делителями тока.

Все контакторы, рассчитанные на работу при токе 400 А и более, оборудованы так называемым контактом покоя (шунтирующий нож), работающим только после окончания цикла переключения.

Контактор заполняется изоляционным маслом с электрической прочностью не менее 240 кВ/см (более 60 кВ в стандартном пробойнике). Контактор снабжён пружинами, которые для большей надёжности выполнены составными и собираются параллельно. Избиратель в обычном исполнении имеет однополюсное присоединение ответвлений обмоток к неподвижным контактам.

В переключающем устройстве на номинальный ток 1600 А избиратель имеет двухполюсное присоединение ответвлений, что даёт возможность отдельного подключения спаренных или параллельно включённых обмоток с ответвлениями. В переключающем устройстве, рассчитанном для работы при токах 800 А и более, применяются делители тока (**Рис. 1.26, б, в**).

Электрическая схема регулятора типа SDV представлена на **Рис. 1.27** [18, 19, 28, 236].

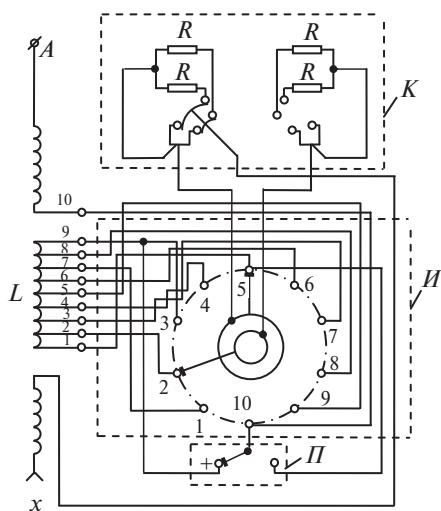


Рис. 1.27. Электрическая схема переключающего устройства типа SDV.

1...10 — номера ответвлений переключателя; К — контактор; И — избиратель; П — предузбиратель; R — токоограничивающий резистор; L — регулирующая обмотка.

К каждому переключающему устройству предусмотрен электрический привод, но при использовании в трёхфазных трансформаторах однофазных переключающих устройств возможно управление от одного привода.

Транспортировка переключающих устройств возможна отдельно от трансформатора. Поэтому к ним при монтаже предъявляются специальные требования, которые во всех случаях должны соблюдаться. Несоблюдение их может привести к рассогласованию работы избирателя и контактора, что усложняет наладку переключающего устройства.

Фирма поставляет переключающее устройство в четвёртом положении, в котором подвижные контакты избирателя замыкают неподвижные контакты 3-го и 4-го ответвлений, а контакты контакторов замыкают чётное плечо. Приводной вал в этом положении жёстко фиксируется снаружи на головке переключающего устройства. Фиксирующее устройство маркируется жёлтой краской, которая удаляется только после монтажа тяги привода.

Внешний вид погружного цилиндра устройства контактора РПН типа SDV представлен на **Рис. 1.28**.



Рис. 1.28. Внешний вид погружного цилиндра контактора РПН типа SDV.

Транспортировка переключающего устройства допускается только в подвешенном вертикальном положении на специальной жёсткой раме.

Переключающие устройства типов SAV, SCV и SDV имеют отдельное струйное реле, работающее по принципу газового реле на отключение трансформатора при неполадках в баке контактора. Реле поставляется с разомкнутыми контактами и допускает плавную регулировку установки по скорости в пределах от 1.5 до 2.5 м/с.

1.6. Приводные механизмы переключающих устройств

Приводной механизм ПУ состоит из электродвигателя, редуктора и электрической схемы управления, защиты и блокировки. Передаточное число от вала двигателя к выходному валу обычно составляет от 20 до 80. Иногда применяют приводные механизмы со сравнительно небольшим передаточным числом, а передачу для дальнейшего понижения частоты вращения переносят внутрь трансформатора. Это позволяет выполнить сравнительно длинный соединительный вал от приводного механизма к контактору с избирателем на меньшие значения вращающего момента, т. е. сделать его более лёгким и надёжным. Приводной механизм — один из наиболее ответственных узлов регулируемого трансформатора. Хотя отказ в работе приводного механизма не приводит к выходу трансформатора из строя, повреждение механизма делает невозможным пользование переключающим устройством. Между тем, как показал опыт, приводные механизмы, особенно их электрическая часть, являются наименее надёжными узлами РПН.

Основные требования к приводным механизмам:

1. Механизм должен обеспечивать переключение РПН с точной остановкой на фиксированном положении при работе от электродвигателя, управляемого ключом или кнопками, расположенными непосредственно на механизме (местное управление), на щите управления (дистанционное управление), а также включаемого автоматически — от устройства регулирования напряжения.

2. В случае необходимости должна быть предусмотрена возможность переключения рукояткой приводного механизма. Этот способ управления вспомогательный и допускается при наладке, ревизиях и ремонте. При ручном управлении в целях безопасности электродвигатель отключается.

3. Схема управления приводным механизмом должна иметь электрическую блокировку, не допускающую переключения при перегрузке РПН свыше установленных норм, а также при температуре масла ниже -20°C .

4. В механизме должна быть предусмотрена блокировка, предотвращающая переключения за крайние положения.

5. Как правило, в приводном механизме имеются местный и дистанционный указатель положений устройства РПН и счётчик числа переключений.

6. Должно быть обеспечено надёжное функционирование приводного механизма при заданных допустимых отклонениях напряжения питания (в пределах 0.85...1.10 от номинального напряжения) и климатических условиях.

7. При групповой работе нескольких РПН (например, при параллельной работе трансформаторов или совместной работе трёх однофазных устройств) приводной механизм должен обеспечивать одновременное переключение без длительного рассогласования.

Точная остановка в фиксированных положениях обеспечивается специальными контактными устройствами (контроллерами), отключающими электродвигатель при повороте приводного механизма на заданный угол и включающими систему торможения двигателя. Требуемая точность остановки зависит от типа пере-

ключающего устройства и определяется техническими условиями. Иногда вместо торможения электродвигателя производится механическое расцепление привода с переключающим устройством. Переключение приводного механизма за крайние положения предотвращается специальными конечными выключателями, а иногда также и механическим расцеплением привода.

Электрическая схема приводного механизма включает в себя устройства защиты электродвигателя и других элементов от перегрузок и коротких замыканий.

Для управления переключающим устройством ответвлений обмоток силовых трансформаторов применяются различные приводные механизмы. Для РНТ применяются приводы МА и их модификации, для быстродействующих РНОА и РНТА — приводы ПДП-4у, для болгарских РС(Г) — привод МЗ и его модификации, для устройств производства Германии типов SAV, SCV и SDV — привод ЕМ-1.

Приводной механизм типа МА-1, выпускаемый Московским электрозаводом, выполняется на различное число положений переключающего устройства (от 6 до 49) и применяется для привода устройств РПН типа РНТ-13, РНТ-21 и др.

РПН типа РНТ-9 снабжается малым приводным механизмом МА-2, а типа РНТ-18 — механизмом постоянного тока типа МП-4. МП-4 отличается от других приводных механизмов тем, что применяется двигатель постоянного тока. Указанные механизмы имеют динамическое торможение электродвигателя. Время одного оборота вала составляет около 3 с.

Запорожский трансформаторный завод выпускает приводные механизмы типа ПДП-4У, предназначенные главным образом для привода быстродействующих переключающих устройств. Приводной механизм ПДП-4У снабжён двухступенчатым червячным редуктором с передаточным числом 225. Время переключения РПН серии РНОА, равное времени одного оборота вала, составляет 10 с. Для этих устройств не требуется высокая точность остановки, поэтому в приводном механизме ПДП-4У не предусмотрено специальной системы торможения, оказывается достаточным тормозной эффект самой червячной передачи.

РПН типа РС-3, выпускаемые в Болгарии, которые устанавливаются на трансформаторы 110 кВ, снабжены приводным механизмом типа МЗ-2. Этот механизм имеет планетарный редуктор с передаточным числом 4. При этом выходной вал привода (входной вал переключающего устройства) вращается с частотой около 350 об/мин. Таким образом, приводной механизм МЗ-2 относится к числу быстроходных. Для одного переключения выходной вал должен сделать 33 оборота. Продолжительность переключения — около 5,6 с. Благодаря быстроходности выходного вала момент на выходе привода не превышает 25 Н·м. Необходимая точность остановки также обеспечивается без специальной системы торможения. Помимо конечных выключателей для предотвращения выхода механизма за крайние положения предусмотрена специальная механическая блокировка редуктора. Завод «Уралэлектротяжмаш» выпускает приводной механизм типа ПМ-2, в котором также использован тормозной эффект червячного редуктора. Однако в данном механизме этот эффект дополняется простой схемой торможения электродвигателя, основанной на замыкании накоротко его статорной обмотки после отключения. Это значительно уменьшает выбег [28, 230]. В прил. 8

приведены некоторые технические данные различных приводных механизмов РПН, а в прил. 9 — характерные виды их неисправностей.

На **Рис. 1.29** в качестве примера представлен фрагмент приводного механизма РПН типа SDV, расположенного в нижней торцевой части контактора.

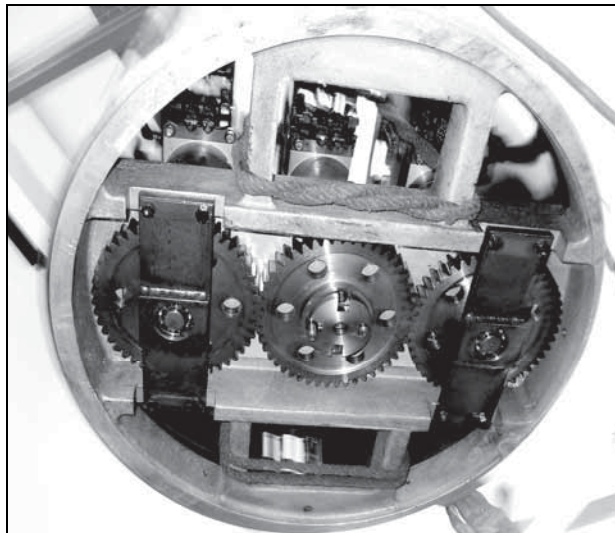


Рис. 1.29. Внешний вид нижней торцевой части приводного механизма контактора РПН типа SDV (приведённого на **Рис. 1.28**).

1.7. Монтаж и наладка переключающих устройств без возбуждения

Устройства переключения ответвлений ПБВ должны удовлетворять требованиям ОСТ 16.0.686.962-82. Эти устройства в процессе переключения не разрывают цепи тока, поэтому должны удовлетворять основному условию — выдерживать без каких-либо нарушений эксплуатационный режим трансформатора. Приводной механизм устройств ПБВ представляет собой изоляционную штангу, которая нижней муфтой сочленена с переключателем-избирателем, а верхней муфтой — с валом привода. Фланец головки привода крепится болтами к крышке бака силового трансформатора. Фиксация избирателя осуществляется стопорным болтом, проходящим через колпак головки привода и крышку бака трансформатора.

Для переключения ПБВ необходимо отключить напряжение от обмоток трансформатора, вывернуть стопорный болт, повернуть колпак на требуемое положение (номера положений указаны на крышке сальника привода). При этом контакты избирателя и переключателя замыкают другую пару токоведущих стержней переключателя. После переключения стопорный болт ввинчивают в свое гнездо. Если стопорный болт не входит в гнездо, это означает, что переключе-

чение произведено не полностью. Необходимо повернуть привод до совпадения гнезда с отверстием и завернуть болт-стопор.

При монтаже переключателя следует иметь в виду, что контактная труба первого положения часто обращена в сторону бака трансформатора, а остальные трубы расположены по порядку против часовой стрелки (если смотреть на переключатель сверху).

Наладка ПБВ очень проста и включает в себя лишь измерения сопротивления обмоток постоянному току и коэффициента трансформации на всех его положениях. Предварительно проверяют работу механизма ручного привода на всех положениях в одну и другую сторону при вывернутых стопорных болтах. При этой проверке убеждаются в чёткости фиксации положений. Не допускается переход переключателя за крайние положения, ограниченные стопорными болтами, а также применение приводных колпаков не от данного переключателя.

Считается, что переключающее устройство правильно собрано и установлено, если в первом положении значение электрического сопротивления обмотки постоянному току наибольшее. Во всех остальных положениях оно должно быть меньше. Согласно схеме на **Рис. 1.30, а** первое положение соответствует замыканию токоведущих стержней 2 и 3; в этом положении последовательно с основной обмоткой включена полностью и регулировочная часть обмотки.

Если обнаружено несоответствие заводским данным значений сопротивления постоянному току или положению переключателя, дефект устраняется ревизией контактной системы.

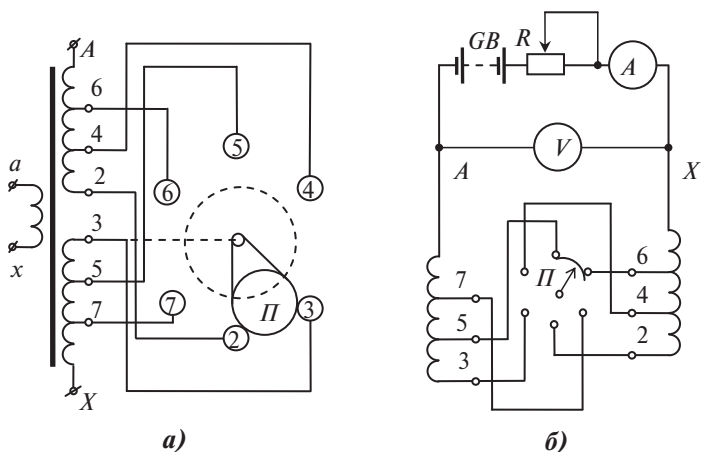


Рис. 1.30. Переключающее устройство без возбуждения:

а) электрическая схема; *б)* схема измерения сопротивления постоянному току.

GB — аккумуляторная батарея; *Π* — переключатель; *A* — амперметр; *V* — вольтметр; *R* — реостат; 2...7 — номера ответвлений обмотки.

При этом переключатель устанавливают в положение, в котором значение сопротивления обмотки постоянному току наибольшее, и, не трогая механизм привода, разбирают головку привода и устанавливают крышку головки так, чтобы

указатель был против первого положения. В этом положении закрепляют головку и крышку привода, после чего повторным измерением сопротивления обмоток постоянному току на всех положениях убеждаются в правильности монтажа ПБВ. Из схемы **Рис. 1.30, б** видно, что у переключателя на пять положений на третьем и шестом положениях значения сопротивлений обмотки равны, так как на них замыкаются одинаковые части регулировочной обмотки.

Переключатели ПБВ применяются и на три положения, в этом случае два стержня переключателя не используются, т. е. не присоединяются ни к одному ответвлению обмотки.

Переключающие трёхфазные ПБВ могут иметь пофазный и трёхфазный привод. Но при трёхфазном избирателе для переключения ответвлений обмоток трансформатора используется один привод, при помощи которого происходит переключение всех трёх фаз одновременно. В такой схеме проверка правильности сборки ПБВ производится измерением сопротивлений постоянному току между фазами. Результаты измерений между фазами должны быть практически одинаковыми [30].

Если при измерении сопротивления изоляции обнаруживается несоответствие измеренных значений исходным (базовым) данным, то следует найти и устранить неисправность. В первую очередь следует вскрыть контактную систему переключателя и тщательно осмотреть. Если не обнаруживается видимых неисправностей, то следует измерить переходные сопротивления контактов, а при необходимости произвести регулировку контактного нажатия.

1.8. Правила приёмки, монтаж и наладка РПН

Согласно [231] каждый РПН должен подвергаться изготовителем приёмо-сдаточным испытаниям.

Программа приёмо-сдаточных испытаний устройств РПН должна содержать:

- визуальный контроль и проверку на соответствие чертежам (наличие и качество стопорения крепёжных соединений, отсутствие повреждений деталей и сборочных единиц);
- измерение контактного нажатия;
- измерение сопротивления токоведущего контура не менее чем при двух рабочих положениях (в случае наличия предызбирателя — при его различных положениях);
- измерение крутящего момента (при наличии ручного управления с помощью рукоятки);
- проверку последовательности действия контактов;
- измерение времени переключения контактора;
- испытание электрической прочности изоляции (допускается проверка изоляционных расстояний с учётом выборочных испытаний — только для приёмо-сдаточных испытаний);
- прогонку механизмов на собранном РПН (10 циклов переключений без электрической нагрузки);

- испытание на герметичность (маслоплотность);
- измерение сопротивления токоограничивающего резистора;
- испытание предохранительных элементов и блокировок;
- проверку правильности функционирования привода при ручном, местном, дистанционном и автоматическом управлении;
- испытание электрической прочности изоляции привода (допускается проводить на отдельно установленном приводе).

По прибытии на место назначения трансформаторов с РПН активными токоограничивающими резисторами определяют отсутствие повреждений. Проверяют следы утечки масла на корпусе контактора и состояние заводской пломбировки. Особое внимание следует обратить на состояние уплотнения переходного фланца, которым устройство крепится к баку, так как появление неплотности в этом месте может вызвать увлажнение изоляции трансформатора [230].

Для оценки состояния изоляции после доставки проверяют уровень влагосодержания и пробивное напряжение масла в корпусе контактора. Уровень масла должен просматриваться в маслоуказательном стекле. Если масло в нем не просматривается, необходимо снять крышку корпуса контактора и проверить действительный его уровень. Отбор пробы масла для анализа осуществляют через сливной патрубкок. Пробивное напряжение масла должно быть не менее указанного в паспорте завода-изготовителя. При меньшем значении пробивного напряжения масло необходимо заменить.

Влагосодержание масла должно быть не более 25 г/т. При большем значении влагосодержания необходимо сменить масло и провести подсушку изоляции, а при обнаружении внутри сконденсированной влаги контактор необходимо высушить.

При длительном хранении трансформатора полость контактора соединяют с расширителем и заполняют сухим трансформаторным маслом до уровня маслоуказателя расширителя. Расширитель контактора соединяют с окружающей средой через воздухоосушитель с сухим силикагелем. В период консервации силового трансформатора контролируют уровень масла в расширителе РПН и пробивное напряжение диэлектрической жидкости в контакторе.

Демонтированные узлы и детали РПН, транспортируемые отдельно, должны храниться в закрытых отапливаемых помещениях при положительной температуре и влажности не более 80%. В процессе монтажа трансформаторов производится расконсервация и подготовка устройств РПН к работе.

На баке трансформатора закрепляют привод и угловой редуктор, устанавливают привод в положение, на котором находится механизм устройства, устанавливают и сочленяют горизонтальный и вертикальный валы. Перед сочленением необходимо проверить наличие смазки в редукторах, во фланцевых и телескопических соединениях валов. При сочленении допускается разворачивать поворотный редуктор путём ослабления затяжки крепящих его полуколец. После этого удаляют расположенный в корпусе палец стопора механизма устройства.

Положение механизма устройства определяют по указателю положения. Если производились работы по расчленению механизмов контактора и избирателя, не-

обходимо проверить соответствие положений указателя, контактов контактора и избирателя. В процессе вакуумирования трансформатора полость контактора, а также полость между диафрагмой и транспортной крышкой должны быть соединены с баком трансформатора специальной дополнительной «вакуум-трубой» во избежание повреждений диафрагмы и нарушения уплотнений контактора от разности давлений. После вакуумирования и заливки трансформатора маслом удаляют транспортные заглушки предохранительной мембраны указателя положений и указателя наличия масла и вместо них устанавливают защитные рабочие крышки.

Контактор соединён с расширителем маслопровода, в котором установлено защитное реле типа РГЧЗ-66. Нижний элемент реле включён в цепи отключения. Заполнение контактора маслом производят через расширитель контактора. После заполнения уровень масла в контакторе и расширителе должен быть в пределах маслоуказателей. Под крышкой контактора образуется «подушка» сжатого воздуха, которая служит для компенсации давления в корпусе при разрыве контактом электрической дуги [230].

На **Рис. 1.31** показан внешний вид переключающего устройства типа SDV производства Германии во время его монтажа на силовой трансформатор после того, как он был отремонтирован на территории филиала Чебоксарской ТЭЦ-2, обособленного структурного подразделения ОАО ТГК-5.



Рис. 1.31. Монтаж регулятора под нагрузкой на силовой трансформатор с помощью подъёмного механизма.

После монтажа и заполнения маслом полости контактора проверяют состояние и работу устройства РПН и выполняют следующие операции:

- проверяют коэффициент трансформации и активное сопротивление регулируемых обмоток на всех положениях устройства;
- вручную (с помощью рукоятки привода) проверяют работу устройства на всём диапазоне регулирования в режиме переключения РПН (в цикле переключения ПУ указатели положения привода должны показывать одинаковые значения).

В случае перехода ПУ за крайнее положение ответвления, переключение должно стопориться механическим упором на приводе.

Во время срабатывания механизма контактора должен быть слышен чёткий металлический звук переключения. Во избежание выхода механизма контактора из «замка» не следует производить его переключение без наличия масла в корпусе контактора.

Снятием круговой диаграммы определяют угол поворота выходного вала привода, при котором срабатывает контактор. Эта проверка определяет правильность сочленения устройства с приводом. В момент срабатывания контактора (определяемый по звуку) фиксируют угол поворота выходного вала по лимбу на приводе. Такую проверку производят для нескольких положений в цикле переключения в одну и другую сторону переключающего устройства. Полученные значения должны соответствовать нормированным для данного устройства значениям. В случае несоответствия круговой диаграммы нормируемым значениям регулируют сочленение нониусными муфтами. Далее измеряют наибольший крутящий момент на валу привода при переключении РПН. Для этого динамометром измеряют усилие на ручке привода в момент, когда полностью взведены пружины контактора (перед срабатыванием механизма контактора). Значение крутящего момента во время вращения рукоятки по часовой стрелке и обратно не должно быть больше нормированных для данного РПН значений. Превышение нормированных значений крутящего момента свидетельствует о нарушениях в кинематической схеме устройства РПН: перекосе, поломках, заедании и др. Для быстродействующих РПН дополнительно осциллографируют работу контактной системы дугогасительных и главных контактов [230].

Основные параметры регуляторов под нагрузкой отечественного производства даны в прил. 7.

АВТОМАТИЗАЦИЯ СРЕДСТВ ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕПЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

2.1. Структура цифрового регистратора

Особенностями цифрового регистратора (ЦР) являются: повышенная помехозащищённость (от электромагнитных полей, работающих высоковольтных электроустановок на подстанциях) и многомерная фильтрация входных сигналов. В ЦР используется графический дисплей, позволяющий в полевых условиях оперативно визуально наблюдать за регистрацией динамических процессов. Этот регистратор используется для определения омического сопротивления высоковольтных обмоток силовых трансформаторов, автоматического определения группы соединения обмоток. С его помощью возможно определить также токи (I_{xx}) и потери (P_{xx}) холостого хода при малом однофазном возбуждении, измерить коэффициент трансформации (K_T), определить полное сопротивление короткого замыкания обмоток силового трансформатора (Z_k).

Традиционная методика испытаний РПН требует достаточно трудоёмкой процедуры слива масла из бака РПН и присоединения цепей измерения непосредственно к узловым точкам контактов контактора внутри бака РПН. В [237] предложен способ ускоренной диагностики токоограничивающих резисторов и контактной системы РПН без слива масла. Цифровой регистратор и специальный симметрированный трёхканальный источник напряжения постоянного тока присоединяются непосредственно к высоковольтным вводам трансформатора и его нейтрали. Осциллограммы кривых фазных токов в этом случае имеют непрерывный характер (без скачков) из-за индуктивности фазных обмоток трансформатора. Однако граница временных интервалов, которые соответствуют различным состояниям контактов при переключении регулятора под нагрузкой, легко идентифицируется как визуально, так и автоматически с помощью компьютерной программы обработки данных измерений.

С применением цифрового регистратора в [238, 239] разработано устройство для снятия круговой диаграммы быстродействующих переключающих устройств силовых трансформаторов. Оно позволяет увеличить точность измерения и автоматизировать его процесс.

Все перечисленные методы диагностики и устройства апробированы на предприятиях ОАО «Чувашэнерго», на Верхне-Волжском предприятии магистральных электрических сетей и на предприятиях ОАО ТГК-5. На многие из них полу-

чены патенты на изобретения РФ [51, 237, 239...244, 273], и они внедрены в повседневную практику эксплуатации.

Однако остаётся ещё много проблем по усовершенствованию диагностики силового электрооборудования. Это прежде всего непрерывное слежение за процессами, происходящими в силовом трансформаторе во время его эксплуатации. Как известно, в мощных силовых трансформаторах 220 кВ и более, процессы, связанные с частичными разрядами, протекают стремительно быстро. По этой причине полноценный контроль силовых трансформаторов возможен лишь при условии непрерывного слежения за некоторыми как электрическими, так и неэлектрическими величинами.

Применение цифровых методов и новых микроэлектронных устройств для диагностики высоковольтного электрооборудования позволяет повысить точность измерений, сократить время проведения испытаний, автоматизировать обработку результатов, а также существенно облегчить работу оперативного персонала в формировании интегрированных баз данных.

Базовая модификация многофункционального цифрового регистратора включает следующие блоки, см. **Рис. 2.1** [245, 246].

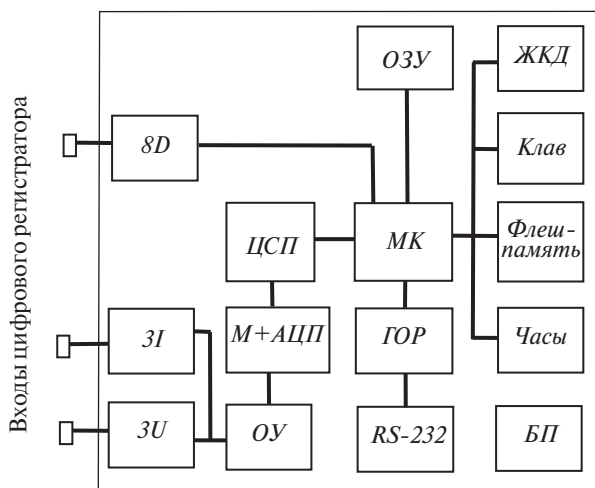


Рис. 2.1. Структура цифрового регистратора.

3I — датчики тока; *3U* — датчики напряжения; *8D* — датчики ввода дискретных сигналов; *OU* — операционные усилители; *М+АЦП* — блок мультиплексоров и аналого-цифровых преобразователей; *ЦСП* — цифровой сигнальный процессор; *МК* — микроконтроллер; *ОЗУ* — оперативное запоминающее устройство; *ЖКД* — жидкокристаллический дисплей; последовательный порт *RS-232*, *ГОР* — гальваническая оптоэлектронная развязка; *БП* — блок питания; *Клав* — клавиатура; *Часы* — часы реального времени.

Цифровой сигнальный процессор *ЦСП* и микроконтроллер *МК* составляют ядро системы и обеспечивают обработку входных переменных токов и напряжений и управление периферией. Входные токи преобразуются датчиками тока,

напряжения — датчиками напряжения. Аналоговые сигналы масштабируются операционными усилителями, мультиплексируются, затем с помощью АЦП ($M+AЦП$) преобразуются в цифровые величины и передаются в ЦСП. По полученным данным ЦСП вычисляет параметры и передаёт их в микроконтроллер МК. Последний визуализирует и сохраняет данные в энергонезависимой флеш-памяти. Кроме того, МК управляет периферией: часами реального времени (*Часы*), флеш-памятью, ЖКД, клавиатурой (*Клав*) и последовательным портом [246].

В ЦР используется графический дисплей, позволяющий в полевых условиях оперативно наблюдать за регистрацией динамических процессов.

На **Рис. 2.2.** представлен внешний вид многофункционального цифрового регистратора.

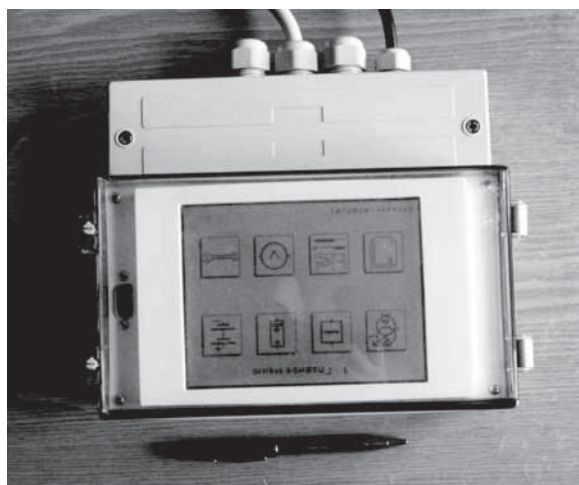


Рис. 2.2. Внешний вид многофункционального цифрового регистратора.

На **Рис. 2.3** показана упрощённая структурная схема многофункционального цифрового регистратора. Схема состоит из двух частей. Блоки цифрового регистратора, которые входят в первую часть структурной схемы, используются в зависимости от вида измерения. Во вторую часть упрощённой структурной схемы входят блоки, которые применяются во всех видах измерений. В прил. 10 приведены блоки, используемые в первой части структурной схемы, и количество каналов ЦР в зависимости от вида измерения.

Регистрацию измеряемых величин (напряжения и тока) можно производить с частотой дискретизации 50, 400, 600, 3000, 4000 Гц. Разрядность оцифровки аналогового сигнала — 12, вес — около 1.5 кг, размер — 210×180×120 мм, энергопотребление не более 2 Вт. Жидкокристаллический дисплей PG 320240 производства фирмы PowerTip, энергонезависимая память — AT45DB161 фирмы Atmel [247, 248]. Полученные экспериментальные данные, сохранённые в памяти регистратора, могут быть занесены в память любого другого компьютера через

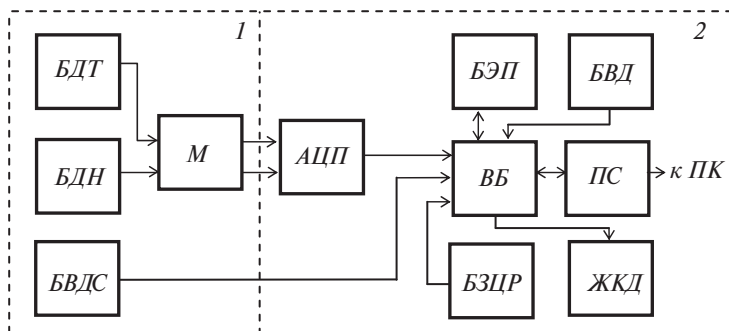


Рис. 2.3. Упрощённая структура цифрового регистратора.

1 — блоки ЦР, применение которых меняется в зависимости от вида испытания;
 2 — блоки ЦР, применение которых не меняется от вида испытания. БДТ — блок датчиков тока;
 БДН — блок датчиков напряжения; БВДС — блок ввода дискретных сигналов; М — мультиплексор;
 АЦП — аналого-цифровой преобразователь; БЗЦР — блок запуска цифровой регистрации;
 ВБ — вычислительный блок; БЭП — блок энергонезависимой памяти; БВД — блок ввода данных;
 ЖКД — жидкокристаллический дисплей; ПС — порт связи.

последовательный порт RS-232. Регистратор, снабжённый оригинальным программным обеспечением, позволяет выполнять различные вычисления и арифметические преобразования над измеряемыми величинами. В качестве основного элемента цепи, обеспечивающей непрерывность тока источника напряжения постоянного тока при отключении питания от сети, применяется быстродействующий диод Шотки IN5822. Датчики напряжения имеют входные сопротивления более 500 кОм. В прил. 11 приведены метрологические характеристики цифрового регистратора.

Для управления прибором используют интерфейс пользователя, который включает более 30 различных экранов-меню и образует иерархическую структуру, в вершине которой располагается главное меню из 8 разделов (**Рис. 2.4**):

- силовые трансформаторы (1);
- высоковольтные выключатели (2);
- вентильные разрядники (3);
- аккумуляторные батареи (4);
- наборное поле (5);
- регуляторы под нагрузкой (6);
- мультиметр (7);
- настройка ЦР (8).

Экран рабочего меню состоит из текстовых сообщений и кнопок с пиктограммами. Нажатие кнопки с тенью приводит к переходу в меню следующего более низкого подуровня (например, нажатие кнопки с пиктограммой «Трансформатор» или «Выключатель» в главном меню приводит к переходу в подрежим «Трансформатор» или «Выключатель» соответственно), см. **Рис. 2.5**.

Особая кнопка с тенью и пиктограммой «открытая дверь», расположенная в правом верхнем углу экрана (**Рис. 2.6**), предназначена для возврата в меню следу-



Рис. 2.4. Главное меню цифрового регистратора.

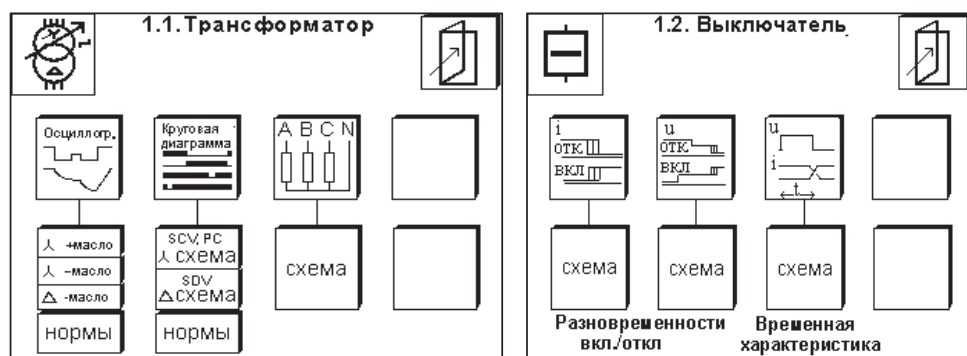


Рис. 2.5. Режимы цифрового регистратора.

ющего верхнего уровня. Если эта кнопка отсутствует на экране, то для перехода в меню следующего верхнего уровня следует прикоснуться к любой точке экрана.

Кнопка без тени на экране помещается в левом верхнем углу экрана и информирует о назначении текущего меню вольтметра и повторяет кнопку с тенью в меню высшего уровня, нажатие на которую приводит к переходу в текущее меню.

Для многих подрежимов ввода числовых данных используется меню «Наборное поле» (5):

- в левом верхнем углу на первой строке приводится текущее значение;
- в левом верхнем углу во второй строке производится «эхо-печать» вводимых данных;
- кнопки «0, 1, ..., 9» служат для набора цифр;

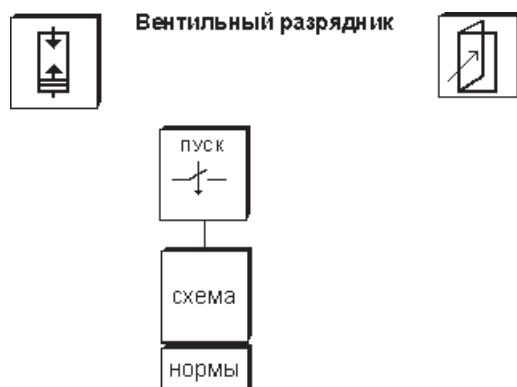


Рис. 2.6. Режим «Вентильный разрядник».

- кнопка «,» служит для ввода разделителя целых и дробных значений вводимого числа;
- кнопка «—» применяется для ввода минуса отрицательного числа;
- кнопка «←» используется для удаления последнего введённого символа;
- кнопка «Ввод ↵» служит для ввода введённого числа и выхода в предрежим;
- кнопка «открытая дверь» служит для выхода в предрежим без сохранения введённых данных (Рис. 2.7).



Рис. 2.7. Режим «Наборное поле» цифрового регистратора.

Для визуализации измеренных величин используются два подрежима: «Мультиметр» и «Векторная диаграмма».

В режиме «Мультиметр» измеренные величины выдаются на экран, показанный на Рис. 2.8.

В таблице «Дискретные сигналы» выводятся 8 дискретных входных сигналов, а в таблице «Аналоговые сигналы» — постоянные или действующие значения токов и напряжений трёх фаз. Колонки «А», «В», «С» соответствуют 1, 2, 3-му каналам.

лам входных напряжений и токов. В строки «I, А» и «U, В» выводятся токи в амперах и напряжения в вольтах:

- в строки «1» и «2» выводятся первичные и вторичные значения величин (первичные значения равны вторичным, умноженным на коэффициент трансформации);
- в строки «~» и «=» выводятся действующие и средние значения (причём, действующие значения включают в себя компоненту, обусловленную нулевой гармоникой);
- действующие и мгновенные значения вычисляются для частоты дискретизации 4000 Гц.



Мультиметр



Аналоговые сигналы

Фаза		А	В	С
I, А	1			
	2			
U, В	1			
	2			
R, Ом	δ			

Дискретные сигналы

№	1	2	3	4	5	6	7	8
D								

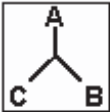
Рис. 2.8. Вид меню «Мультиметр» цифрового регистратора.

В строке «R» выводится активное сопротивление как отношение вторичных усредненных значений напряжения к току; в ячейке таблицы «δ» выводится процентное отклонение активного сопротивления фаз испытуемой обмотки силового трансформатора.

В режиме «Векторная диаграмма» измеренные величины выдаются на экран цифрового регистратора в виде, изображённом на Рис. 2.9.

В таблице формируется текст:

- колонки «А», «В», «С» соответствуют 1, 2, 3-му каналам напряжения и тока;
- в строках «I» и «U» (верхние) выводятся токи в амперах и напряжения в вольтах;
- в строках «mod, А» и «mod, В» выдаются модули тока в амперах и вольтах;
- в строках «φ, гр» — аргумент тока и напряжения в градусах;
- в строках «R, Ом» и «X, Ом» выводится активное и реактивное сопротивление (причём $R = \text{Re}[U/I]$ и $X = \text{Im}[U/I]$);
- в нижних строках «I» и «U» выводятся симметричные составляющие тока и напряжения нулевой, прямой и обратной последовательности (действующие значения).


Векторная диаграмма


Фаза		AB	BC	CA
U	mod, B φ, гр			
Фаза		A	B	C
I	mod, A φ, гр			
U	mod, B φ, гр			
R, OMδ				
X, OMδ				
		$U_2 I_2$	$U_1 I_1$	$U_2 I_2$
I, A				
U, B				

Рис. 2.9. Режим «Векторная диаграмма» цифрового регистратора.

Для ввода коэффициентов трансформации, используемых для преобразования вторичных величин в первичные, с помощью стилуса выбирается соответствующая ячейка строки 1, после чего устройство переходит в подрежим «Наборное поле», при этом в левом верхнем углу изображаются текущее и вводимое значения.

Для использования прибора в качестве универсального регистратора в главном меню выбирается подрежим «Осциллограф» (Рис. 2.10).

Остановимся на общих сведениях регистрации динамических режимов объектов. Процесс регистрации начинается при срабатывании пусковых органов, которые устанавливаются в подменю, изображённом на Рис. 2.11.



Рис. 2.10. Меню одного из подрежимов цифрового регистратора.



1.4.3. Пусковые органы



		№	Уставка	Тип	Блокир.	Д. Мгн.			
I, А	1								
	2								
	3								
U, В	1								
	2								
	3								
D	№	1	2	3	4	5	6	7	8
	Уст								
	Блок								

Рис. 2.11. Меню «Пусковые органы» цифрового регистратора.

Управление пусковыми органами производится по следующим правилам:

- символ «I» в строке «Блок» для дискретных сигналов и колонке «Блокир.» для аналоговых сигналов означает, что пуск по данному сигналу заблокирован (запрещён);
- знак «—» — пробел. Он означает, что пуск по этому сигналу разрешен; переводится из одного состояния в другое нажатием соответствующей ячейки.

Колонка «Д. \Мгн» для аналоговых сигналов служит для выбора пусков цифрового регистратора по мгновенным либо по действующим значениям тока и напряжения. Если необходимо выбрать пуск по мгновенным значениям, то необходимо активировать (нажать) колонку «i, u». Если необходимо выбрать пуск по действующим значениям, то необходимо активировать колонку «I, U».

Колонка «Тип» для аналоговых сигналов может принимать значение «min» или «max», что означает соответственно по минимуму или по максимуму; переводится из одного состояния в другое нажатием соответствующей ячейки.

Колонка «Уставка» для аналоговых сигналов означает тот уровень, при достижении которого срабатывают пусковые органы. Изменение уставки производится нажатием соответствующей ячейки и вводом в меню «Наборное поле» новой уставки.

Колонка «Уставка» для дискретных сигналов означает то значение дискретного сигнала, при достижении которого срабатывают пусковые органы. Изменение уставок дискретных сигналов также производится нажатием соответствующей ячейки.

Строки «I, А» (1, 2, 3) служат для ввода параметров пусковых органов по 1, 2, 3-му каналам тока.

Строки «U, В» (1, 2, 3) служат для ввода параметров пусковых органов по 1, 2, 3-му каналам напряжения.

После завершения регистрации осциллограмма помещается в архив в энерго-независимой памяти (Рис. 2.12).



Рис. 2.12. Меню архива цифрового регистратора.

Архив впоследствии может быть вызван из главного меню. Архив содержит каталог и клавиши управления архивом. Клавиша «Очистить Архив» выводит процентное содержание занятой энергонезависимой памяти. Нажатие клавиши с последующим вводом в меню «Наборное поле» кода регистратора, данное производителем, например «0702», приводит к очищению энергонезависимой памяти. Клавиши «↓» и «↑» выводят в каталог следующие по номеру файлы из архива. Каталог представляет собой таблицу, в каждой строке которой выдаются атрибуты сохранённого файла:

- номер — порядковый номер файла в приборе;
- файл — сквозной номер файла (отличается от порядкового номера тем, что при очистке архива происходит обнуление порядкового номера, но сохраняется сквозная нумерация файлов);
- тип — тип файла архива;
- время — время начала регистрации файла;
- дата — дата начала регистрации файла. Выбор файла из каталога выполняется нажатием соответствующей строки.

2.2. Определение группы соединения обмоток трансформаторов

2.2.1. Понятие о группе соединения обмоток трансформаторов

Между первичной и вторичной ЭДС трансформатора, включенного под напряжение, может быть угол сдвига, который в общем случае зависит от схемы соединения и направления намотки обмоток, а также от обозначения (маркировки) зажимов.

Число сочетаний схем соединений Y и Δ может быть не более четырёх: Y/Y , Y/Δ , Δ/Δ и Δ/Y . Однако, принимая во внимание возможность намотки обмоток на магнитопроводе в разных направлениях, случайное и преднамеренное изменение маркировки зажимов, а также соединение фазных обмоток в треугольник в ином чередовании, число схем включений трансформатора значительно возрастает. Приведём примеры. У каждой обмотки есть начало и конец. Начало обмоток высоковольтной обмотки обозначают буквами A, B, C , а концы — X, Y, Z . Начало обмоток низковольтной обмотки обозначают буквами a, b, c , а концы — x, y, z . Хотя эти понятия условны, они имеют прямое отношение к действующей в обмотке ЭДС. Если у одной из обмоток поменять обозначения начала a и конца x , то, принимая ориентацию ЭДС по отношению к новому началу прежней (от x к a), необходимо считать вектор ЭДС повернутым на 180° (Рис. 2.13).

К такому же результату приводит и изменение направления намотки обмоток. В обмотках с односторонней намоткой (витки обеих обмоток идут от начала в правую или левую сторону) ЭДС совпадают по направлению, при разносторонней намотке они сдвинуты на 180° [249...253].

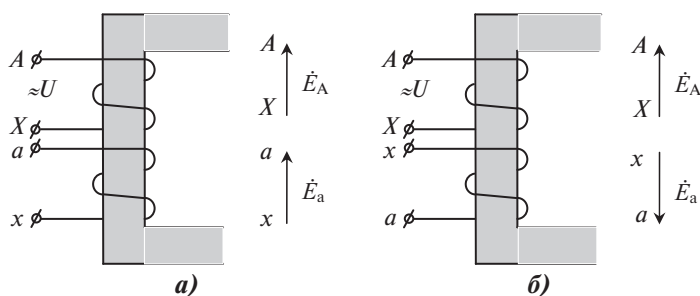


Рис. 2.13. Изменение на 180° фазы наведённой ЭДС при перемене обозначений зажимов:
а) фазы ЭДС $\dot{E}_A$ и $\dot{E}_a$ совпадают;
б) ЭДС $\dot{E}_A$ и $\dot{E}_a$ находятся в противофазе.

Группа соединения — это угловое смещение векторов ЭДС обмоток HN и CH по отношению к векторам соответствующих линейных ЭДС обмотки BH , обозначенное числом, которое, будучи умножено на 30° , даёт угол отставания в градусах. Так, число 11 указывает на угол отставания 330° , а число 0 — на угол смещения 0° .

Известны четыре метода проверки группы соединения обмоток силового трансформатора:

1. Метод моста.
2. Метод двух вольтметров.
3. Метод постоянного тока.
4. Прямой метод (фазометром) [22, 251].

На практике определение группы соединения обмоток силовых трансформаторов производят методом постоянного тока с помощью применения магнитоэлектрических приборов или методом двух вольтметров.

При определении группы соединения обмоток трансформаторов методом постоянного тока наблюдают только за направлением отклонения стрелки вольтметра, а не за конкретными показаниями прибора. По этой причине магнито-электрический прибор может быть любого класса точности.

Наиболее характерными неисправностями, выявленными при проверке группы соединения обмоток, являются:

- неправильно выполненная маркировка вводов трансформатора;
- неправильное подсоединение отводов обмоток к вводам.

Проверка группы соединения обмоток силовых трансформаторов производится для установления идентичности групп соединения трансформаторов, предназначенных для параллельной работы.

2.2.2. Разновидности устройств для определения группы соединения обмоток

В условиях эксплуатации определение группы соединения обмоток производится методом постоянного тока с использованием в качестве контролирующего прибора гальванометра (полярометра).

Для проверки полярности на обмотку *ВН* однофазного трансформатора кратковременно подаётся постоянный ток, а к обмотке *НН* присоединяется гальванометр. При этом плюс источника напряжения постоянного тока и плюс гальванометра присоединяются к одноименным зажимам обмоток. На **Рис. 2.14** показана схема подключения источника питания и гальванометра к обмоткам однофазного трансформатора. Если обмотки *ВН* и *НН* трансформатора намотаны в одну сторону, то при кратковременном замыкании цепи постоянного тока стрелка гальванометра отклонится вправо, а при размыкании цепи — влево. Это будет свидетельствовать о правильной маркировке концов обмоток. Отклонение стрелки гальванометра вправо обозначается знаком «+», а влево — знаком «-» [22, 252].

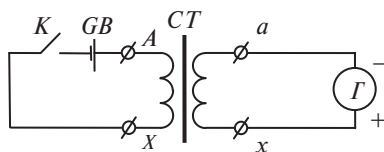


Рис. 2.14. Определение группы соединения обмоток однофазных силовых трансформаторов.

СТ — силовой трансформатор; *GB* — аккумуляторная батарея;
K — ключ; *Г* — гальванометр.

Для проверки группы соединения трёхфазного двухобмоточного трансформатора источник напряжения постоянного тока последовательно подключается к выводам *AB*, *BC*, *AC* обмотки *ВН* и проверяется отклонение стрелки гальванометра на фазах *ab*, *bc*, *ac*. При этом производится девять измерений. На **Рис. 2.15** приведены схемы проверок на трёхфазных двухобмоточных трансформаторах с груп-

пой соединения 0 (12). Знаки «+» и «—» отклонения стрелки гальванометра указаны для случая включения цепи тока.

При контроле групп соединения трёхфазных трёхобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов питание подаётся на обмотку BH , а отклонение стрелки гальванометра контролируется на обмотках CH и HH .

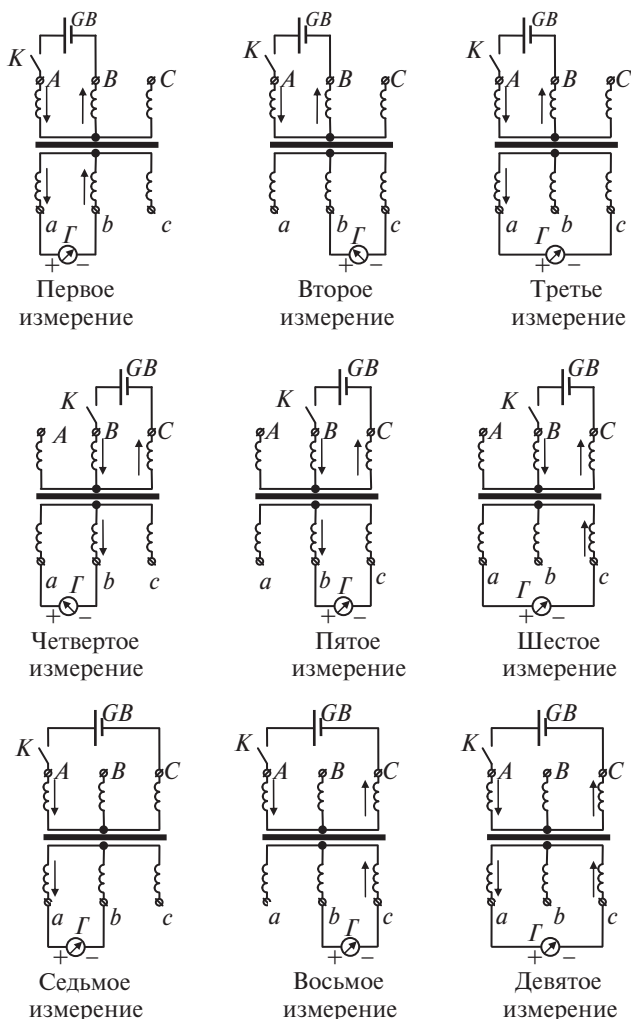


Рис. 2.15. Определение полярности обмоток трёхфазного трансформатора.

Затем питание подаётся на обмотку CH , а отклонение стрелки гальванометра контролируется на обмотке HH .

На Рис. 2.16 приведены схемы проверок на трансформаторе с группой соединения 11. При некоторых проверках отклонения стрелки гальванометра не происходит (показывает на 0).

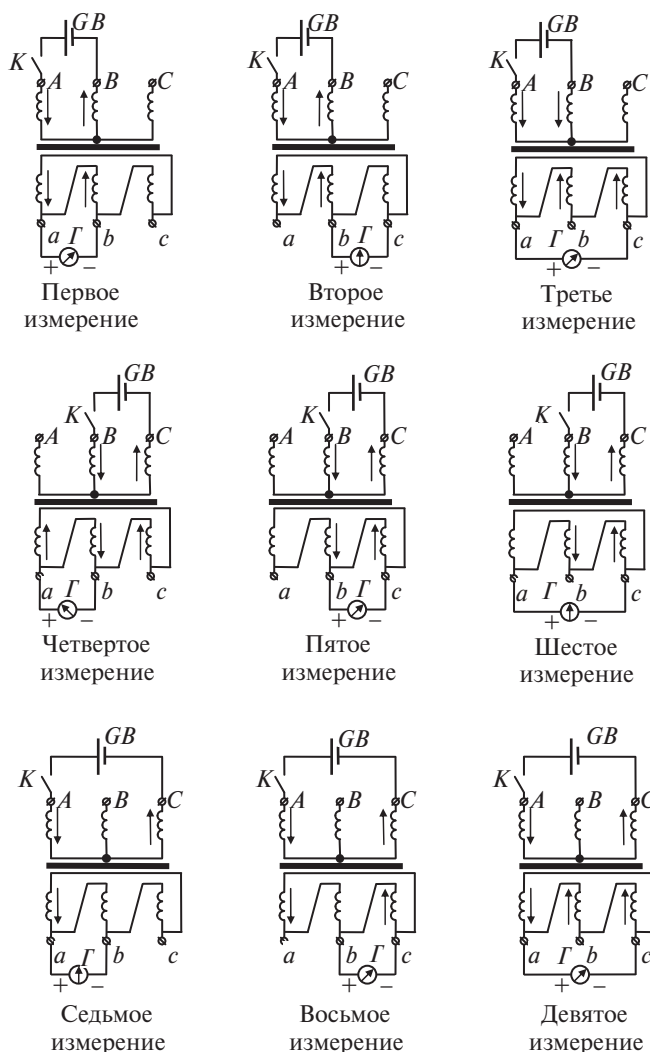


Рис. 2.16. Определение группы соединения Y/Δ -11 трёхфазного трансформатора.

Метод постоянного тока несложен, но требует внимательности и тщательности при производстве измерений, в особенности при проверке группы соединения 11, когда стрелка гальванометра должна показывать нулевое положение.

Иногда при повышенной чувствительности гальванометра стрелка прибора нечётко показывает нулевое положение. В этом случае нужно снизить напряжение источника постоянного тока. Для уменьшения чувствительности гальванометра можно последовательно с ним включить резистор, сопротивление которого подбирается в зависимости от напряжения источника питания и чувствительности гальванометра.

Табл. 2.1 (таблица Н. И. Булгакова) отражает показания гальванометра при всех группах соединения силового трансформатора [22, 253].

Таблица 2.1. Таблица Н. И. Булгакова для определения группы соединения обмоток силовых трансформаторов

Питание подведено к выводам	Отклонение прибора, присоединённого к выводам трансформатора								
	<i>ab</i>	<i>bc</i>	<i>ca</i>	<i>ab</i>	<i>bc</i>	<i>ca</i>	<i>ab</i>	<i>bc</i>	<i>ca</i>
	Для группы 12			Для группы 4			Для группы 8		
<i>AB</i>	+	—	—	—	—	+	—	+	—
<i>BC</i>	—	+	—	+	—	—	—	—	+
<i>CA</i>	—	—	+	—	+	—	+	—	—
	Для группы 6			Для группы 10			Для группы 2		
<i>AB</i>	—	+	+	+	+	—	+	—	+
<i>BC</i>	+	—	+	—	+	+	+	+	—
<i>CA</i>	+	+	—	+	—	+	—	+	+
	Для группы 11			Для группы 3			Для группы 7		
<i>AB</i>	+	0	—	0	—	+	—	+	0
<i>BC</i>	—	+	0	+	0	—	0	—	+
<i>CA</i>	0	—	+	—	+	0	+	0	—
	Для группы 1			Для группы 5			Для группы 9		
<i>AB</i>	+	—	0	—	0	+	0	+	—
<i>BC</i>	0	+	—	+	—	0	—	0	+
<i>CA</i>	—	0	+	0	+	—	+	—	0

По таблице видно, что каждая группа вполне определяется показанием либо одной строчки, либо одного столбца, т. е. тремя измерениями. Шесть остальных измерений служат для подтверждения правильности схемы измерительной установки.

Во всех случаях знаки «+» и «—» поставлены для моментов включения тока со стороны обмотки *ВН*. Это следует учитывать, так как если в первичной цепи производить не включение, а выключение тока, то знаки во вторичной цепи будут обратными.

Однако определение группы соединения обмоток вышеприведённым методом имеет ряд существенных недостатков. К их числу относится ручное производство переключений и измерений; при разных соединениях обмоток трансформатора требуется выполнять разные схемы измерения необходимость сравнения полученных результатов с данными известной таблицы [240, 250...252].

2.2.3. Усовершенствованные устройства для определения группы соединения обмоток силовых трансформаторов

На сегодняшний день существует множество усовершенствованных разновидностей устройств для определения группы соединения обмоток силовых трансформаторов [254...258] и т. д. К их числу, например, относится устройство, содержащее источник выпрямленного напряжения и аккумуляторную батарею, работающие параллельно. Оно также содержит преобразователь напряжения, конденсатор, кнопки для заряда и разряда конденсатора, высоковольтные и низковольтные обмотки трансформатора, датчик сигнала отклонения, регистр, дешифратор, блок индикации [254, 255]. Однако данное устройство имеет также ряд недостатков. К их числу относится обязательное выполнение некоторых условий, несоблюдение которых не позволит получить желаемый результат. Так, при соединении обмоток трансформатора Δ/Y положительный полюс источника необходимо подать к выводам фаз B , а отрицательный — к выводу фазы A обмотки BH силовых трансформаторов, при соединении обмоток трансформатора Y/Y и Y/Δ дополнительно необходимо устанавливать перемычку между выводами A и C , а в случае Δ/Δ — между B и C . Кроме того, устройство сложно в обслуживании, так как требует периодического извлечения аккумуляторной батареи и использования дополнительного зарядного устройства для зарядки батареи. Процесс измерения полностью не автоматизирован.

В работе [257] приведено устройство для определения группы соединения обмоток силовых трансформаторов, содержащее источник выпрямленного напряжения (один из зажимов которого соединён с одним из выводов высоковольтной обмотки трансформатора, например фазы B , а второй с объединёнными выводами двух других фаз высоковольтной обмотки трансформатора, в частности с A и C) и стрелочный индикатор, который поочередно подключается к двум парам фаз низковольтной обмотки трансформатора.

Однако и в этом устройстве определение группы соединения трансформатора проводится после сравнения измеренных данных с таблицей указателя группы (сам процесс измерения не автоматизирован).

Приведём ещё одно устройство для определения группы соединения обмоток трёхфазного трансформатора [256].

Устройство содержит источник напряжения постоянного тока (1), ключевой элемент (2), логический входной блок (3), блок запоминания (4), коммутирующий блок (5), блок световой индикации (6), блок запрета (7) и дополнительный источник напряжения постоянного тока (8), см. **Рис. 2.17**.

Устройство работает следующим образом.

В момент замыкания ключевого элемента 2 от источника напряжения постоянного тока 1 на выводы первичной обмотки испытуемого трансформатора 9 подаётся постоянное напряжение. В этом случае на выводах вторичной обмотки трансформатора наводятся линейные напряжения, полярность которых определяется данной группой соединения обмоток испытуемого трансформатора. Наведённые сигналы с выводов вторичной обмотки испытуемого трансформатора по-

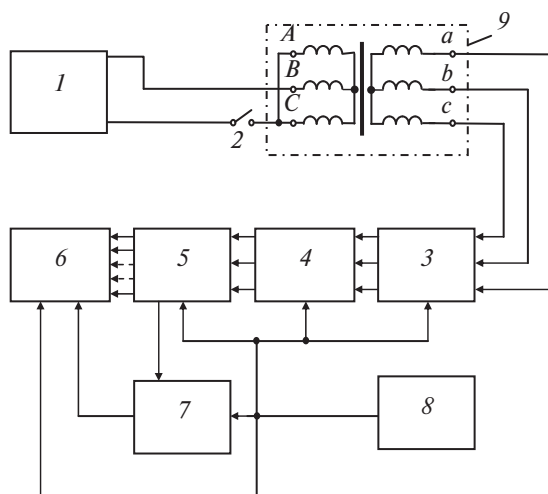


Рис. 2.17. Устройство для определения группы соединения обмоток трёхфазного трансформатора.

1 — источник напряжения постоянного тока; 2 — ключевой элемент;
3 — логический входной блок; 4 — блок запоминания; 5 — коммутирующий блок;
6 — блок световой индикации; 7 — блок запрета; 8 — дополнительный источник
напряжения постоянного тока; 9 — испытуемый трансформатор.

даются на входы логического входного блока 3, в котором происходит разделение наведённых сигналов по соответствующим каналам. Блок 4 запоминает полярность наведённых сигналов и через коммутирующий блок 5 подаёт сигнал на блок световой индикации 6, на табло которого зажигается сигнальная лампочка, соответствующая данной группе соединения обмоток испытуемого трансформатора 9.

В случае определения нечётных групп соединения обмоток испытуемого трансформатора с выхода управления коммутирующего блока 5 подаётся сигнал на управляющий вход блока запрета 7. Сигнал запрета с этого блока поступает на управляющий вход блока световой индикации 6. В нём при этом отключается питание каналов световой индикации, соответствующих чётным группам соединения обмоток испытуемого трансформатора [256].

Недостатками этого устройства являются ручное производство измерений и сложность процесса определения группы соединения обмоток силовых трансформаторов на подстанциях в условиях эксплуатации. Ввиду того что проводятся три опыта и девять измерений, возникает необходимость сравнения полученных данных со значениями указателя таблицы с целью определения группы соединения ручным способом.

Общими недостатками вышеуказанных устройств являются: рукописный протокол, невозможность документирования процесса измерения на персональном компьютере и автоматизированного определения групп соединения обмоток силовых трансформаторов.

2.2.4. Автоматизированное устройство для определения группы соединения обмоток

На базе помехозащищённого микропроцессорного регистратора выполнено автоматизированное устройство для определения групп соединения силовых трансформаторов. На **Рис. 2.18** приведена структурная электрическая схема такого устройства.

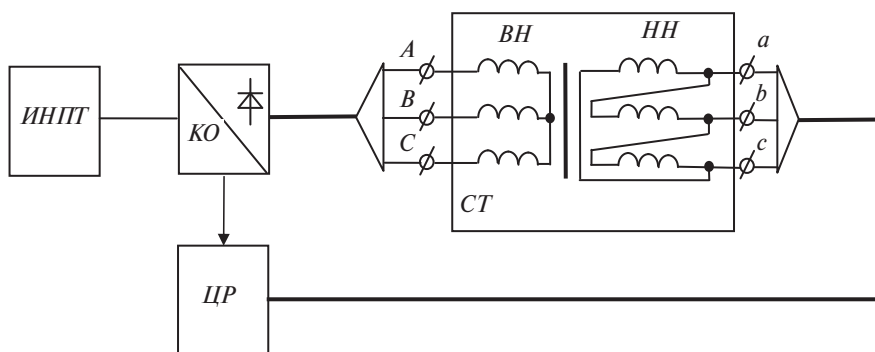


Рис. 2.18. Устройство для определения групп соединения обмоток трёхфазного трансформатора.

ИНПТ — источник напряжения постоянного тока; *КО* — коммутирующий орган;
ЦР — цифровой регистратор; *СТ* — силовой трансформатор.

Оно содержит источник напряжения постоянного тока *ИНПТ*, коммутирующий орган *КО* и цифровой регистратор *ЦР*, которые соединены с низковольтными выводами обмотки трёхфазного трансформатора *СТ*.

Устройство работает следующим образом.

По сигналу нажатия кнопки *КО*, использующий трёхканальный электронный ключ, подключает *ИНПТ* к выводам *AB* высоковольтной обмотки *СТ*. Одновременно блок запуска *КО* подаёт на управляющий вход *ЦР* сигнал начала регистрации.

Цифровой регистратор начинает регистрацию в энергонезависимую память трёх напряжений с выводов *a*, *b*, *c* низковольтной обмотки трёхфазного трансформатора *СТ*. По истечении времени коммутирующий орган отключает *ИНПТ* от выводов *AB* высоковольтной обмотки трансформатора, а ток высоковольтной обмотки трёхфазного трансформатора с большой индуктивностью замыкается по диодам коммутирующего органа. Диоды и элементы ограничения перенапряжений на трёхканальном электронном ключе выполняют роль цепей защиты внутренних ключей от перенапряжения. Далее *КО* снимает сигнал запуска с управляющего входа *ЦР* и затем ожидает обнуления токов в высоковольтной обмотке трёхфазного трансформатора. На этом заканчивается один из трёх циклов регистрации трёх напряжений с выводов низковольтной обмотки и сигнала с управляющего входа цифрового регистратора.

После уменьшения тока до нуля в высоковольтной обмотке трёхфазного трансформатора, *КО* подключает полюсы *ИНПТ* к выводам *B* и *C* испытуемого объекта.

2.3. Определение омического сопротивления обмоток

2.3.1. Дефекты, выявляемые в силовых трансформаторах, измерением омического сопротивления обмоток

В соответствии с [23] профилактические испытания трансформаторов (реакторов) должны проводиться согласно [30] и заводским инструкциям. В соответствии с этими документами измерения омического сопротивления производятся при вводе трансформатора в работу для контроля его состояния после транспортировки или длительного хранения. Данное измерение необходимо также выполнять: после ремонта — для контроля качества ремонтных работ, после отказа (аварии) силового трансформатора — для выявления характера повреждения и поврежденного узла (элемента) трансформатора.

Наиболее характерными дефектами, которые обнаруживаются при этом измерении, являются:

1. Обрыв одного или нескольких из параллельных проводов в отводах.
2. Нарушение пайки.
3. Недоброкачественный контакт присоединения отводов обмотки к вводам.
4. Недоброкачественный контакт в переключателях ПБВ или устройствах РПН.
5. Неправильная установка привода ПБВ.
6. Обрыв токоограничивающих резисторов (ТР) быстродействующих РПН [250, 252].

Измерение сопротивления обмоток постоянному току является одним из наиболее эффективных и широко применяемых и в то же время одним из самых простых и доступных методов диагностики силовых трансформаторов.

На **Рис. 2.20** представлены элементы обмотки одной фазы силового трансформатора с РПН реакторного типа. На этом же рисунке показаны возможные места нарушения контактной системы в цепи высоковольтной обмотки трансформатора.

При измерении сопротивлений следует определять (измерять) температуру обмоток трансформатора. Для трансформаторов, не подвергшихся нагреву и находящихся в нерабочем состоянии не менее 20 ч, за температуру обмотки принимают температуру верхних слоёв масла. При этом измерения следует производить не ранее чем через 30 мин после заливки маслом трансформаторов мощностью до 1 МВ·А и не ранее чем через 2 ч — трансформаторов большей мощности.

Температуру обмоток трансформаторов, подвергшихся нагреву или не остывших после отключения от сети, определяют по результатам измерения сопротивления обмотки по формуле

$$\Theta_2 = \frac{r_{\Theta_2}}{r_{\Theta_1}} (\Theta_1 + T) - T, \quad (2.1)$$

где Θ_2 — искомая температура обмоток во время испытания при $T = 235^\circ\text{C}$;

r_{Θ_2} — сопротивление обмотки при температуре Θ_2 , измеренное при испытании;

r_{Θ_1} — сопротивление обмотки при температуре Θ_1 (используется значение, измеренное на заводе-изготовителе или при пусконаладочных испытаниях);

Θ_1 — температура обмотки, измеренная при ранее проведённом испытании.

Для сопоставления измеренного сопротивления с базовым производится приведение измеренного сопротивления к температуре, при которой определялось базовое сопротивление. В качестве базового значения температуры обычно принимают ту температуру, при которой измерялось омическое сопротивление во время пусконаладочных работ или после капитального ремонта с заменой обмоток силового трансформатора.

Пересчёт производится по формуле

$$r_{\Theta_2} = r_{\Theta_1} \frac{\Theta_2 + 235}{\Theta_1 + 235}. \quad (2.2)$$

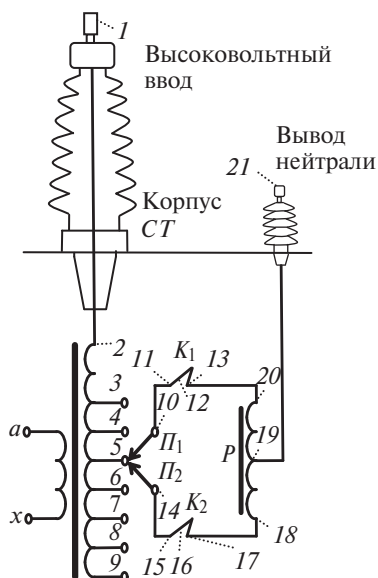


Рис. 2.20. Элементы силового трансформатора одной фазы с реакторным РПН с указанием точек расположения контактов.

1...21 — места, где возможен плохой контакт; K_1, K_2 — контакты контактора; Π_1, Π_2 — контакты переключателя; P — реактор.

Перед производством измерений контактные соединения выводов испытуемой обмотки силового трансформатора должны быть тщательно очищены от грязи, смазки и следов коррозии. Следует снять заземления с испытуемой и со свободных обмоток трансформатора.

Сопротивления обмоток трёхфазных трансформаторов, измеренные на одинаковых ответвлениях разных фаз при одинаковой температуре, не должны отличаться более чем на 2% [30]. Перед измерением сопротивления обмоток трансформаторов, снабжённых устройствами регулирования под нагрузкой, следует произвести не менее трёх полных циклов переключения. Эту процедуру выполняют для того, чтобы снять окисную плёнку на контактах переключающего устройства.

В качестве источника напряжения постоянного тока применяется аккумуляторная батарея, ёмкость которой должна быть достаточной для стабильного поддержания напряжения и тока в пределах измерения.

Согласно ГОСТ 3484-88 допускаются два метода измерения сопротивления постоянному току: метод падения напряжения и мостовой метод при токе, не превышающем 20% номинального тока обмотки трансформатора. Метод падения напряжения предпочтителен при испытании трансформаторов III габарита и более, а также всех трансформаторов с РПН. Мостовой метод рекомендуется применять при испытании сухих трансформаторов и масляных трансформаторов I и II габаритов. Измерение сопротивления следует производить на всех ответвлениях, т. е. во всех положениях переключающего устройства. Если переключающее устройство имеет предызбиратель, предназначенный для реверсирования регулировочной части обмотки или для переключения грубых ступеней регулирования, то измерения производят при одном положении предызбирателя на всех ступенях регулятора под нагрузкой до реверса и дополнительно на одной из ступеней после реверса.

У обмоток трансформаторов, имеющих нулевой вывод, измеряются фазные сопротивления, а у обмоток, не имеющих нулевого вывода, — линейные сопротивления.

В процессе измерения сопротивления одной обмотки другие обмотки трансформатора должны быть разомкнуты [250, 252].

2.3.2. Измерение сопротивления методом падения напряжения

Метод отличается простотой, пригоден для определения сопротивления любого значения (обеспечивается измерительными приборами необходимого класса точности) и даёт достаточно точные результаты измерения.

Сущность метода заключается в измерении падения напряжения U на сопротивлении r , через которое пропускается постоянный ток I определённой величины. По результату измерений тока и напряжения определяется сопротивление r по закону Ома:

$$r = \frac{U}{I}. \quad (2.3)$$

При измерении малых сопротивлений (до 10 Ом) применяют схему, представленную на **Рис. 2.21**, по которой провода цепи вольтметра присоединяют непосредственно к выводам обмотки силового трансформатора.

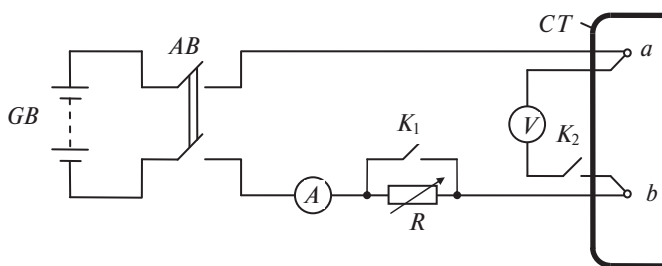


Рис. 2.21. Схема измерения малых сопротивлений постоянному току силового трансформатора.

CT — силовой трансформатор; *GB* — аккумуляторная батарея; *AB* — автоматический выключатель; *K*₁, *K*₂ — ключи; *R* — реостат; *A* — амперметр; *V* — вольтметр.

Значение определяемого сопротивления рассчитывается по формуле

$$r_x = \frac{U}{I - \frac{U}{r_B}}, \quad (2.4)$$

где U — падение напряжения на сопротивлении r_x ;
 I — ток в измерительной цепи;
 r_B — сопротивление вольтметра.

Сопротивление провода в цепи вольтметра не должно превышать 0.5% сопротивления вольтметра.

При измерении больших сопротивлений (более 10 Ом), а также когда сопротивление амперметра и подводящего провода, соединяющего зажимы амперметра и трансформатора, составляет более 0.5% измеряемого сопротивления, применяют схему, представленную на **Рис. 2.22**. По этой схеме измеряют, помимо сопротивления обмотки трансформатора, сопротивление амперметра и провода от амперметра до трансформатора.

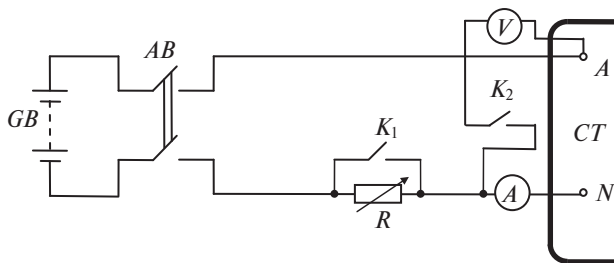


Рис. 2.22. Схема измерения больших сопротивлений постоянному току трансформатора.

CT — силовой трансформатор; *GB* — аккумуляторная батарея; *AB* — автоматический выключатель; *K*₁, *K*₂ — ключи; *R* — реостат; *A* — амперметр; *V* — вольтметр.

Искомое сопротивление r_x (Ом) вычисляется по формуле

$$r_x = \frac{U}{I} - (r_A + r_{\text{пр}}), \quad (2.5)$$

где r_A и $r_{\text{пр}}$ — соответственно сопротивление амперметра и провода.

В тех случаях, когда измерения производятся с целью выявления неисправности в одной из фаз путём сопоставления результатов измерений на разных фазах, внесение коррективов по сопротивлению амперметра и соединительных проводов не требуется.

Класс точности измерительных приборов должен быть не ниже 0.5, а пределы измерений этих приборов должны обеспечивать отклонение стрелки на второй половине шкалы.

Измерения тока и напряжения следует производить при установившихся значениях. За установившийся принимается ток, при котором стрелка амперметра не изменяет своего положения в течение 1 мин.

При испытаниях трансформаторов с большой индуктивностью с целью сокращения времени установления тока в измерительной цепи рекомендуется осуществлять кратковременное форсирование тока шунтированием резистора R (реостата) ключом K_1 .

Чтобы не повредить вольтметр при переходном процессе в измерительной цепи, его включение следует производить лишь после установления тока, а отключение — до отключения тока. Для осуществления этой цели применяют ключ K_2 (Рис. 2.21, 2.22).

Для измерения тока и напряжения рекомендуются следующие приборы:

- Вольтамперметр М2044. Класс точности 0.2. Пределы измерений: от 0.75 до 3000 мА, от 7.5 до 30 А, от 15 до 300 мВ, от 0.75 до 600 В.
- Вольтамперметр М2051. Класс точности 0.5. Пределы измерений: от 0.75 до 3000 мА, от 7.5 до 30 А, от 15 до 300 мВ, от 0.75 до 600 В.

Могут применяться другие типы приборов магнитоэлектрической системы с соответствующими техническими характеристиками.

Сопротивление ползунковых реостатов R , применяемых в схеме измерения, должно быть в 5...10 раз больше сопротивления обмотки трансформатора.

В качестве ключа K_2 для включения вольтметра рекомендуются кнопки или ключи с самовозвратом.

В качестве ключа K_1 для шунтирования реостата могут использоваться переключающие устройства любой конструкции на соответствующий ток.

Для присоединения измерительной схемы к выводам испытуемой обмотки трансформатора соединительные провода токовой цепи и цепи напряжения рекомендуется оснащать щупами с заостренными концами. Щупы токовых цепей прикладываются к выводам обмотки с внутренней стороны, а щупы цепей напряжения — с наружной [250, 252].

2.3.3. Измерение сопротивления мостовым методом

Мостовой метод определения сопротивления рекомендуется применять при наличии переносного моста постоянного тока, позволяющего производить измерения на месте установки трансформатора.

Для измерения малых сопротивлений (менее $1 \cdot 10^{-4}$) следует применять двойной мост постоянного тока. Согласно ГОСТ 3484-88 измерение сопротивления обмоток постоянному току мостовым методом следует производить прибором класса точности не менее 0.5. Принципиальная схема двойного моста приведена на **Рис. 2.23**.

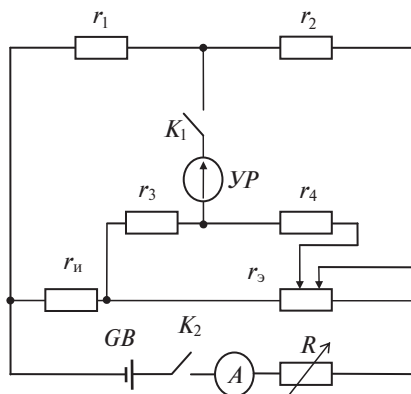


Рис. 2.23. Принципиальная схема двойного моста постоянного тока.

UP — указатель равновесия; $r_{и}$, r_3 — соответственно измеряемое и эталонное сопротивления; *GB* — аккумуляторная батарея; K_1 и K_2 — ключи; *R* — реостат; *A* — амперметр.

В одной ветви моста содержится измеряемое сопротивление $r_{и}$, эталонное сопротивление r_3 и сопротивления r_3 и r_4 , значения которых известны. В другой ветви содержатся сопротивления r_1 и r_2 . Подбор сопротивлений производится таким образом, чтобы обеспечить равновесие схемы моста:

$$\frac{r_1}{r_2} = \frac{r_3}{r_4} = m. \quad (2.6)$$

По условию равновесия моста измеряемое сопротивление определяется из соотношения

$$r_u = r_3 \cdot m. \quad (2.7)$$

Точность измерения зависит от значения эталонного сопротивления r_3 . Эталонное сопротивление следует подбирать таким образом, чтобы его значение было того же порядка, что и значение измеряемого сопротивления.

Измерение больших сопротивлений (1 Ом и более) целесообразно производить с помощью одинарных мостов. Принципиальная схема одинарного моста приведена на **Рис. 2.24**.

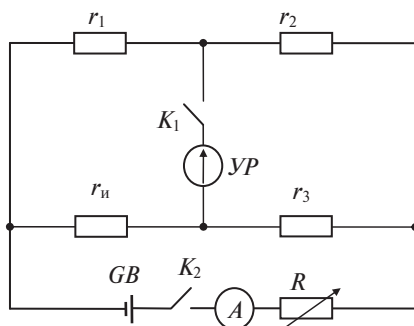


Рис. 2.24. Принципиальная схема одинарного моста постоянного тока.

УР — указатель равновесия; *r_и* — измеряемое сопротивление; *GB* — аккумуляторная батарея; *K₁* и *K₂* — ключи; *R* — реостат; *A* — амперметр.

При измерении по схеме одинарного моста сопротивление определяется из соотношения

$$r_u = r_3 \frac{r_1}{r_2}. \quad (2.8)$$

Ток, питающий измерительную схему, в зависимости от значения измеряемого сопротивления может колебаться от 0.5 до 20 А.

В качестве источника питания следует использовать аккумуляторную батарею ёмкостью около 150 А·ч для получения устойчивого тока в цепи. Напряжение аккумуляторной батареи небольшое — около 2 В. Ток, протекающий в обмотке трансформатора, не должен превышать 10...20% номинального тока обмотки для предотвращения её нагрева и, следовательно, искажения результатов измерения. Поэтому в цепи аккумуляторной батареи следует предусмотреть ползунковый реостат *R* для регулирования силы тока [22, 250, 252].

2.3.4. Недостатки устройств для определения сопротивления постоянному току

Определение сопротивления методом падения напряжения производится пофазно, т. е. для измерения сопротивления каждой фазы собирается своя схема, в связи с чем общее время измерения увеличивается в 3 раза. Кроме того, требуется строго определённая последовательность действий оператора, при нарушении которых могут возникнуть перенапряжения (из-за большой индуктивности обмотки трансформатора), приводящие к выходу из строя вольтметра.

Этот метод предполагает обычно ручное протоколирование измеренных величин и вычисление пофазного отклонения омического сопротивления для всех положений переключателя. Мостовой метод также требует значительного времени для измерения, так как омическое сопротивление каждой фазы определяется отдельно для всех положений переключателя ПБВ или РПН в зависимости от типа силового трансформатора. Заметим, что мостовой метод рекомендуется при-

менять только при испытании сухих и масляных трансформаторов I и II габаритов [252].

Устройства, с помощью которых проводятся измерения сопротивлений обмоток на основе этих методов, не позволяют оперативно выявлять окисления контактов переключателей РПН трансформатора в процессе измерения в полевых условиях. Кроме того, у них отсутствует возможность передачи данных измерений в персональный компьютер.

2.3.5. Автоматизированное устройство для измерения сопротивления обмоток постоянному току

Как было показано выше, до сих пор для измерения омического сопротивления постоянному току обмоток силовых трансформаторов применялись схемы, в которых измерение этого параметра производилось пофазно. В [242] предложен метод измерения омического сопротивления одновременно на всех трёх фазах. Время нарастания токов в обмотке в этом случае уменьшается с 30...40 до 5...10 мин, в зависимости от мощности силового трансформатора.

Реализация данного метода осуществлена с помощью цифрового устройства — микропроцессорного осциллографа (регистратора). Он применяется для измерения сопротивления обмоток силового трансформатора напряжением 110 кВ и выше с выведенной нейтралью.

Схема измерения сопротивления обмоток постоянному току представлена на **Рис. 2.25**.

Устройство содержит трёхканальный источник стабилизированного напряжения постоянного тока *ТИНПТ* с нулевым выводом и цифровой регистратор *ЦР*,

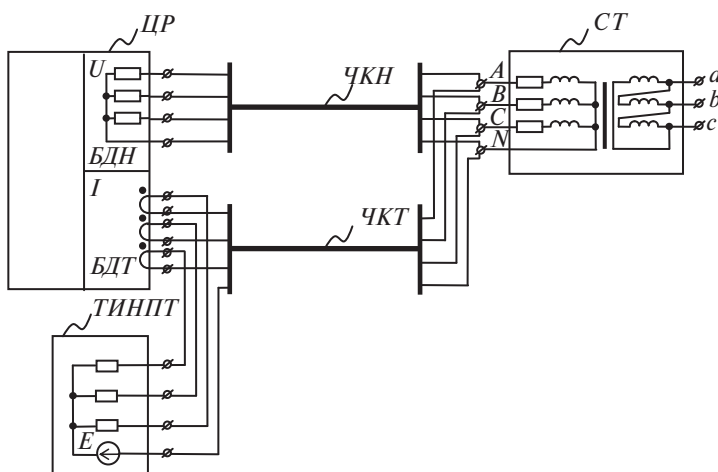


Рис. 2.25. Общий вид схемы измерения сопротивления обмоток постоянному току.

ТИНПТ — 3-канальный источник напряжения постоянного тока; *ЦР* — цифровой регистратор;

ЧКН — 4-проводной кабель напряжения; *ЧКТ* — 4-проводной кабель тока;

СТ — исследуемый 3-фазный силовой трансформатор.

имеющий три канала напряжения с общим выводом и три токовых канала, которые с помощью четырёхпроводных кабелей *ЧКН* и *ЧКТ* в цепях напряжения и тока подключаются к исследуемому трансформатору *СТ*.

На **Рис. 2.26** показаны элементы блоков датчиков напряжения и тока первой части упрощённой структурной схемы (см. **Рис. 2.3** и прил. 10) цифрового регистратора, где показана схема подключения блоков датчиков тока *БДТ* и напряжения *БДН* к блоку аналого-цифрового преобразователя *АЦП*.

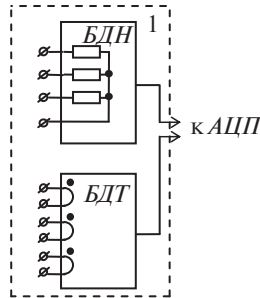


Рис. 2.26. Элементы блоков датчиков напряжения и тока первой части упрощённой структурной схемы цифрового регистратора.

БДТ — блок датчиков тока; *БДН* — блок датчиков напряжения.

При наличии у силового трёхфазного трансформатора РПН устройство работает следующим образом (см. **Рис. 2.25**). Оператор с помощью привода переводит РПН в положение «1». После включения *ТИНПТ* к сети питания по обмоткам трёхфазного трансформатора *СТ*, каналам тока *ЦР* и четырёхпроводному кабелю *ЧКТ* протекает ток. Напряжение с клемм трансформатора с помощью кабеля напряжения *ЧКН* подаётся на клеммы каналов напряжения *ЦР*. Время нарастания тока, например, для силового трансформатора типа ТДН–16000/110/10 составляет около 10 мин.

В *ЦР* (**Рис. 2.26**) одновременно поступают токи и напряжения каждой фазы через *БДТ* и *БДН*, затем в блоке *АЦП* (**Рис. 2.3**) аналоговые величины преобразуются в цифровые. Далее *ВБ* вычисляет сопротивление обмоток трёх фаз путём деления усредненного напряжения на усредненный ток соответствующих фаз:

$$R = \frac{\frac{1}{n} \cdot \sum_{k=1}^{k=n} U(k)}{\frac{1}{n} \cdot \sum_{k=1}^{k=n} I(k)}, \quad (2.9)$$

где n — общее число выборок интервала наблюдения и усреднения;
 $U(k)$, $I(k)$ — соответственно выборки напряжения и тока.

Благодаря достаточно высокой частоте дискретизации (порядка 4 кГц) подавляются основная гармоника и её кратные составляющие. Как показывает практика, определение значений сопротивлений в цифровом регистраторе с 12-разрядным *АЦП* достигается с классом точности не менее 0.5 [259]. *ВБ* одновременно рассчитывает процентное отклонение активного сопротивления фаз и выдаёт полученные значения на *ЖКД*. Такой цикл «измерение—вычисление—визуализация» выполняется с интервалом в 1 с. До установления токов в фазах обмотки оператор наблюдает на *ЖКД* плавное изменение текущих значений сопротивления и уменьшение значений процентного отклонения сопротивления. Через некоторое время токи в фазах обмотки трансформатора, значения сопротивлений и процентное отклонение устанавливаются. Затем оператор с помощью *БЗЦР* подает команду на запись полученных данных в протокол *БЭП* (Рис. 2.3). После этого оператор начинает новый цикл измерений: с помощью электрического привода переводит РПН в положение 2 и ожидает установление токов около 15...20 с. После установления токов производят следующую протокольную запись в *БЭП*. Такие циклы «переключение РПН — ожидание установления тока — запись в энергонезависимую память» выполняются в соответствии с нормативными документами для всех положений РПН до начала реверса переключающего устройства и несколько положений после него.

Если в процессе измерений обнаруживается, что процентное отклонение сопротивления фаз превышает норму (более 2%) [30], то оператор в соответствии с руководящими документами проводит «тренинг» контактов переключателей для снятия окислов путём многократного переключения РПН с визуальным контролем значений сопротивления. Как показывает практика, подобными манипуляциями в большинстве случаев отклонения устраняются.

Для ускорения установления тока после включения *ТИНПТ* предусмотрена возможность увеличения выходного напряжения его каналов. Для достижения этой цели оператор должен увеличить выходное напряжение его каналов с помощью цепей регулирования.

После измерения сопротивления постоянному току для всех положений РПН данные из *БЭП* через *ПС* могут быть переданы в персональный компьютер для дальнейшей обработки и архивирования. Для измерения сопротивления постоянному току обмоток силового трёхфазного трансформатора применяются два кабеля типа ПВС 4×1.5 длиной по 15 м [260, 261].

Соединение кабелей напряжения и тока непосредственно на зажимах вводов силового трёхфазного трансформатора позволяет повысить точность измерения, так как из цепи измерения исключается сопротивление проводов кабеля тока. Кроме того, входное сопротивление каналов напряжения *ЦР* в сотни тысяч раз превышает сопротивления соединительных проводов кабеля напряжения и активного сопротивления фаз обмотки трансформатора. Благодаря этим двум факторам сопротивление кабеля напряжения и входное сопротивление каналов напряжения *ЦР* практически не влияют на точность измерения. Такое соединение позволяет использовать кабели напряжения и тока с внутренними проводами любого сечения и длины. При соединении кабелей используется цветовая маркировка, что упрощает процесс сборки схемы и присоединения устройства к объек-

ту измерения в полевых условиях на подстанции. Кроме того, благодаря большой длине кабелей рабочее место (где расположены цифровой регистратор и трёхканальный источник напряжения постоянного тока) для выполнения измерений можно размещать на уровне земли в непосредственной близости от шкафа управления РПН, т. е. исключается необходимость работы на высоте.

В Табл. 2.2 приведён пример протокола измерения сопротивления постоянному току высоковольтной обмотки трансформатора ТДН-16000/110/10 (заводской № 13924) с РПН типа РС-4 (при температуре верхних слоёв масла в баке 20°C), автоматически сформированного с помощью ЦР [242, 260, 261].

Таблица 2.2. Протокол измерения сопротивления постоянному току высоковольтной обмотки ВН трансформатора ТДН-16000/110/10

Номер положения переключателя РПН	Активное сопротивление R [Ом]			Отклонение сопротивления, %
	$A-N$	$B-N$	$C-N$	
1	2.61	2.63	2.60	1.2
2	2.67	2.70	2.65	1.8
3	2.61	2.65	2.60	1.9
4	2.53	2.58	2.56	1.9
5	2.47	2.51	2.48	1.6
6	2.44	2.45	2.41	1.6
7	2.37	2.39	2.36	1.2
8	2.29	2.31	2.31	0.8
9	2.21	2.24	2.24	1.3
10	2.18	2.18	2.19	0.4
11	2.21	2.24	2.21	1.3

Примечание. Измерение произведено при температуре верхних слоев масла 20°C. Трансформатор снабжён РПН типа РС-4.

2.3.6. Примеры выявления дефектов в силовых трансформаторах с помощью измерения омического сопротивления обмоток

Согласно [30] измерения сопротивления постоянному току обмоток СТ производят во время пуска, после капитального ремонта, а также при комплексных испытаниях трансформатора. В настоящее время многие энергопредприятия измерение омического сопротивления обмоток по постоянному току проводят и при текущих ремонтах трансформаторов.

Особое внимание на данный вид измерения необходимо обратить после того, как с помощью приборов инфракрасной техники обнаружатся локальные нагревы на баке трансформатора, и после того, как будут выявлены превышающие нормируемые значения концентрации растворённых газов в отобранной пробе масла при хроматографическом анализе (ХАРГ) [79].

Как известно, эти измерения проводятся в то время, когда силовой трансформатор находится под рабочим напряжением. После вывода в текущий ремонт трансформатора измеряются омические сопротивления и с помощью сопоставления результатов тепловизионного контроля, ХАРГ, определения потерь холостого хода при малом однофазном возбуждении и измерения коэффициента трансформации обмоток уточняется местоположение дефекта в силовом трансформаторе. Таким образом, в большинстве случаев удаётся выяснить, на стороне какой обмотки трансформатора, фазы и, наконец, на каком из ответвлений ПУ находится дефект. Только после определения его местоположения выдаётся заключение о необходимости вскрытия трансформатора.

Нередки случаи, когда в результате измерения омического сопротивления и анализа результатов измерений во время текущего ремонта вначале обнаруживается дефект в контактной системе трансформатора, а только после этого выясняется, что в пробе масла, взятой из бака трансформатора, концентрация растворённых газов превышает нормируемые значения. Это происходит потому, что измерение омического сопротивления обмоток и ХАРГ выполняют разные службы, а то и разные организации (особенно это прослеживается в последние годы, во время реформирования энергетики).

Так, например, в Табл. 2.3 (позиция 1) приведён пример, когда на одной из подстанций в 1993 г. в трансформаторе типа ТРДЦН-63000/220/10/10 Московского трансформаторного завода во время измерения омического сопротивления на пятой отпайке переключающего устройства на одной из фаз было обнаружено отклонение сопротивления на 3% по сравнению с другими фазами. Одновременно с помощью хроматографа в баке трансформатора было выявлено наличие метана и этилена выше нормы (объёмная доля 0.0139 и 0.017% соответственно), на основе которых был сделан вывод, что дефект находится именно в баке трансформатора. Вскрытие трансформатора показало, что на пятой отпайке переключателя РПН болт наполовину открутился вследствие заводского дефекта (болт на этой отпайке, как и на многих других, не был защищён замковой шайбой), а на шайбе были видны следы оплавления от частичного разряда площадью около 1 см² [124].

Примечательно, что дефект в контактной системе реверса переключателя РПН (позиция 2, Табл. 2.3) был обнаружен точно таким же образом. Отличие состояло лишь в том, что в данном случае точное местонахождение этого дефекта было предсказано без применения результатов ХАРГ. Вскрытие трансформатора полностью подтвердило первоначальное предположение. Однако следует учесть то, что при наличии нарушения контакта в контактной системе реверса переключателя одновременно с нарушением контакта в любой другой точке измеряемой фазы определение месторасположения второй или третьей точки дефекта без вскрытия трансформатора становится труднорешаемой задачей.

В этой же таблице приведены случаи дефектов, выявленных в разные годы на силовых трансформаторах ОАО «Чувашэнерго», когда после получения данных ХАРГ о превышении нормируемых значений одного или нескольких углеродосодержащих газов (CH_4 , C_2H_4 , C_2H_2 , C_2H_6) были проведены измерения омического сопротивления обмоток по постоянному току.

Во всех случаях в этих трансформаторах выявлены значительные расхождения омического сопротивления обмоток по фазам при норме не более 2% [30]. Как видно из **Табл. 2.3**, все дефекты обнаружены в обмотках *ВН* трансформаторов. Следует заметить, что нарушение контактной системы на стороне обмотки *ВН* трудно определить методом термографирования.

Таблица 2.3. Дефекты, выявленные в СТ Чувашской энергосистемы измерением омического сопротивления и определением ХАРГ

№	Дата испытания	Подстанция/ Тип СТ	ХАРГ. Газы, превышающие нормы, (% об)	Отклонение омического сопротивления	Наименование дефекта
1	Июль 1993 г.	Абашево, Т-2, ТРДЦН-63000/220/10 (зав. № 1345635)	CH_4 — 0.0139 C_2H_4 — 0.017	На фазе <i>В</i> в 5-м положении обмотки <i>ВН</i> омическое сопротивление имело отклонение на 3% по сравнению с другими фазами	На фазе <i>В</i> на 5-й отпайке (РПН типа РС-20) болт открутился наполовину. На замковой шайбе следы частичных разрядов площадью около 2 см ² . Болт не был защищен замковой шайбой. Заводской дефект
2	Август 1994 г.	Стрелка, Т-1, ТДН 16000/110/10 (зав. № 11026)	C_2H_2 — 0.0014	Омическое сопротивление фазы <i>В</i> на всех ответвлениях 1...9 имело отличие на 5% по сравнению с 12...19 ответвлениями РПН	На контакте реверса переключателя РПН типа РС-4 следы оплавления площадью около 1–2 см ²
3	Июнь 1995 г.	Стрелка, Т-2, ТДН-16000/110/10 (зав. № 10339)	C_2H_2 — 0.0019 C_2H_4 — 0.0014	Омическое сопротивление фазы <i>А</i> на 4-м ответвлении имело отличие на 4.3% по сравнению с другими ответвлениями РПН	После вскрытия трансформатора обнаружено ослабление крепления 4-й отпайки переключателя обмотки <i>ВН</i> фазы <i>А</i>
4	Июнь 2001 г.	Новая, Т-1, ТДТН-40000/110/35/10 (зав. № 12669)	C_2H_2 — 0.0011	На фазе <i>А</i> во 2-м положении РПН обмотки <i>ВН</i> омическое сопротивление имело отклонение на 7% по сравнению с другими фазами при том же положении РПН	После вскрытия трансформатора обнаружено ослабление крепления второй отпайки переключателя обмотки <i>ВН</i> фазы <i>А</i>

Примечание. Предельные содержания растворённых в масле газов в силовых трансформаторах: CH_4 — 0.01, C_2H_4 — 0.01, C_2H_6 — 0.005, C_2H_2 — 0.001.

Это связано с тем, что, во-первых, источники локальных нагревов находятся глубоко в толще масла, объём которого исчисляется несколькими десятками тонн, во-вторых, очаги температурного нагрева маломощны, и потому они трудно поддаются обнаружению даже с помощью самых современных приборов инфракрасной техники.

В **Табл. 2.4** приведены случаи обнаружения дефектов, выявленных измерением омического сопротивления в обмотках низкого напряжения (*НН*) в разные годы за последние десятилетия в энергосистеме Чувашии.

Таблица 2.4. Дефекты, выявленные в СТ Чувашской энергосистемы с помощью определения омического сопротивления, ХАРГ и тепловизионного контроля

№	Подстанция/ Тип СТ/ Дата	Тепловизионный контроль	ХАРГ. Газы, превышающие нормы [% об]	Отклонение омического сопротивления	Наименование дефекта
1	Южная, Т-2, ТДНГ-16000/110/6 (зав. № 73128). 06.01.2000 г.	В районе указанных фаз обмотки <i>НН</i> с помощью тепловизора «Пировидикон-2» обнаружено «свечение»	CH_4 — 0.058 C_2H_4 — 0.091 C_2H_6 — 0.026	На фазе <i>b</i> обмотки <i>НН</i> омическое сопротивление имело отличие на 17.1% по сравнению с другими фазами	На фазе <i>b</i> обмотки <i>НН</i> ослабление её вывода со шпилькой ввода, шайба обгорела на 20%, изоляционная трубка обуглилась. Две медные пластины не были залужены. Заводской дефект
2	Заволжская, Т-2, ТДН-16000/110/10 (зав. № 19924). 12.11.1997 г.		C_2H_4 — 0.039 C_2H_2 — 0.81 CO_2 — 0.63	На фазе <i>c</i> обмотки <i>НН</i> омическое сопротивление имело отличие на 9.6% по сравнению с другими фазами	Ослабление гайки на шпильке ввода обмотки <i>НН</i>
3	Заовражное, Т-1, ТДН-16000/110/10 (зав. № 10256). 18.01.2000 г.		C_2H_4 — 0.025	На фазе <i>c</i> обмотки <i>НН</i> омическое сопротивление имело отличие на 30% по сравнению с другими фазами	
4	Западная, Т-2, ТДН-16000/110/6 (зав. № 3267). 2002 г.	В районе фазы <i>b</i> обмотки <i>НН</i> обнаружен локальный нагрев	Увеличение растворённых в масле газов не выявлено	На фазе <i>b</i> обмотки <i>НН</i> омическое сопротивление отличается на 5% по сравнению с другими фазами	Ослабление гайки на шпильке ввода обмотки <i>НН</i>
5	ТЭЦ-3, С1-Т, ТДТНГ-110/35/6 (зав. № 55425). 05.08.2002 г.	Термографирование не проводилось	CH_4 — 0.00048 C_2H_4 — 0.0023 C_2H_2 — 0.00011 C_2H_6 — 0.00052	На фазе <i>b</i> обмотки <i>НН</i> омическое сопротивление имело отличие на 30% по сравнению с другими фазами	Ослабление гайки на выводе обмотки <i>НН</i> (одной из параллельных ветвей) со шпилькой ввода
6	ТЭЦ-2, 2Т, ТРДН 32000-110/6 (зав. № 6845). Декабрь 1983 г.		Отбор пробы на ХАРГ не производился	На одной из фаз обмотки <i>НН</i> омическое сопротивление имело отличие на 10.1% по сравнению с другими фазами	На выводе обмотки <i>НН</i> нарушилось резьбовое соединение из-за сильного нагрева, произошедшего по причине плохого контакта гибкой шины со шпилькой ввода

В основном эти дефекты вызваны ослаблением гайки на шпильке ввода с отводом обмотки *НН*. Следует обратить особое внимание на возможность обнаружения неисправностей токоограничивающих резисторов в регуляторах под нагрузкой с помощью измерения омического сопротивления мостовым методом. Во время переключения РПН с одного положения на другое в случае исправного токоограничивающего резистора колебание указателя равновесия моста постоянного тока практически отсутствует, в то время как в случае обрыва токоограничи-

вающего резистора происходит резкое отклонение указателя равновесия и повторный (постепенный) процесс зарядки обмотки трансформатора. На **Рис. 2.27** приведена схема измерения омического сопротивления силового трансформатора с РПН типа РС с помощью двойного моста постоянного тока [260].

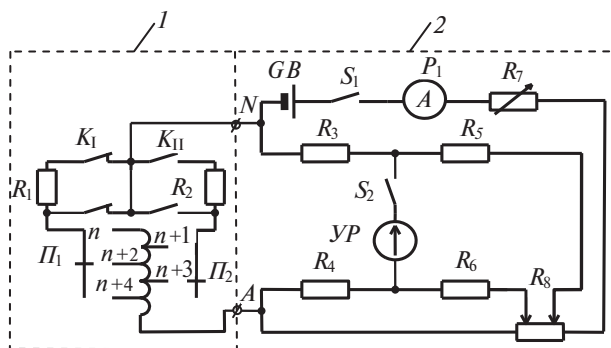


Рис. 2.27. Схема измерения омического сопротивления силового трансформатора с РПН типа РС с помощью двойного моста постоянного тока.

1 — фаза обмотки ВН силового трансформатора с РПН типа РС; 2 — мост постоянного тока; K_1, K_{11} — левая и правая контактная система РПН; R_1, R_2 — токоограничивающие резисторы; Π_1, Π_2 — переключатели. $R_3...R_8$ — активные сопротивления; S_1, S_2 — коммутирующие ключи; P_1 — амперметр; GB — аккумуляторная батарея; UP — указатель равновесия.

Из рисунка видно, что действительно во время переключения РПН с чётного положения на нечётное (в случае обрыва токоограничивающего резистора R_1) или во время переключения с нечётного положения РПН на чётное (в случае обрыва токоограничивающего резистора R_2) в схеме разрывается цепь тока. По этой причине указатель равновесия моста постоянного тока UP , как показывает опыт, успевает отреагировать на это изменение. Необходимо подчеркнуть, что для выявления работоспособности токоограничивающих резисторов левого R_1 и правого плеч R_2 контактора, измерения омического сопротивления следует производить, по крайней мере, не менее чем в двух смежных положениях РПН.

В **Табл. 2.5** приведены многочисленные примеры (п. 1...10) обнаружения обрывов токоограничивающих резисторов, выявленные за последние 30 лет на силовых трансформаторах ОАО «Чувашэнерго» с помощью замеров омического сопротивления обмоток трансформаторов по постоянному току и подтвержденные вскрытием бака РПН.

Многие выявленные дефекты в силовых трансформаторах, включенные в эту таблицу, были обнаружены благодаря богатому опыту инженерно-технического персонала (п. 1, 4, 7, 8, 10) и вследствие того, что измерение омического сопротивления производилось при текущих ремонтах трансформаторов. В п. 2 **Табл. 2.5** неполадки в регуляторах под нагрузкой обнаружены во время пусконаладочных испытаний. В п. 3, 5, 6, 9 обрывы токоограничивающих резисторов выявлены после вскрытия ПУ вследствие работы газовой защиты РПН.

Таблица 2.5. Дефекты, выявленные в СТ Чувашской энергосистемы с помощью измерения омического сопротивления постоянному току

№	Подстанция/ Дата	Тип СТ	Наименование дефекта	Отклонение $R_{ом}$
1	Дружба, Т-1. 30.05.1977 г.	ТМН-6300/110/10	Обрыв токоограничивающего резистора на одном из плеч контактора РПН типа РС-3 в трёх фазах	При переключении РПН с одного положения на другое на табло моста постоянного тока типа Р-333 наблюдается резкое отклонение указателя равновесия, а затем вновь медленное нарастание тока в обмотке СТ
2	Порецкое, Т-1. Декабрь 1979 г.	ТДН-10000/110/10	На неподвижном контакте контактора обнаружена зазубрина (результат удара тяжёлым предметом, например молотком, на заводе-изготовителе)	
3	Дружба, Т-1. 31.02.1983 г.	ТМН-6300/110/10	Обрыв токоограничивающего резистора на одном из плеч контактора РПН типа РС-3 в трёх фазах (РПН застрял в промежуточном положении, сработала газовая защита)	
4	Картлуево, Т-2. 09.08.1983 г.	ТМН-6300/110/10	Обрыв токоограничивающего резистора на одном из плеч контактора РПН типа РС-3 на фазе С	
5	Кугеси, Т-1. 28.02.1983 г.	ТДТН-10000/110/10	Обрыв токоограничивающего резистора на одном из плеч контактора РПН типа РС-4 на трёх фазах	
6	Хмельмаш, Т-1. 10.04.1986 г.	ТДН-10000/110/10	(сработала газовая защита регулятора под нагрузкой)	
7	Картлуево, Т-1. 19.08.1987 г.	ТМН-6300/110/10	Обрыв токоограничивающего резистора на одном из плеч контактора РПН типа РС-4 на одной фазе	
8	Атлашево, Т-2. Июль 1996 г.	ТМН-6300/110/35/10	Обрыв токоограничивающего резистора на одном из плеч контактора РПН типа РС-4 на двух фазах	
9	Алтышево, Т-2. Январь 1996 г.	ТМТ- 6300/110/10	Обрыв токоограничивающего резистора на одном из плеч контактора РПН типа РС-4 на трёх фазах. Сработало струйное реле РПН, при -25°C привод РПН застрял в промежуточном положении	
10	Красные Четаи, Т-2. 19.08.2004 г.	ТМН 6300-110/35/10	Обрыв токоограничивающего резистора на РПН типа РС-4 на трёх фазах	

Все эти случаи наглядно демонстрируют эффективность обнаружения обрывов токоограничивающих резисторов в регуляторах под нагрузкой с помощью измерения омического сопротивления обмоток мостовым методом.

Измерением омического сопротивления удаётся обнаружить дефекты и в контактных соединениях контактора РПН. Так, в июне 1999 г. во время вывода в текущий ремонт силового трансформатора типа ТРДНС-25000/18/6 (заводской № 101829), установленного на Чебоксарской ТЭЦ-2, выявлено отклонение омического сопротивления выше нормируемых значений на 6.5% во всех чётных положениях в регуляторе под нагрузкой.

Данные отклонения омического сопротивления позволили с полной уверенностью предсказать, что неполадки находятся в контактах контактора. Вскрытие бака контактора в регуляторе под нагрузкой подтвердило данное предположение. Все контакты контактора регулятора под нагрузкой типа SDV имели небольшие

оплавления площадью от 15 до 25%. После зачистки контактов омическое сопротивление восстановилось. Необходимо отметить, что нарушение контактной системы контактора РПН возможно определить с помощью ещё одного метода диагностики трансформатора, а именно измерением коэффициента трансформации обмоток.

На **Рис. 2.28** приведена обобщенная схема выявления всевозможных дефектов в трансформаторах с помощью измерения омического сопротивления обмоток мостовым методом в сочетании с широко используемыми методами диагностики силовых трансформаторов: тепловизионного контроля, хромотографичес-

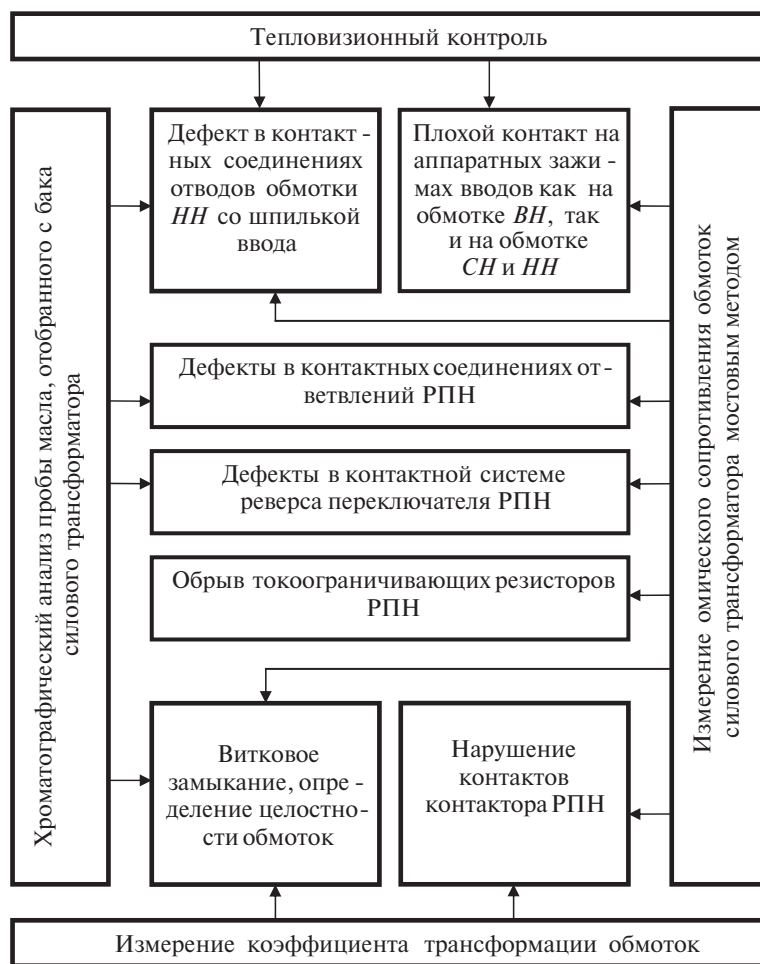


Рис. 2.28. Обобщённая схема выявления дефектов в силовых трансформаторах с помощью измерения омического сопротивления обмоток мостовым методом в сочетании с другими методами.

кого анализа растворённых в масле газов, измерения тока и потерь холостого хода при малом однофазном возбуждении, а также коэффициента трансформации обмоток.

Примечательно, что все виды дефектов, которые указаны в этой схеме, можно обнаружить одним простым методом — измерением омического сопротивления постоянному току обмоток силовых трансформаторов. Остальные методы уступают в универсальности обнаружения неисправностей в силовых трансформаторах.

Следует отметить, что все силовые трансформаторы, упомянутые в Табл. 2.3...2.5, в которых выявлены различные дефекты, работают исправно и по сей день [260].

2.4. Измерение тока и потерь холостого хода

2.4.1. Традиционное устройство для измерения тока и потерь холостого хода при малом однофазном возбуждении

Для условий эксплуатации опыт холостого хода (XX) при малом однофазном возбуждении обмоток является основным способом измерения тока и потерь холостого хода. Эти испытания производятся для трансформаторов мощностью 10000 кВ·А и более [30]. Измерение тока и потерь XX трансформаторов при вводе их в эксплуатацию и в процессе эксплуатации производится с целью выявления возможных витковых замыканий в обмотках, замыканий в элементах магнитопровода и замыканий магнитопровода на бак трансформатора.

На практике в полевых условиях на объектах энергетики персонал высоковольтной лаборатории для измерения тока и потерь холостого хода силового трансформатора при малом однофазном возбуждении использует устройство, содержащее источник регулируемого переменного напряжения, с помощью которого поочередно возбуждаются фазы низковольтной обмотки силового трансформатора ab , bc , ac при подключенных к ней с помощью соединительных проводов амперметра, ваттметра, вольтметра и частотомера, в то время как обмотки высокого и среднего напряжения трансформатора остаются свободными [22, 250, 252].

Снятие показаний приборов следует проводить одновременно. Опыты XX рекомендуется проводить при малом напряжении 380/220 В.

Испытательное напряжение подаётся на обмотку BH , а другие обмотки остаются свободными. Предпочтительно обмотки возбуждать линейным напряжением 380 В, так как фазное напряжение сети может иметь значительное отклонение от синусоидальной формы кривой, что приведет к искажению результатов измерений.

Перед проведением опыта XX трансформатора, находящегося в эксплуатации, необходимо размагнитить его магнитопровод от остаточного намагничивания, возникающего вследствие внезапного сброса питающего напряжения (отключение трансформатора от сети) и обрыва тока при его переходе не через нуль.

Снятие остаточного намагничивания производится пропуском постоянного тока противоположных полярностей по одной из обмоток каждого стержня магнитопровода трансформатора.

Схема размагничивания обмоток силового трансформатора представлена на **Рис. 2.29**.

Процесс размагничивания осуществляется в несколько циклов. В первом цикле ток размагничивания должен быть не менее удвоенного тока XX трансформатора при номинальном напряжении. В каждом последующем цикле ток размагничивания должен быть примерно на 30% меньше тока предыдущего цикла. В последнем цикле ток размагничивания не должен быть больше тока XX трансформатора при напряжении 380 В.

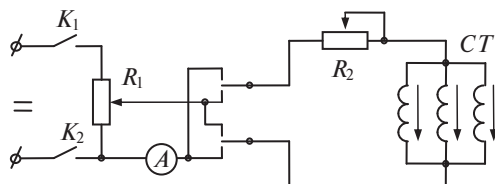


Рис. 2.29. Схема размагничивания обмоток трансформатора.

K_1, K_2 — ключи, R_1, R_2 — реостаты.

Согласно [30] измерение тока и потерь холостого хода в процессе эксплуатации производится по решению технического руководителя предприятия, исходя из результатов хроматографического анализа растворённых в масле газов. Отличие измеренных значений от исходных данных не должно превышать 30%.

Испытание трёхфазных трансформаторов производится путём пофазного измерения тока и потерь XX [22, 262]. Это позволяет измеренные значения потерь каждой фазы сопоставлять не только с заводскими данными, но и между собой, что даёт возможность выявить фазу обмотки, в которой имеется дефект (**Рис. 2.30**).

При пофазном возбуждении трёхфазных трансформаторов производятся три опыта.

- **Первый опыт.** Замыкают накоротко обмотку фазы a , возбуждают обмотки фаз b и c , измеряют ток и потери $XX I'_{bc}, P'_{bc}$.
- **Второй опыт.** Замыкают накоротко обмотку фазы b , возбуждают обмотки фаз a и c , измеряют ток и потери $XX I'_{ac}, P'_{ac}$.
- **Третий опыт.** Замыкают накоротко обмотку фазы c , возбуждают обмотки фаз a и b , измеряют ток и потери $XX I'_{ab}, P'_{ab}$.

В измеренные значения потерь XX вносятся поправки, учитывающие потери в схеме P_{cx} . Для определения мощности, потребляемой схемой, производится измерение потерь P_{cx} при отсоединённом от измерительной схемы трансформаторе.

Потери $P'_{bc}, P'_{ac}, P'_{ab}$ трансформатора рассчитываются по формуле

$$P = P' - P_{cx}. \quad (2.10)$$

При отсутствии дефекта в трёхфазном трансформаторе потери P'_{bc} и P'_{ab} при допустимом отклонении $\pm 5\%$ практически равны. Потери P'_{ac} на 25...50% (в зави-

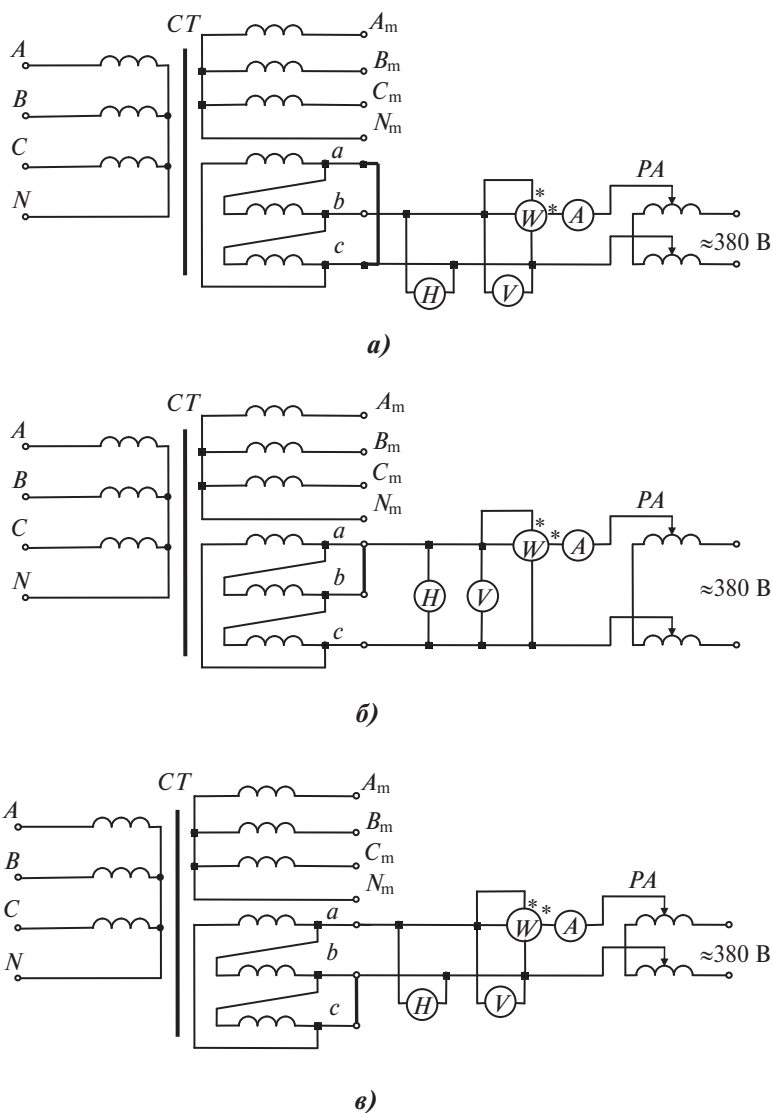


Рис. 2.30. Схемы измерений тока и потерь холостого хода трёхфазного трёхобмоточного трансформатора при напряжении 380 В:

- а) измерение I: закорочена фаза *a*, возбуждены фазы *b* и *c*;
- б) измерение II: закорочена фаза *b*, возбуждены фазы *a* и *c*;
- в) измерение III: закорочена фаза *c*, возбуждены фазы *a* и *b*.

PA — регулировочный автотрансформатор; *A* — амперметр, *V* — вольтметр;
W — ваттметр; *H* — частотомер.

симости от конструкции и числа стержней магнитопровода трансформатора) больше потерь P'_{bc} и P'_{ab} [250, 252].

Недостатки устройства:

- наличие регулируемого автотрансформатора, вольтметра, амперметра, ваттметра, частотомера, множества соединительных проводов;
- процесс измерения не автоматизирован;
- необходимость сборки отдельной схемы для измерения тока и потерь холостого хода каждой фазы. Для этой цели каждый раз оператор должен подниматься на силовой трансформатор для отсоединения и присоединения соединительных проводов устройства с аппаратными зажимами выводов обмотки *НН* с применением защитных средств и приспособлений, т. е. затрачивается значительное время для подготовки измерений и снижается безопасность выполнения работ;
- устройство не вычисляет процентное отклонение потерь холостого хода по фазам обмотки силового трансформатора. При этом на погрешность измерения влияют составляющие кратных частот основной гармоники;
- учёт ошибки измерения потери холостого хода в измерительных приборах и проводах возможен лишь с помощью оператора, который вычисляет их вручную;
- для одновременной фиксации значений напряжений на всех приборах необходимо иметь несколько операторов;
- невозможность передачи данных измерений в персональный компьютер, чтобы использовать многофункциональность последнего, например протоколировать результаты измерения в электронном виде и на бумажном носителе.

2.4.2. Автоматизированное устройство для определения тока и потери холостого хода при малом однофазном возбуждении

На **Рис. 2.31** приведена структурная электрическая схема автоматизированного устройства для определения тока и потерь холостого хода при малом однофазном возбуждении, совмещённая со схемой электрических соединений [244].

Устройство содержит источник регулируемого переменного напряжения *ИРПН* с управляющим входом, цифровой регистратор *ЦР*, имеющий по одному каналу напряжения и тока, и управляющий выход, коммутирующий орган *КО*, имеющий два входа (1 и 2) и три выхода (3, 4, 5), а также управляющий вход (*F*), соединительный трёхпроводной кабель (*ТК*), исследуемый трансформатор (*СТ*).

На **Рис. 2.32** приведены элементы блоков первой части упрощённой структурной схемы (**Рис. 2.3**) цифрового регистратора.

Устройство работает следующим образом.

Оператор собирает электрическую схему, приведённую на **Рис. 2.31**, включает в сеть источник регулируемого переменного напряжения *ИРПН* и *ЦР*.

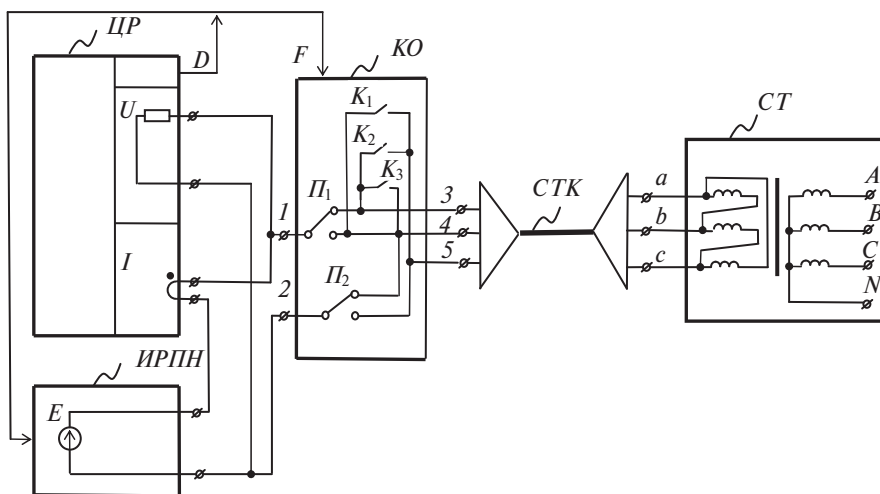


Рис. 2.31. Структурная электрическая схема устройства измерения тока и потерь холостого хода.

ИРПН — источник регулируемого переменного напряжения; ЦР — цифровой регистратор;

КО — коммутирующий орган; СТК — соединительный 3-проводной кабель;

СТ — испытуемый силовой трансформатор.

После этого ЦР через свой управляющий выход D подаёт сигнал на управляющий вход F коммутирующего органа КО. Коммутирующий орган подключает свои входы 1 и 2 соответственно к выходам 3 и 4 с помощью переключателей Π_1 и Π_2 . Выходы 3 и 4 коммутирующего органа в свою очередь соединены соответственно с зажимами фазы a и b обмотки НН силового трансформатора посредством трёхпроводного соединительного кабеля СТК. Одновременно включается контакт K_1 коммутирующего органа. Таким образом, подготавливается схема для измерения напряжения U_{ab} , тока I_{ab} , разности фаз между током и напряжением, частоты сети и потерь холостого хода P_{ab} цифровым регистратором фазы ab трансформатора (Рис. 2.31).

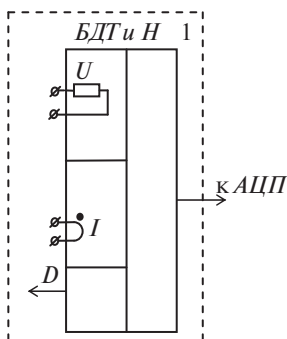


Рис. 2.32. Элементы блоков первой части упрощённой структурной схемы цифрового регистратора для измерения тока и потерь холостого хода.

БДТ и Н — блок датчиков тока и напряжения.

После этого напряжение *ИРПН* автоматически плавно нарастает до определённого значения. Сигналы с блока датчиков тока и напряжения *БДТ* и *Н* (Рис. 2.32) *ЦР* поступают в *АЦП*, где преобразовываются из аналоговых величин в цифровые. Затем вычислительный блок *ВБ* выполняет преобразование Фурье над входными сигналами (т. е. фильтрует составляющие гармоник кратных частот основной гармоники и определяет действующее значение и разность фаз этих сигналов на первой гармонике).

Далее вычисляются потери холостого хода фазы *ab* путём умножения действующего значения синусоидального напряжения на ток и косинус угла между ними. После завершения вычислений полученные значения частоты, тока, напряжения и потерь холостого хода выдаются на *ЖКД* и одновременно записываются в блок энергонезависимой памяти *БЭП* (Рис. 2.3).

Далее *ЦР* с помощью управляющего выхода *D* подаёт на *ИРПН* сигнал на отключение, и напряжение последнего плавно спадает до нуля. Контакт *K₁* и переключатели *П₁* и *П₂* коммутирующего органа переключаются в исходные положения. После этого готовится схема для измерения напряжения, тока и потерь холостого хода следующей фазы *bc*: *ЦР* выдаёт сигнал, по которому *КО* подключает свои входы *1, 2* с помощью переключателей *П₁* и *П₂* к выходам *4, 5*, и одновременно включается контакт *K₂* коммутирующего органа.

ЦР обрабатывает входные сигналы аналогично ранее изложенному порядку, после чего он с помощью управляющего выхода *D* подаёт на *ИРПН* сигнал на отключение, и напряжение последнего плавно спадает до нуля. Одновременно контакт *K₂* и переключатели *П₁* и *П₂* переключаются в исходные положения.

После этого готовится схема для измерения следующей фазы *ac*: *ЦР* выдаёт сигнал, по которому *КО* подключает входы *1, 2* к выходам *3, 5* при помощи переключателей *П₁* и *П₂*, и одновременно включается контакт *K₃*. Далее процесс повторяется.

После записи измеренных значений частоты сети, тока, напряжения и мощности потерь холостого хода фазы *ac* в блок энергонезависимой памяти *БЭП* и индикаций этих параметров на *ЖКД* вычислительный блок вычисляет процентное отклонение потерь холостого хода (∇) измеренных фаз по формулам

$$\nabla_1 = \frac{(P'_{bc} - P'_{ab})}{P'_{ab}} 100\%, \quad (2.11)$$

$$\nabla_1 = \frac{(P'_{ac} - P'_{ab})}{P'_{ab}} 100\%, \quad (2.12)$$

$$\nabla_1 = \frac{(P'_{ac} - P'_{bc})}{P'_{bc}} 100\%, \quad (2.13)$$

где $\nabla_1, \nabla_2, \nabla_3$ записываются в *БЭП* и выдаются на *ЖКД*, а контакт *K₃* и переключатели *П₁*, *П₂* переключаются в исходные положения. Таким образом, производится автоматическое измерение частоты сети, а также тока, напряжения, потерь холостого хода и процентное отклонение потерь холостого хода по фазам обмотки *НН* силового трансформатора.

Кроме того, во всех трёх случаях в измеренные значения потерь холостого хода вносятся поправки, учитывающие потери в схеме $P_{сх}$. Для этого предварительно измеряются сопротивление соединительных проводов, переходное сопротивление контактов и переключателей KO , сопротивление $СТК$ и входное сопротивление $ЦР$, суммарное значение которых заносится в $БЭП$. В последующем эта поправка вычислительным блоком учитывается автоматически, что также повышает точность измерения.

Применение $СТК$ с цветовой маркировкой позволяет упростить процесс сборки схемы, что также является важным фактором при производстве работ в полевых условиях. Кроме того, использование кабеля позволяет размещать рабочее место на уровне земли, что исключает работы на высоте, тем самым повышается безопасность производства работ [244]. Устройство с успехом можно применить и для определения тока и потерь холостого хода однофазных трансформаторов и автотрансформаторов.

2.5. Определение коэффициента трансформации обмоток силовых трансформаторов

2.5.1. Виды выявляемых дефектов в силовых трансформаторах с помощью измерения коэффициента трансформации

Определение коэффициента трансформации позволяет проверить правильность числа витков трансформатора (оно должно соответствовать расчётному значению). В условиях эксплуатации определение коэффициента трансформации актуально после ремонта трансформатора, если при этом производится замена или реконструкция обмоток. Проверка производится во всех положениях переключателей ответвлений. Коэффициент трансформации, измеренный при вводе трансформатора в эксплуатацию, не должен отличаться более чем на 2% от значений, измеренных на соответствующих ответвлениях других фаз, и от исходных значений, а измеренный при капитальном ремонте не должен отличаться более чем на 2% от коэффициента трансформации, рассчитанного по напряжениям ответвлений [30].

Измерением коэффициента трансформации могут быть выявлены следующие отклонения при монтаже трансформатора:

- неправильное подсоединение отводов РПН;
- неправильная установка привода ПБВ.

Во время текущей эксплуатации этим измерением выявляется витковое замыкание обмоток.

Коэффициентом трансформации (K_T) называется отношение напряжения обмотки более высокого напряжения к напряжению обмотки более низкого напряжения при холостом ходе трансформатора.

Известно, что отношение напряжений (U) при холостом ходе трансформатора практически соответствует отношению электродвижущих сил обмоток (E) и равно отношению числа витков обмоток (ω):

$$K_T = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \approx \frac{E_{ВН}}{E_{НН}} = \frac{\omega_{ВН}}{\omega_{НН}}. \quad (2.14)$$

В процессе эксплуатации коэффициент трансформации рекомендуется определять из опыта холостого хода трансформатора методом двух вольтметров при одновременном измерении напряжения на обмотках. При этом испытание проводится путём подачи напряжения 380/220 В на обмотку более высокого напряжения. Для измерения напряжения на обмотках трансформатора должны применяться вольтметры класса точности не ниже 0.5. K_T следует определять на всех регулировочных ответвлениях и на всех фазах.

У трёхобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов) и трансформаторов с расщеплённой обмоткой *НН* считается достаточно определить K_T двух пар обмоток. Как правило, определяется коэффициент трансформации между обмотками *ВН—НН* и *СН—НН*. При таком выборе пар обмоток коэффициент трансформации определяется на всех регулировочных ответвлениях, так как регулирование напряжения осуществляется на одной из обмоток (*ВН* и *СН*). Кроме того, у некоторых трёхобмоточных трансформаторов на обмотке *ВН* имеется переключающее устройство (РПН), на обмотке *СН* — переключающее устройство без возбуждения (ПБВ), и при указанном выборе пар обмоток испытания не усложняются [250, 252].

2.5.2. Определение коэффициента трансформации однофазным возбуждением

Для определения коэффициента трансформации трёхфазных трансформаторов и автотрансформаторов с выведенным нулем обмотки *ВН* (*ВН—СН*) измерения рекомендуется производить при однофазном возбуждении обмотки *ВН* (*СН*) (Рис. 2.33, 2.34).

При этом напряжение должно быть синусоидальным.

Для трансформаторов и автотрансформаторов со схемами и группами соединения обмоток $Y_H/\Delta-11$, $Y_H/\Delta/\Delta-11-11$, Y_H авто/ Δ -0-11 $Y_H/Y_H/\Delta$ -0-11 определяется фазный коэффициент трансформации (K_T). Это иллюстрируется, например, измерением на фазе *A*:

$$\frac{U_A}{U_{ac}} = \frac{\omega_A}{\omega_a} = K_{T_\phi}, \quad (2.15)$$

где U_A — напряжение на фазе *A* обмотки *ВН*;

U_{ac} — напряжение на фазе *a* обмотки *НН*;

ω_A, ω_a — количество витков на обмотках соответственно *ВН* и *НН*.

Для исключения ошибок во время производства измерений (от возможных колебаний напряжения в сети) напряжения на обмотках необходимо фиксировать одновременно [250, 252]. С точки зрения техники безопасности при производстве измерений необходимо учесть, что подводимое напряжение должно подаваться со стороны высоковольтной обмотки силового трансформатора.

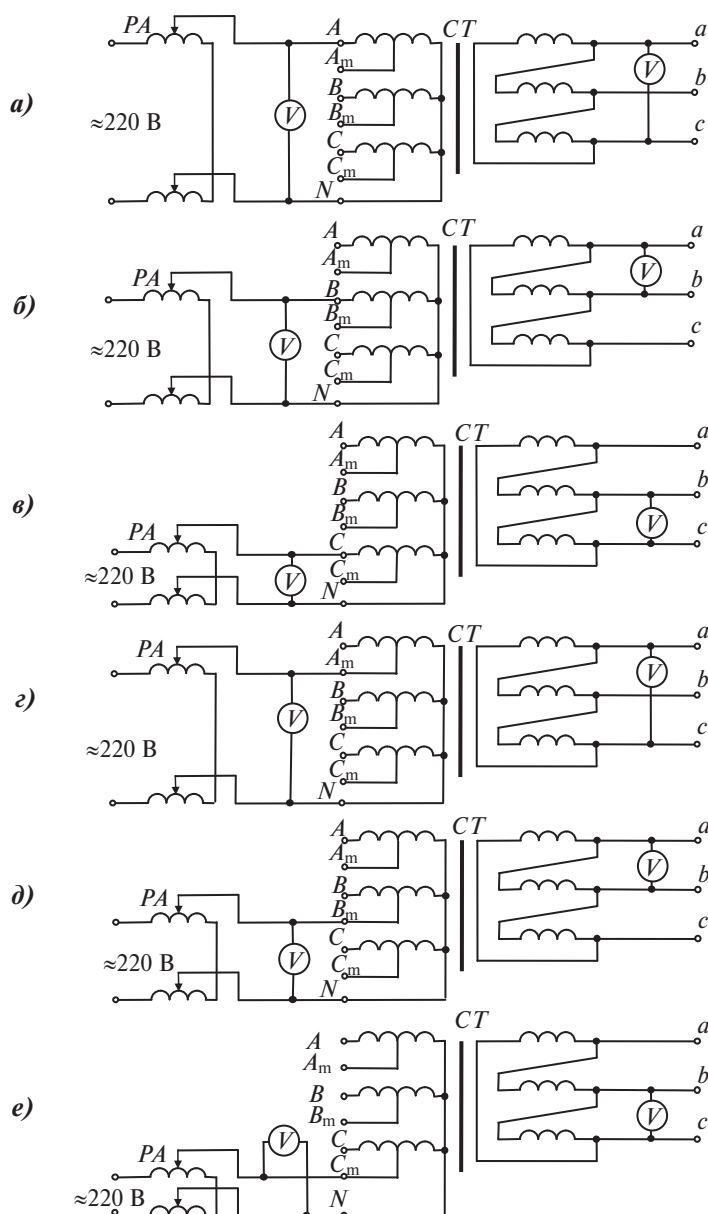


Рис. 2.33. Схема измерения для определения коэффициента трансформации трёхфазного автотрансформатора (схема и группа соединения $Y_{\text{ц}}$ авто/ Δ -0-11) при однофазном возбуждении:

- a) фазы A обмотки BH, измерение на фазе a обмотки HH;
- б) фазы B обмотки BH, измерение на фазе b обмотки HH;
- в) фазы C обмотки BH, измерение на фазе c обмотки HH;
- г) фазы A обмотки CH, измерение на фазе a обмотки HH;
- д) фазы B обмотки CH, измерение на фазе b обмотки HH;
- е) фазы C обмотки CH, измерение на фазе c обмотки HH.

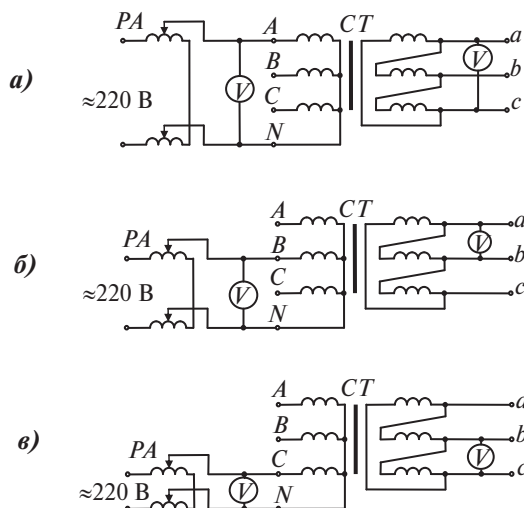


Рис. 2.34. Схема измерения для определения коэффициента трансформации трёхфазного двухобмоточного трансформатора (схема и группа соединения $Y_H/\Delta-11$) при однофазном возбуждении:

a) измерение на фазе *A*; *б)* измерение на фазе *B*; *в)* измерение на фазе *C*.

PA — регулировочный автотрансформатор; *CT* — испытуемый силовой трансформатор.

2.5.3. Определение коэффициента трансформации трёхфазным возбуждением

Коэффициент трансформации трёхфазных трансформаторов, не имеющих выведенного нуля обмотки *ВН*, рекомендуется определять из опыта холостого хода при трёхфазном возбуждении обмоток.

Для этой цели используют устройство, содержащее трёхфазный источник регулируемого переменного напряжения, питающий обмотку *ВН* и четыре вольтметра, причём первый вольтметр подключен между любыми выводами обмотки *ВН*, а три других — между линейными выводами обмотки низкого напряжения *НН*. При этом измеряется линейное напряжение на высоковольтной обмотке *ВН* (предварительно проверяется синусоидальность и симметричность напряжения) и измеряются линейные напряжения U_{ab} , U_{bc} , U_{ac} на обмотке низкого напряжения *НН*. Снимать показания приборов также следует одновременно [250, 252]. Схема измерения для определения коэффициента трансформации двухобмоточного трансформатора со схемой и группой соединения Y/Y_H-0 приведена на Рис. 2.35.

Линейный коэффициент определяется из выражения

$$K_{T.a} = \frac{U_{ВН_a}}{U_{НН_a}}, \quad (2.16)$$

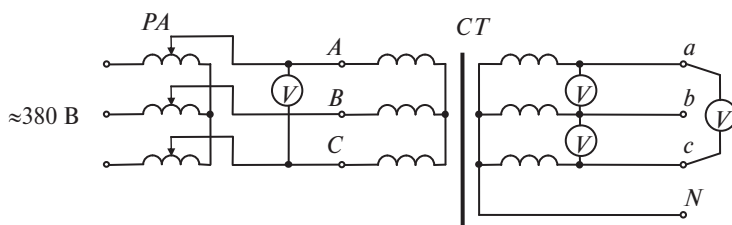


Рис. 2.35. Схема измерения для определения коэффициента трансформации трёхфазного двухобмоточного трансформатора (схема и группа соединения Y/Y_n-0) при трёхфазном возбуждении.

где K_{T_l} — линейный коэффициент трансформации;

U_{BH_l} — линейное напряжение обмотки BH ;

U_{HH_l} — линейное напряжение обмотки HH .

Для трансформаторов со схемой и группой соединения $Y/\Delta-11$ (**Рис. 2.36**) коэффициент трансформации определяется измерением линейного напряжения на обмотке BH и фазного напряжения на обмотке HH :

$$\frac{U_{BC}}{U_B} = \frac{U_{BH_{\Delta}}}{U_{HH_{\Delta}}} = \frac{\sqrt{3}U_{BH_{\Phi}}}{U_{HH_{\Phi}}} = \sqrt{3}K_{T_{\Phi}}. \quad (2.17)$$

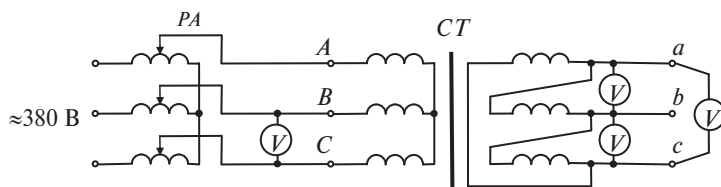


Рис. 2.36. Схема измерения для определения коэффициента трансформации трёхфазного двухобмоточного трансформатора (схема и группа соединения $Y/\Delta-11$) при трёхфазном возбуждении.

Недостатки устройства:

- необходимость наличия трёхфазного регулировочного автотрансформатора и нескольких вольтметров;
- наличие симметричного трёхфазного напряжения сети без высших гармоник;
- невозможность одновременной визуализации всех вольтметров;
- для вычисления K_T трансформатора необходимо значение линейного напряжения обмотки BH вручную делить на линейное напряжение обмотки HH ;
- невозможность передачи данных измерений в персональный компьютер для использования многофункциональности последнего.

Таким образом, устройство не позволяет автоматически определять K_T , а также с помощью него нельзя автоматически вычислить процентное отклонение K_T фаз при различных положениях регулятора под нагрузкой и протоколировать результаты измерения на бумажном носителе. При этом на погрешность измерения влияют составляющие кратных частот основной гармоники, кроме того, для одновременной фиксации значений напряжений на всех вольтметрах необходимо иметь несколько операторов.

Данное устройство, как и предыдущее, не позволяет передавать данные измерений в персональный компьютер для создания базы данных и архивирования.

2.5.4. Определение коэффициента трансформации двухфазным возбуждением

Обычно определение коэффициента трансформации обмоток силовых трансформаторов без выведенного нуля производится трёхфазным возбуждением.

В тех случаях, когда нет возможности трёхфазного возбуждения обмоток BH силового трансформатора (например, при отсутствии трёхфазного регулировочного автотрансформатора или необходимого количества вольтметров или когда напряжение несимметрично), коэффициент трансформации может определяться из опыта с поочередной подачей напряжения на две фазы обмотки BH (Рис. 2.37, 2.38).

Для трансформатора со схемой и группой соединения Y/Y_n-0 при двухфазном возбуждении обмотки BH и измерении фазного напряжения обмотки HH

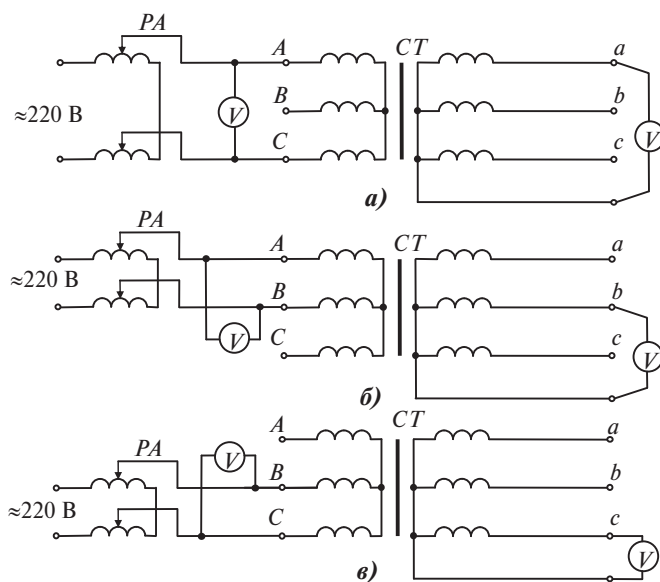


Рис. 2.37. Схема измерения для определения коэффициента трансформации трёхфазного двухобмоточного трансформатора (схема и группа соединения Y/Y_n-0) при однофазном возбуждении:

а) измерение на фазе A ; б) измерение на фазе B ; в) измерение на фазе C .

(Рис. 2.37) определяется удвоенное значение фазного коэффициента трансформации. Это видно из нижеприведённой формулы на примере измерения напряжения на фазе *a* обмотки *НН*:

$$\frac{U_{AC}}{U_{ac}} = \frac{\omega_A + \omega_C}{\omega_a} = \frac{2\omega_A}{\omega_a} = 2K_{T\phi}. \quad (2.18)$$

При определении коэффициента трансформации трансформаторов со схемой и группой соединения *Y/Δ-11* свободные фазы обмотки *НН* следует закорачивать, чтобы они не искажали результаты измерения (Рис. 2.38). В этом случае также определяется удвоенное значение коэффициента трансформации [22, 250, 252].

Коэффициент трансформации, измеренный при вводе трансформатора в эксплуатацию, не должен отличаться более чем на 2% от значений, измеренных на соответствующих ответвлениях других фаз и от исходных значений, а коэффициент трансформации *СТ*, измеренный при капитальном ремонте, не должен отличаться более чем на 2% от коэффициента трансформации, рассчитанного по напряжениям ответвлений [30].

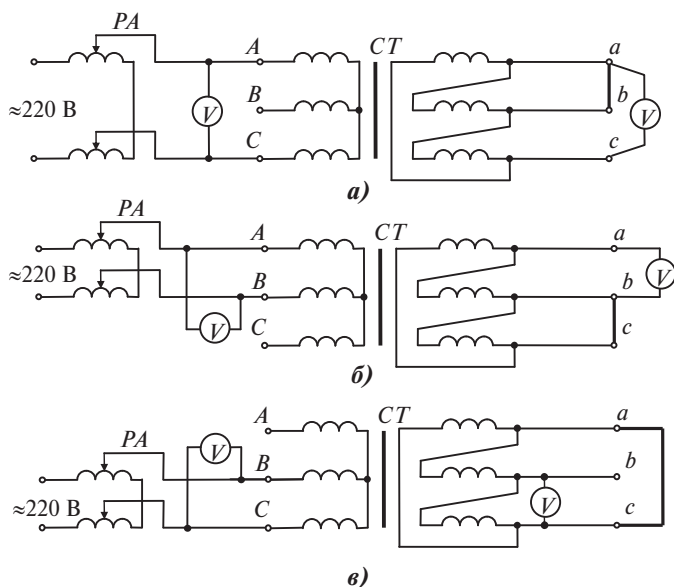


Рис. 2.38. Схема измерения для определения коэффициента трансформации трёхфазного двухобмоточного трансформатора (схема и группа соединения *Y/Y_n-11*) при однофазном возбуждении:

а) измерение на фазах *АС*; *б)* измерение на фазах *АВ*; *в)* измерение на фазах *ВС*.

Недостатки устройства:

- определение K_T обмоток трансформатора трудоёмко, так как затрачивается значительное время, ввиду того что K_T каждой фазы измеряется отдельно на всех положениях РПН;

- необходимость сборки отдельной схемы для определения K_T каждой пары фаз СТ. Для этой цели каждый раз оператор должен подниматься на силовой трансформатор для отсоединения и присоединения проводов устройства с выводами высоковольтных вводов, с применением защитных средств и приспособлений, т. е. безопасность выполнения работ с помощью данного устройства также невысока;
- устройство не позволяет автоматически определять K_T , для его определения необходимо знать схему и группу соединения трансформатора. Например, K_T для группы соединения трансформатора со схемой Y_H/Y_H-0 определяется следующим образом:

$$K_{T \text{ изм.}} = \frac{U_A}{U_{ac}} = \frac{\omega_A}{(\omega_a + \omega_c)} = \frac{\omega_A}{2\omega_a} = \frac{1}{2} K_T; \quad (2.19)$$

$$K_T = 2K_{T \text{ изм.}} \quad (2.20)$$

- точность определения K_T снижается из-за составляющих гармоник напряжения сети;
- определение K_T трансформатора с помощью данного устройства выполняется сначала на одной фазе на всех положениях РПН, затем на второй и на третьей фазах, что требует дополнительного времени на переключения РПН с первого до крайнего положения. Кроме того, по окончании измерений в случае обнаружения отклонения K_T от паспортных данных в каком-то из ответвлений РПН, производится контрольное измерение на этом ответвлении, что увеличивает объём работ и потерю времени на производство измерения.

Оригинальный способ измерения коэффициента трансформации для однофазных высоковольтных трансформаторов предложен в [263]. Суть способа заключается в измерении двух напряжений одним прибором по схеме, когда высоковольтный трансформатор включается по автотрансформаторной схеме, а искомую величину вычисляют по специальной формуле. Данный способ позволяет уменьшить погрешность измерения, но он также не автоматизирован.

2.5.5. Автоматизированное устройство для определения коэффициента трансформации обмоток

На **Рис. 2.39** приведена структурная электрическая схема автоматизированного устройства для определения коэффициента трансформации обмоток силовых трансформаторов, совмещённая со схемой электрических соединений [243].

Она содержит источник регулируемого переменного напряжения *ИРПН* с дополнительным управляющим входом, цифровой регистратор *ЦР*. Цифровой регистратор имеет три канала напряжения с общей «землёй», управляющий выход *Д*. Устройство также содержит первый и второй коммутирующие органы *1КО* и *2КО*, имеющие по одному управляющему входу *17* и *18* соответственно, два четырёхпроводных кабеля *СЧК-1* и *СЧК-2*, исследуемый трансформатор *СТ*.

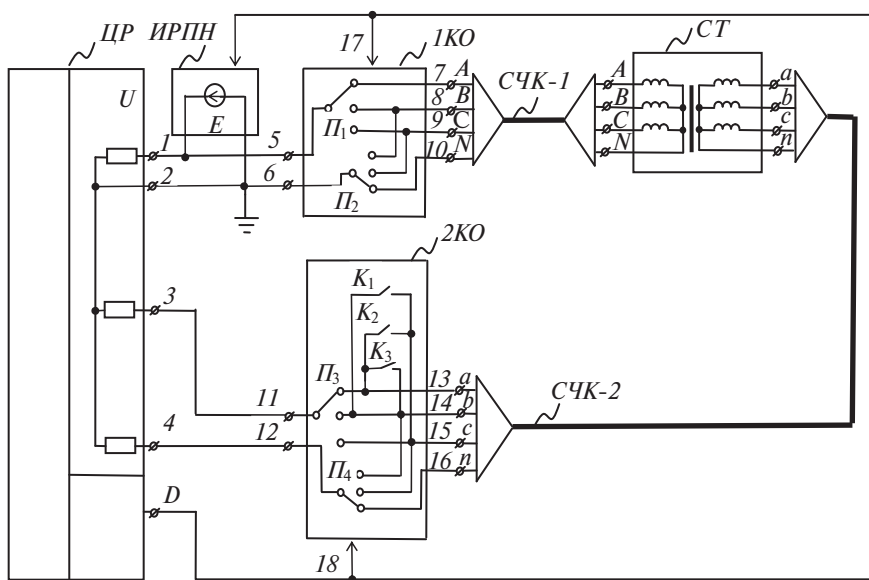


Рис. 2.39. Структурная электрическая схема устройства для определения коэффициента трансформации обмоток трансформатора.

ИРПН — источник регулируемого переменного напряжения; ЦР — цифровой регистратор;
 1КО — первый коммутационный орган; 2КО — второй коммутационный орган;
 СЧК-1 — первый соединительный четырёхпроводной кабель; СЧК-2 — второй соединительный четырёхпроводной кабель; СТ — испытуемый трёхфазный трансформатор.

В Табл. 2.6 приведены K_T трансформаторов, определяемые при однофазном питании обмоток ВН (СН), для различных схем и групп соединения обмоток трансформатора.

Таблица 2.6. Коэффициенты трансформации, определяемые при однофазном возбуждении обмоток ВН (СН)

Номер режима	Схема и группа соединения обмоток трансформатора	Значение коэффициента трансформации	Питание обмотки ВН (СН) однофазное	Измерено на обмотке НН
1	$Y_H/\Delta-11$ $Y_H/\Delta/\Delta-11-11$ Y_H авто/ $\Delta-0-11$ $Y_H/Y_H/\Delta-0-11$	$K_T = K_{T\text{ изм}}$	AN BN CN	ac ab bc
2	$Y_H/Y-0$	$K_T = 2K_{T\text{ изм}}$		
3	$Y/\Delta-11$	$K_T = K_{T\text{ изм}}/\sqrt{3}$	AC AB BC	an bn cn
4	Y/Y_H-0	$K_T = \frac{1}{2} K_{T\text{ изм}}$		
5	$1/1-0$ $1\text{авт}/1-0-0$ $1/1-1-0-0$	$K_T = K_{T\text{ изм}}$	AX	an

В Табл. 2.7...2.9 в качестве примеров приведены положения переключателей $P_1...P_4$ и контактов $K_1...K_3$ при измерении K_T , определяемых при однофазном питании обмоток BH (CH) со схемой и группой соединения трансформаторов $Y_H/\Delta-11$, $Y/\Delta-11$, Y/Y_H-0 .

Таблица 2.7. Положение переключателей $P_1...P_4$ и контактов $K_1...K_3$ при измерении коэффициента трансформации со схемой и группой соединения трансформаторов $Y_H/\Delta-11$, определяемого при однофазном возбуждении обмоток BH (CH)

Очередность операций	Подано фазное напряжение на обмотку BH	Положение переключателей 1-го КО		Снято линейное напряжение с обмотки HH	Положение переключателей и контактов 2-го КО				
		P_1	P_2		P_3	P_4	K_1	K_2	K_3
1	AN	5—7	6—10	ac	11—13	12—15	Разомкнуты		
2	BN	5—8	6—10	ab	11—13	12—14			
3	CN	5—9	6—10	bc	11—14	12—15			

Таблица 2.8. Положение переключателей $P_1...P_4$ и контактов $K_1...K_3$ при измерении коэффициента трансформации со схемой и группой соединения трансформаторов $Y/\Delta-11$, определяемого при однофазном возбуждении обмоток BH (CH)

Очередность операций	Подано линейное напряжение на обмотку BH	Положение переключателей 1-го КО		Снято линейное напряжение с обмотки HH	Положение переключателей и контактов 2-го КО					Замыкание между фазами
		P_1	P_2		P_3	P_4	K_1	K_2	K_3	
1	AC	5—7	6—9	ac	11—13	12—15	Раз.	Раз.	Замк.	ab
2	AB	5—7	6—8	ab	11—13	12—14	Раз.	Замк.	Раз.	bc
3	BC	5—8	6—9	bc	11—14	12—15	Замк.	Раз.	Раз.	ac

Таблица 2.9. Положение переключателей $P_1...P_4$ и контактов $K_1...K_3$ при измерении коэффициента трансформации со схемой и группой соединения трансформаторов Y/Y_H-0 , определяемого при однофазном возбуждении обмоток BH (CH)

Очередность операций	Подано линейное напряжение на обмотку BH	Положение переключателей 1-го КО		Снято фазное напряжение с обмотки HH	Положение переключателей и контактов 2-го КО				
		P_1	P_2		P_3	P_4	K_1	K_2	K_3
1	AC	5—7	6—9	an	11—13	12—15	Разомкнуты		
2	AB	5—7	6—8	bn	11—13	12—14			
3	BC	5—8	6—9	cn	11—14	12—15			

Рассмотрим пример измерения K_T силового трансформатора со схемой и группой соединения $Y_H/\Delta-11$ силового трёхфазного трансформатора ТДН-10000/110/10, имеющего РПН типа РС-4.

Измерение начинается с того, что оператор переводит электрическим приводом РПН в положение «1» и включает источник регулируемого переменного напряжения $ИРПН$ в сеть питания. Затем с помощью блока ввода данных $БВД$ (Рис. 2.3) $ЦР$ на экране $ЖКД$ выбирается режим, соответствующий схеме и группе соединения испытуемого трансформатора; в нашем примере схема и группа соединения $Y_H/\Delta-11$. После чего $ЦР$ на управляющем выходе D выставляет сигнал, который подаётся на управляющие входы $1КО$, $2КО$ коммутирующих органов и $ИРПН$.

После этого *1КО* подключает свои входы 5 и 6 с помощью переключателя P_1 и P_2 к его выходам 7 и 10 соответственно, а *2КО* с помощью переключателя P_3 и P_4 подключает входы 11 и 12 соответственно к его выходам 13, 15. Таким образом, *ИРПН* подключается к вводам *АН* высоковольтной обмотки *СТ* и линейного напряжения *ас* на *ЦР*. Так коммутируется схема для измерения напряжения на фазе *А* относительно нулевого *N* вывода трансформатора обмотки *ВН* и линейного напряжения *ас* обмотки *НН* (Рис. 2.39 и Табл. 2.7). После этого напряжение на *ИРПН* автоматически начинает плавно увеличиваться до определённого значения, при этом сигналы со входов каналов напряжения 1, 3, 4, цифрового регистратора *ЦР* поступают в *АЦП*, где преобразуются из аналоговых величин в цифровые (Рис. 2.3).

Далее вычислительный блок *ВБ* выполняет преобразование Фурье над входными сигналами: фильтрует составляющие гармоник кратных частот основной гармоники и определяет действующее значение и фазу этих сигналов на первой гармонике. После этого рассчитывается линейное напряжение *ас*. Затем вычисляется K_T путём деления действующего значения синусоидального напряжения фазы *А* обмотки *ВН* на действующее значение линейного напряжения *ас* обмотки *НН* трансформатора.

После завершения вычислений полученные значения K_T выдаются на *ЖКД* и одновременно записываются в блок энергонезависимой памяти *БЭП*.

Далее *ЦР* с помощью управляющего выхода *D* подаёт на *ИРПН* сигнал на отключение, и напряжение последнего плавно спадает до нуля.

После этого готовится схема для измерения K_T следующей фазы, допустим, фазы *В*: *ЦР* выдаёт сигнал, по которому первый *1КО* и второй *2КО* коммутирующие органы подключают входы 5, 6 к выходам 8, 10, а входы 11, 12 — к выходам 13, 14. *ЦР* обрабатывает входные сигналы аналогично ранее изложенному порядку.

Далее готовится схема для измерения K_T следующей фазы *С*: *ЦР* выдаёт управляющий сигнал, по которому первый *1КО* и второй *2КО* коммутирующие органы подключают входы 5, 6 к выходам 9, 10, а входы 11 и 12 — к выходам 14, 15. *ЦР* обрабатывает входные сигналы аналогично ранее изложенному порядку и отключает источник регулируемого переменного напряжения.

После записи K_T фазы *С* в *БЭП* с выводом информации на *ЖКД* вычислительный блок *ВБ* определяет процентное отклонение коэффициента трансформации фаз, которое также записывается в блок энергонезависимой памяти и выдаётся на *ЖКД*.

Затем оператор проводит аналогичные измерения для всех положений РПН.

Таким образом, производится автоматическое определение K_T трансформатора на всех положениях РПН и его процентное отклонение по фазам.

Для всех схем и групп соединений трансформаторов процесс измерения аналогичен, кроме трансформаторов со схемой и группой соединения Y/Y_n-0 и $Y/\Delta-11$, по которым переменное, регулируемое напряжение подаётся с помощью первого коммутирующего органа не между фазой и нейтралью трансформатора, а на линейные выводы обмотки *ВН*. При этом для схемы и группы соединения трансформаторов Y/Y_n-0 с обмотки *НН* снимаются фазные напряжения, т. е. напряжения между фазами и нейтралью трансформатора. Первый и второй коммутирующие органы по этой схеме производят переключение переключателей и контактов согласно Табл. 2.8, а для схемы и группы соединения трансформаторов

Y/Δ -11 с обмотки *НН* снимаются линейные напряжения, но при этом дополнительно в работу включаются контакты $K_1...K_3$, последовательность операций которых приведена в **Табл. 2.9**.

Применение четырёхпроводных кабелей с цветовой маркировкой позволяет упростить процесс сборки схемы, что также является важным фактором при производстве работ в полевых условиях.

Кроме того, использование кабеля позволяет размещать рабочее место на уровне земли, что исключает работы на высоте, тем самым повышается безопасность работ.

Устройство с успехом можно применить и для определения коэффициента трансформации однофазных трансформаторов и автотрансформаторов [243].

2.6. Определение полного сопротивления короткого замыкания обмоток СТ

2.6.1. Определение полного сопротивления короткого замыкания обмоток силовых трансформаторов с помощью вольтметров и амперметров

В процессе эксплуатации силовых трансформаторов (вследствие воздействия импульсных электрических нагрузок, релаксации системы прессовки, старения и усадки изоляции) происходит ослабление усилия прессовки обмоток. По этим причинам в случае коротких замыканий в сети, особенно на шинах распределительных устройств, трансформатор может выйти из строя. Поэтому одной из основных задач диагностики силового трансформатора является обнаружение механических повреждений обмоток и их креплений.

В настоящее время для диагностики механических деформаций обмоток силовых трансформаторов используется несколько методов:

1. Измерение полного сопротивления короткого замыкания Z_k [45, 46, 53].
2. Воздействие низковольтных импульсов [47...49, 58, 59].
3. Анализ частотных характеристик [264] с помощью сравнения переходных функций, полученных на заводе и на месте установки [265], и т. д.

Самым надёжным, доступным и простым является метод контроля Z_k , отличающийся простотой процедуры измерений, хорошей повторяемостью результатов и достаточно высокой надёжностью оценки наличия дефекта.

Данное измерение, согласно [30], необходимо проводить для трансформаторов и автотрансформаторов класса напряжения 110 кВ и выше мощностью 125 МВ·А и более. Эти измерения необходимо производить:

1. Перед вводом в эксплуатацию.
2. При капитальном ремонте.
3. После протекания через трансформатор токов более 0.7 расчётного тока короткого замыкания ($KЗ$) трансформатора.

Измерение Z_k производится с использованием амперметров, вольтметров и частотомера, включенных в измерительную схему, на отключенном полностью

расшинованном трансформаторе. Приборы для измерения Z_k должны быть классом точности не ниже 0.5, напряжение, подаваемое на обмотку среднего или высшего напряжения, — 380 В. Вместо амперметров и вольтметров можно использовать измерительный комплект приборов К505 или К50.

В случае отсутствия измерительных комплектов К505 или К50 измерения можно производить, имея один амперметр и один вольтметр, путём поочередного подключения их к фазам (после отключения напряжения питания).

Измерения Z_k трёхфазных трансформаторов необходимо производить со стороны обмотки, соединённой в звезду и имеющей нулевой вывод. В процессе измерения напряжение следует подать на все три фазы. Измерения тока и напряжения необходимо производить пофазно с обязательным использованием нулевого провода. При всех измерениях сопротивления КЗ на обмотках *НН* должен быть собран «треугольник».

В документации, поставляемой заводом-изготовителем, в качестве базовых для трансформатора приводятся среднеарифметические значения Z_k всех трёх фаз. Однако использование их в качестве базовых не рекомендуется, так как при наличии деформации в какой-либо обмотке одной из фаз трансформатора она может оказаться невыявленной, ибо фазное значение Z_k этой обмотки может «затеряться» при исчислении среднеарифметического значения Z_k .

Рекомендуется сопоставлять фазные значения Z_k трансформатора. В качестве базовой величины Z_k должны использоваться значения, измеренные при пусконаладочных испытаниях вновь вводимого трансформатора.

Фазное значение Z_k трансформатора (Ом) определяется из выражения

$$Z_{k\text{изн}} = \frac{U_{k\text{изн}}}{I_{k\text{изн}}}, \quad (2.21)$$

где $U_{k\text{изн}}$ — измеренное значение напряжения короткого замыкания фазы, В;
 $I_{k\text{изн}}$ — измеренное значение тока короткого замыкания фазы, А.

Схемы измерений в опытах короткого замыкания трёхфазных и однофазных трансформаторов и автотрансформаторов с использованием амперметра и вольтметра приведены на **Рис. 2.40...2.42**.

При проведении опыта короткого замыкания в процессе эксплуатации трансформатор возбуждается со стороны обмотки более высокого напряжения (*ВН*, *СН*). Одновременно со снятием показаний вольтметра и амперметра снимаются показания частотомера. Присоединение частотомера на указанных схемах показано условно. Контроль частоты напряжения может осуществляться в любой удобной для снятия показаний точке сети объекта (распределительного устройства). Измеренное значение сопротивления короткого замыкания (Ом) следует привести к частоте 50 Гц по формуле

$$Z_{k(50)} = \frac{50}{f_{\text{изн}}} Z_{k\text{изн}}, \quad (2.22)$$

где $f_{\text{изн}}$ — частота сети, измеренная в момент проведения испытания силового трансформатора.

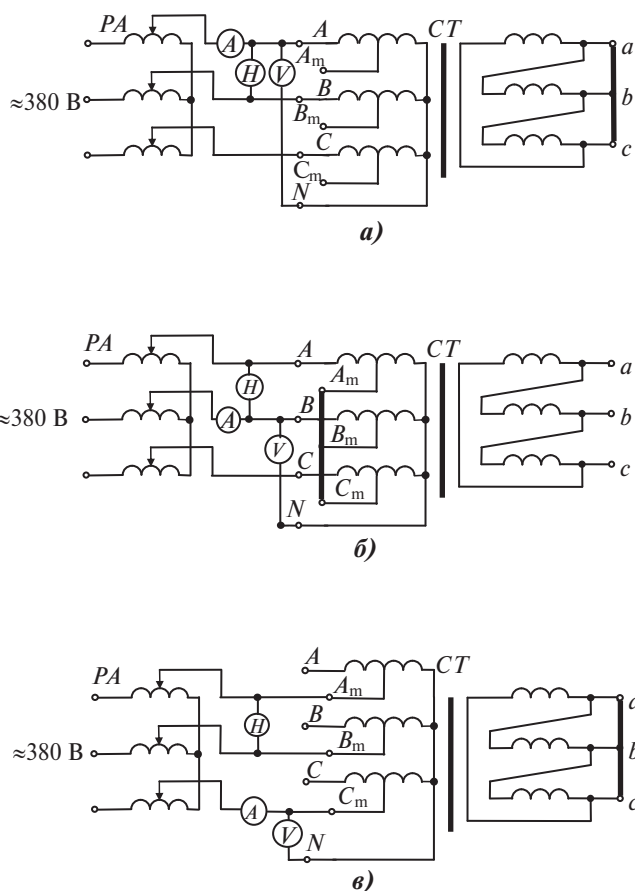


Рис. 2.40. Схемы измерений напряжения и тока короткого замыкания для определения Z_k автотрансформатора (схема и группа соединения Y_H авто/ Δ -0-11):

- а) обмотки $BH-HH$ (измерение на фазе A);
- б) обмотки $BH-CH$ (измерение на фазе B);
- в) обмотки $CH-HH$ (измерение на фазе C).

Отклонение измеренного фазного значения сопротивления короткого замыкания от базового значения (%) определяется из выражения

$$\Delta Z_k = \frac{Z_{k(50)} - Z_{k_Б}}{Z_{k_Б}} 100. \quad (2.23)$$

Оценку состояния обмоток испытуемого трансформатора производят сравнением полученного значения ΔZ_k с предельно допустимым отклонением этого параметра от базового значения, устанавливаемого отраслевыми нормативными документами.

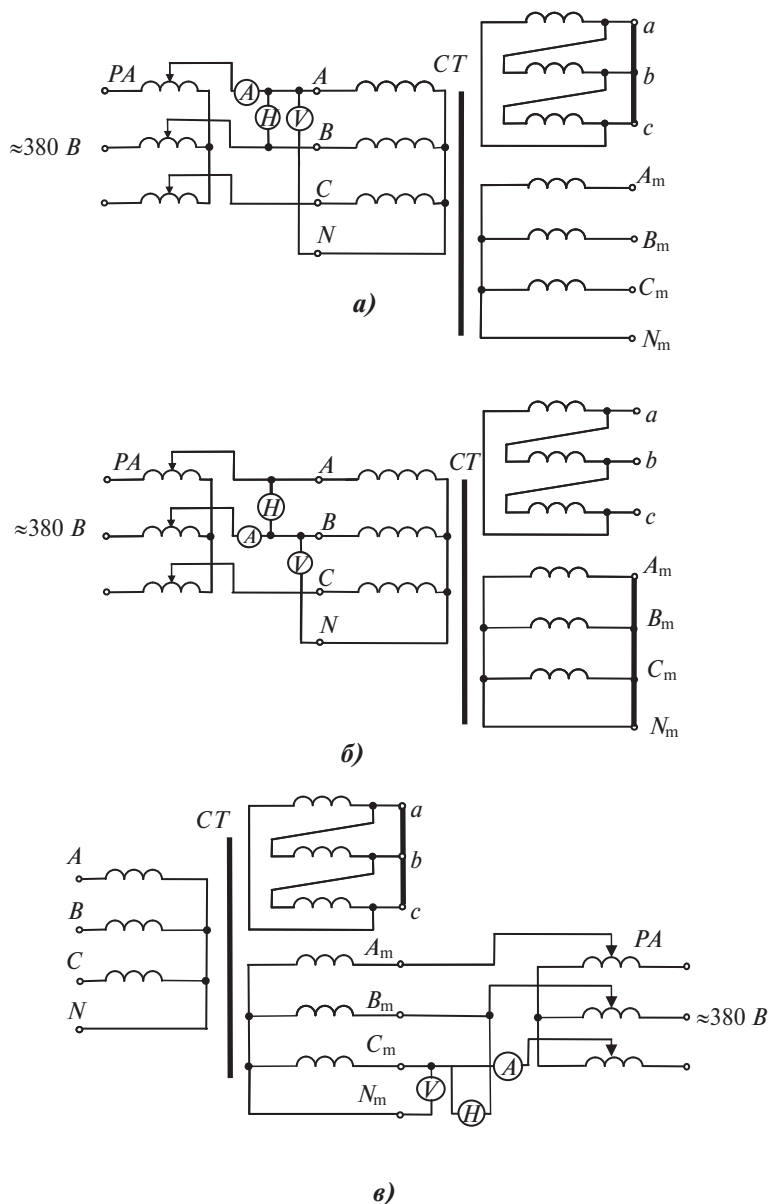


Рис. 2.41. Схемы измерений напряжения и тока короткого замыкания для определения Z_k трёхфазного трёхобмоточного трансформатора (схема и группа соединения $Y_H/Y_H (\Delta-0-11)$):

- а) обмотки $BH-HH$ (измерение на фазе A);
- б) обмотки $BH-CH$ (измерение на фазе B);
- в) обмотки $CH-HH$ (измерение на фазе C).

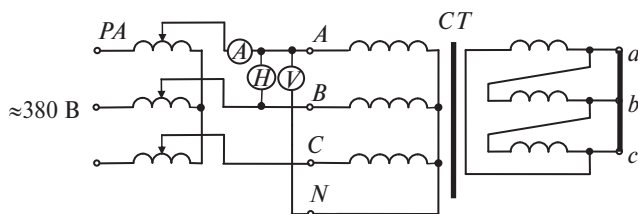


Рис. 2.42. Схемы измерений напряжения и тока короткого замыкания для определения Z_k трёхфазного двухобмоточного трансформатора (схема и группа соединения $Y_n/\Delta-11$).

Максимальная чувствительность при измерениях напряжения и тока короткого замыкания достигается выбором пар обмоток, расположенных рядом на стержне магнитопровода.

У трансформаторов и автотрансформаторов, оснащенных переключающими устройствами РПН, контроль состояния всех обмоток достигается измерением тока и напряжения короткого замыкания на номинальной ступени переключающего устройства и на двух крайних ступенях. При испытании на максимальной ступени испытывается также регулировочная обмотка. В процессе испытания на минимальной ступени переключателя трансформатора исключается регулировочная обмотка, что позволяет выявить дефектную обмотку в случае обнаружения отклонения ΔZ_k от допустимого значения на максимальной ступени переключателя трансформатора.

Во время испытания целесообразно придерживаться такой последовательности работ, чтобы избегать частых пересоединений, закороток. Например, при испытании трёхобмоточных трансформаторов рекомендуется произвести измерения в следующей последовательности: $BH-HH$, $CH-HH$, $BH-CH$.

Опыт короткого замыкания может проводиться при любом значении тока. Однако выбранное значение тока должно быть удобным для снятия показаний амперметра и вольтметра, имея в виду, что отсчёт показаний указанных приборов для достижения достаточной точности измерений должен производиться на второй половине шкалы измерительных приборов.

Выбор значений тока и напряжения короткого замыкания можно производить следующим образом. Определяется ожидаемое номинальное значение сопротивления короткого замыкания (Ом) из выражения

$$Z_k = \frac{U_{\text{ном}} \cdot U_k}{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot I_{\text{ном}}}, \quad (2.24)$$

где $U_{\text{ном}}$ — линейное номинальное напряжение обмотки (BH , CH) трансформатора, кВ;

U_k — напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$I_{\text{ном}}$ — номинальный ток обмотки (BH , CH) трансформатора, А.

Примечание. $U_{\text{ном}}$, U_k — паспортные данные трансформатора.

Номинальный ток трансформатора (I) определяется из выражения

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (2.25)$$

где $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность трансформатора.

Сечение закоротки, устанавливаемой на выводах, должно составлять не менее 30% сечения проводов обмотки трансформатора. Сечение проводов обмотки следует определять по значению её номинального тока, исходя из средней плотности тока в обмотке, равной 3 А/мм². При использовании в качестве закоротки алюминиевых проводов (шин) их сечение должно быть увеличено по сравнению с медными на 30%. Длина закоротки должна быть минимальной.

Все присоединения питающих проводов в закоротке должны быть выполнены «под болт». Контактные места установки закороток должны быть тщательно зачищены до металлического блеска [252].

Согласно [30] значения Z_k при вводе силового трансформатора в эксплуатацию не должны превышать значения, определённого по напряжению КЗ (U_k) трансформатора, на основном ответвлении более чем на 5%.

Значения Z_k при измерениях в процессе эксплуатации и при капитальном ремонте не должны превышать исходные более чем на 3%. У трёхфазных трансформаторов дополнительно нормируется различие значений Z_k по фазам на основном и крайних ответвлениях. Оно не должно превышать 3%.

Недостатки устройства для измерения Z_k с помощью вольтметров и амперметров:

- трудоёмкость;
- затрачивается значительное время, так как полное сопротивление короткого замыкания каждой фазы измеряется отдельно на трёх положениях регулятора под нагрузкой (РПН): на номинальном и в двух крайних положениях;
- устройство не позволяет автоматически определять Z_k и приводить его к частоте 50 Гц;
- невозможность автоматического протоколирования результатов измерений на бумажном носителе;
- точность определения Z_k в данном устройстве зависит от всех составляющих гармоник тока и напряжения;
- невозможность передачи данных измерений в персональный компьютер.

2.6.2. Автоматизированное устройство для определения полного сопротивления короткого замыкания обмоток силовых трансформаторов

В работе [51] разработана и приведена структурная электрическая схема автоматизированного устройства, совмещённая со схемой электрических соединений (Рис. 2.43).

Устройство содержит ИРПН с общим выводом, цифровой регистратор ЦР, имеющий три канала напряжения с общим выводом и три токовых канала, четы-

рёхпроводной кабель напряжения *ЧКН*, четырёхпроводной кабель тока *ЧКТ*, исследуемый СТ.

Устройство при наличии у силового трёхфазного трансформатора регулятора под нагрузкой, например трансформатор ТДН-16000/110/10, имеющий РПН типа РС-4, работает следующим образом. Оператор переводит приводом РПН в положение «1». После включения *ИРПН* в сеть питания по обмоткам трёхфазного трансформатора СТ, каналам тока *ЦР* и четырёхпроводному кабелю тока *ЧКТ* проходит ток. Напряжение с зажимов трансформатора снимается с помощью четырёхпроводного кабеля напряжения *ЧКН* и подаётся на зажимы каналов напряжения *ЦР*.

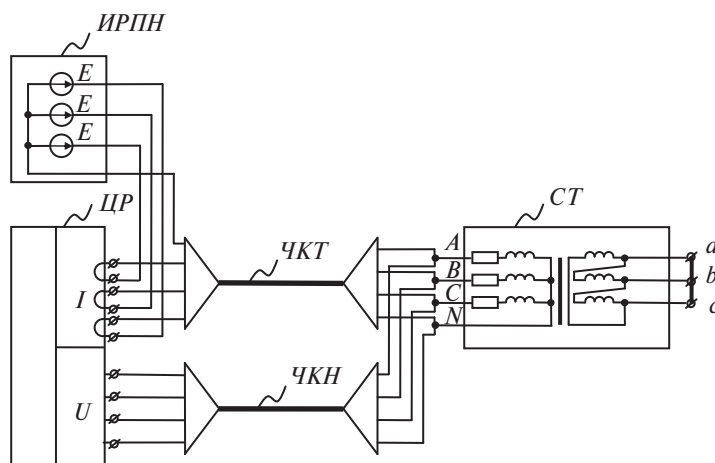


Рис. 2.43. Структурная электрическая схема устройства определения Z_k .

ИРПН — источник регулируемого переменного напряжения; *ЦР* — цифровой регистратор;
ЧКН — четырёхпроводной кабель напряжения; *ЧКТ* — четырёхпроводной кабель тока;
СТ — испытуемый силовой трансформатор.

ЦР одновременно измеряет токи и напряжения каждой фазы датчиками тока и напряжения, преобразовывает аналоговые величины в цифровые при помощи блока аналого-цифрового преобразования *АЦП*. Далее вычислительный блок *ВБ* вычисляет полное сопротивление обмотки трёх фаз путём деления напряжения на ток соответствующих фаз и выдаёт полученные значения в блок энергонезависимой памяти *БЭП* и на *ЖКД* (Рис. 2.3).

Такой цикл «измерение — вычисление — визуализация» происходит с интервалом в 1 с. Затем оператор с помощью блока запуска цифровой регистрации *БЗЦР* подаёт команду на запись полученных данных в протокол, который записывается в блоке энергонезависимой памяти. После этого оператор с помощью электрического привода переводит РПН в положение номинального значения напряжения (в нашем случае в положение «10») и производит следующую протокольную запись в *БЭП*. Наконец, РПН переводят на последнюю ступень (в

нашем случае в положение «19») и фиксируют измеренные значения тока, напряжения и вычисленные значения Z_k для первой гармоники.

После измерения полного сопротивления короткого замыкания Z_k для трёх положений РПН данные из блока энергонезависимой памяти через порт связи ПС могут быть переданы в персональный компьютер, чтобы воспользоваться многофункциональными возможностями последнего.

В случае внезапного отключения ИРПН от питающей сети его встроенные защитные цепи не допускают обрыва тока в фазах. Тем самым обеспечивается плавное снижение тока в обмотке трансформатора и исключаются коммутационные перенапряжения, вызываемые отключением цепей с большой индуктивностью обмотки трансформатора и одновременно обеспечивается защита ИРПН и каналов напряжения ЦР от повреждения.

При случайном обрыве тока в фазе обмотки трансформатора (например, зажим четырёхпроводного кабеля тока ЧКТ под действием порыва ветра отсоединился от аппаратного зажима вывода трансформатора либо оператор по ошибке начал разбирать токовые цепи до отключения ИРПН и снижения тока до нуля) защитные цепи каналов напряжения ЦР исключают перенапряжение на своих каналах. В устройстве предусмотрена защита этих каналов в случае других нештатных ситуаций.

Общее соединение четырёхпроводных кабелей напряжения и тока на аппаратных зажимах выводов силового трёхфазного трансформатора позволяет повысить точность измерения полного сопротивления короткого замыкания. Повышение точности осуществляется исключением влияния сопротивлений проводов ЧКТ на измерения полных сопротивлений фаз обмоток трансформатора.

Значения входных сопротивлений каналов напряжения ЦР выбираются таким образом, чтобы они превышали значения сопротивлений соединительных проводов четырёхпроводного кабеля напряжения ЧКН и полного сопротивления фаз обмотки трансформатора в сотни тысяч раз. В результате сопротивление ЧКН и входное сопротивление каналов напряжения ЦР практически не влияют на точность измерения. Такое соединение позволяет использовать кабели напряжения и тока с внутренними проводами любого сечения, не снижая точности измерения.

Соединение кабелей дополняется цветовой маркировкой, что упрощает процесс сборки схемы и присоединение устройства к объекту измерения в полевых условиях на подстанции. Кроме того, соединение с помощью длинного кабеля позволяет размещать рабочее место (где расположены ЦР и ИРПН) для производства измерений на уровне земли в непосредственной близости от шкафа управления РПН. Это исключает работы на высоте, в результате чего повышается безопасность работ.

В Табл. 2.10 приведён пример данных измерений (на трёх положениях регулятора под нагрузкой) на стороне высоковольтной обмотки токов, напряжений, полных сопротивлений, а также их процентное отклонение при закороченной низковольтной обмотке (напряжение подано на обмотку ВН, обмотка НН закорочена) трансформатора ТДН-16000/110/10 (заводской № 13924 с РПН типа РС-4) с помощью предложенного устройства.

Таблица 2.10. Данные измерений полного сопротивления короткого замыкания Z_k , трансформатора ТДН-16000/110/10

Положение РПН	Фаза	Измерены входные величины		Вычислено	
		Ток КЗ [А]	$U_{кз}$ [В]	Z_k [Ом], приведённое к частоте 50 Гц	Отклонения Z_k [%] по фазам
1	A	0.375	232	618	0.97
	B	0.375	234	624	
	C	0.375	232	618	
10	A	0.545	232	425	0
	B	0.545	232	425	
	C	0.545	232	425	
19	A	0.765	233	304	2.01
	B	0.780	233	298	
	C	0.780	233	298	

ТРАДИЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ РЕГУЛЯТОРОВ ПОД НАГРУЗКОЙ

3.1. Испытание трансформаторного масла

В баки (контакты) переключающих устройств с масляным гашением дуги заливается сухое масло. Трансформаторное масло предназначено для изоляции находящихся под напряжением частей и узлов активной части трансформатора. Оно также служит для отвода теплоты от нагреваемых при работе трансформатора частей и предохранения твёрдой изоляции от быстрого увлажнения при проникновении влаги из окружающей среды.

Как показывает опыт эксплуатации, ухудшение качества масла в баках РПН происходит очень часто. По этой причине [30] регламентирует ежегодно производить отбор пробы масла из баков РПН. Ухудшение диэлектрических свойств масла в первую очередь выражается в его почернении от взвешенных частиц свободного углерода, а также в уменьшении пробивного напряжения.

Основным признаком непригодности масла, существенным для работы контакторов, является снижение его электрической прочности, увеличение количественного содержания в нём влаги и процентного содержания свободного углерода, т. е. ухудшение показателя класса чистоты. Содержание металла, кислотность, угол диэлектрических потерь не играют существенной роли для оценки качества масла в контакторе. Для снижения электрической прочности масла в эксплуатации существенное значение имеет процесс увлажнения масла, причём масло с большим содержанием угля более склонно к увлажнению, чем свежее масло. Через каждые 5000 переключений, но не реже одного раза в год, отбирается проба диэлектрической жидкости из бака контактора для проверки пробивного напряжения и отсутствия влаги. Во время текущей эксплуатации масло должно быть заменено при обнаружении в пробе растворённой влаги, превышающей определённую величину, или при значениях пробивного напряжения менее указанных в Табл. 3.1 [30].

Таблица 3.1. Нормативные данные напряжения пробоя масла

Класс напряжения РПН [кВ]	10	35	60...110	220
Пробивное напряжение масла [кВ]	20	25	35	45

На практике для замены диэлектрической жидкости в баке контактора необходимо выводить трансформатор из работы. При смене масла необходимо про-

мыть бак контактора для удаления продуктов разложения масла и возможной влаги. Повторная заливка выполняется свежим сухим маслом и осуществляется в зависимости от конструкции устройства через расширитель либо через маслопровод к струйному реле.

Проба масла на анализ должна отбираться с особой тщательностью в чистый высушенный сосуд со стеклянной притёртой пробкой. Испытание масла на электрическую прочность производится в специальных аппаратах, предназначенных для испытания твёрдых и жидких диэлектриков, типов АМИ-60, АМИ-70 или АМИ-80. В стандартный сосуд для испытания масла помещаются стандартные электроды диаметром 25 мм с расстоянием между ними 2.5 мм. До испытания специальным шупом проверяется межэлектродное пространство в стандартном сосуде и после этого тщательно промывается чистым маслом. Сосуд, залитый испытываемым маслом (взбалтывание не рекомендуется), устанавливается на металлические стойки в верхней части основного аппарата и отставляется в течение 5...10 мин, и далее производится испытание при закрытой верхней крышке.

Подачей напряжения промышленной частоты на высоковольтный трансформатор, выводы которого соединены с электродами, производится плавное увеличение напряжения до пробоя масла. Величина электрической прочности масла определяется показанием киловольтметра в момент, предшествующий пробую. Для каждого образца делается 6 пробоев. После каждого пробоя стеклянной палочкой производится перемешивание диэлектрической жидкости для удаления копоти из промежутка и отстаивание в течение 5–6 мин. Только после этого опыт повторяется [266].

Протокол испытаний должен содержать следующие сведения:

- наименование жидкого электроизоляционного материала, наименование стандарта, наименование объекта, из которого взята проба (аппарат, ёмкость и т. д.), дата взятия пробы, описание внешнего вида жидкости (цвет, наличие включений);
- температура жидкости и помещения при испытании, влажность окружающего воздуха;
- количество отдельных значений пробивного напряжения, среднее арифметическое значение $\bar{U}_{пр}$, средняя квадратичная ошибка.
 - из шести значений, если они удовлетворяют нормированному коэффициенту вариации;
 - из двенадцати значений при двух заполнениях испытательной ячейки, если они не удовлетворяют нормированному коэффициенту вариации;
- условия подготовки порции пробы (сушка, фильтрация и т. д.);
- дата проведения испытания;
- тип измерительной установки.

3.2. Измерение давления контактов

Давление контактов (сила контактного нажатия) измеряется при предварительных испытаниях переключателя и контактора в процессе их сборки и регули-

ровки. Цель испытаний — проверка качества сборки контактной системы. При типовых испытаниях давление контактов измеряют для оценки качества конструкции и возможности регулировки, а также для проверки состояния контактов после их испытаний на устойчивость при коротких замыканиях, на механический и электрический износ.

Измерение и регулировка контактного давления производится также при эксплуатационных ревизиях переключающего устройства [230].

Если давление контактов недостаточно, то их переходное сопротивление будет чрезмерно большим и недостаточно стабильным, что приведёт к повышенному нагреву контактов при прохождении тока и их свариванию при коротких замыканиях. Слишком большое давление контактов также нежелательно, так как оно приводит к увеличению усилий при переключениях, перегрузке привода и к повышенному механическому износу. Нормы контактных давлений некоторых переключающих устройств приведены в Табл. 3.2.

Таблица 3.2. Нормы контактных давлений

Тип переключающего устройства	Давление контактов [Н]		
	Переключатель	Главные контакты контактора	Дуогасительные контакты контактора
PNT-9	30...40	—	—
PNT-13	50...60	80...100	—
PNT-18	60...80	250...300	130...180
PNT-20	50...60	80...100	50...70
PC-9 III -200 35/K 10 19 W	40...55	360...420	90...130

Методика измерений контактного нажатия [16] такая же, как и для других электрических аппаратов низкого и высокого напряжения и определяется ГОСТ 2933-62. Основные схемы измерений приведены на Рис. 3.1, а, б. Контактное нажатие измеряют при полностью включённом состоянии путём оттягивания или отжатия подвижного контакта от неподвижного до момента разрыва цепи, фиксируемого по показаниям стрелочного омметра, погасанию сигнальной лампы (Рис. 3.1, а) или освобождению зажатой между контактами бумажной полоски (Рис. 3.1, б). Если имеется несколько параллельных цепей, то измерение по схемам, изображённым на Рис. 3.1, а, производится отдельно для каждого из параллельно включённых контактов, а между контактами остальных цепей закладываются изоляционные прокладки [28, 230]. По схеме Рис. 3.1, б не требуется изолирования контактов. Метод наиболее прост и удобен для большинства типов контактных соединений. Бумажная полоска должна полностью перекрывать всю поверхность фактического касания контактов. Толщина полоски должна быть не более 0.1...0.2 мм.

При измерении оттягивающее или отжимающее усилие должно быть по возможности приложено в точке приложения и в направлении действия силы контактного давления. В случае, если это требование не может быть выполнено, измеренную величину усилия необходимо пересчитать.

Например, для ножевых контактов, показанных на **Рис. 3.1**, сила прикладывается в месте изгиба контактной пластины.

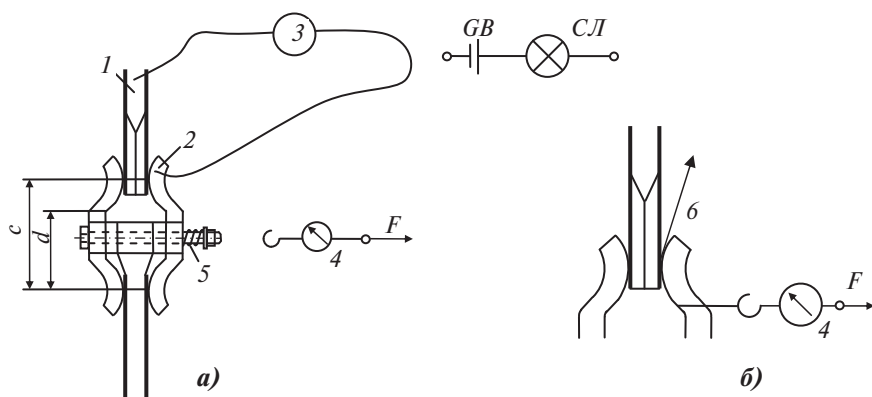


Рис. 3.1. Измерение контактного нажатия:

а) при помощи метода сигнальной лампы; *б)* при помощи шупа (прокладки).

1 — неподвижный контакт; 2 — подвижный контакт; 3 — омметр; 4 — динамометр;

5 — пружина; 6 — шуп; GB — аккумуляторная батарея; СЛ — лампа сигнальная;

F — сила контактного нажатия; c — расстояние от контакта до точки опоры, мм;

d — расстояние от места зацепления динамометра до точки опоры, мм.

Действительное значение усилия в месте контакта определяется по формуле

$$P_{\text{действ}} = P_{\text{изм}} \cdot \frac{a}{b}, \quad (3.1)$$

где a — расстояние от контакта до точки опоры, мм;

b — расстояние от места зацепления динамометра до точки опоры, мм;

$P_{\text{изм}}$ — показание динамометра в момент размыкания цепи, Н.

При контрольных испытаниях давление контактов переключателя обычно измеряется в одном из рабочих положений переключающего устройства для всех контактов трёх фаз. При типовых испытаниях давление контактов измеряют в случае необходимости в нескольких или во всех положениях переключающего устройства. Перед измерением производится осмотр контактной системы переключающего устройства. При этом проверяют качество выполнения сборки и наличие касания всех контактов в заданных точках.

Измерение контактного нажатия производится при ревизии или ремонте переключающего устройства или отдельных его контактных соединений.

Измерения контактного нажатия производятся в рабочем положении контактов на полностью или частично собранном переключающем устройстве или его элементов. Если в процессе ремонта или ревизии контактная система не разбиралась, измерения проводятся выборочно на нескольких контактах. В случае, если результат проверки неудовлетворителен, измерения проводятся на всех контактах в обязательном порядке [28, 230].

3.3. Измерение крутящего момента

Измерение крутящего момента производят на валу привода или на рукоятке после измерения контактного нажатия, при этом трущиеся детали должны быть смазаны в соответствии с требованиями технических условий. Крутящий момент определяется как произведение усилия, прикладываемого к рукоятке привода или к рычагу, закреплённому на валу привода, на длину плеча рычага относительно оси вращения. Усилие измеряется динамометром при переключениях переключающего устройства из одного фиксированного положения в другое и обратно. Можно использовать для измерений специальные приспособления, непосредственно отсчитывающие значения крутящего момента. Применяемые измерительные приборы должны обеспечивать при измерениях крутящего момента или усилий погрешность, не превышающую $\pm 5\%$. Направление прикладываемого усилия должно быть перпендикулярно оси вала или рукоятки. Усилие на рукоятке при ручном управлении не должно быть более 200 Н (20 кгс). Оно также не должно выходить за пределы значений, указанных в заводском паспорте или протоколе на конкретный тип РПН [28, 230].

3.4. Измерение сопротивления элементов регуляторов под нагрузкой

Измерение сопротивления элементов токоведущего контура, токоограничивающих резисторов и реакторов РПН производится методом падения напряжения или мостовым методом. Эти измерения производят на постоянном токе приборами класса точности не ниже 0.5. Для получения наиболее точного значения сопротивления отсчёт показаний по амперметру и вольтметру производится одновременно. Значение сопротивления подсчитывается как отношение значений падения напряжения и тока, проходящего через контакт в момент измерения падения напряжения. Наименьшее значение тока в электрической цепи должно быть не менее 5 А и не более номинального значения тока РПН. Продолжительность одного измерения не должна превышать 10 с.

Провода для измерения присоединяют непосредственно к точкам, между которыми измеряется сопротивление. Сопротивление измеряют в той среде, в которой контакты нормально работают, т. е. перед измерением контакты РПН должны быть смазаны трансформаторным маслом.

Измерение сопротивления токоведущего контура постоянному току производится в фиксированном положении переключающего устройства не менее чем в двух положениях для каждой фазы. Если конструкция переключающего устройства не позволяет производить пофазные измерения, производят измерения сопротивлений между фазами. Измерения общих сопротивлений производят методом вольтметра и амперметра (ГОСТ 8008-75). Измерение сопротивления постоянному току токоведущего контура, а также притирающихся, клиновых, скользящих, втычных и неразмыкаемых контактов допускается производить

двойным мостом или микроомметром, а токоограничивающих реакторов и резисторов — одинарным мостом.

Схема измерения сопротивления токоведущего контура постоянному току представлена на **Рис. 3.2**. При измерении сопротивлений токоограничивающих реакторов включение прибора для измерения напряжения производится не ранее чем через 10 с после включения тока, при разборке схемы после проведения измерений сначала отключается вольтметр.

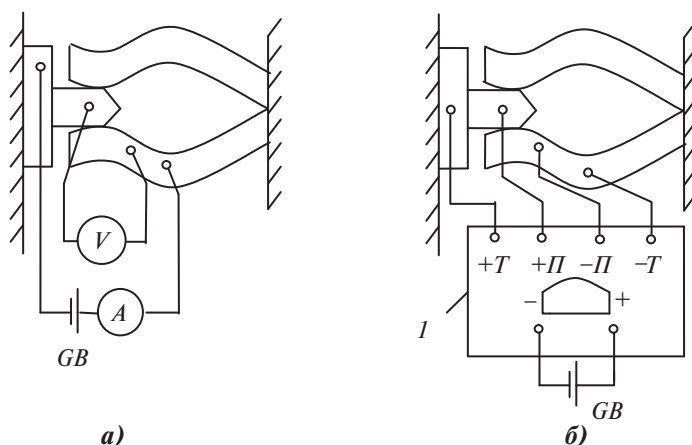


Рис. 3.2. Схема измерения сопротивления контактов:
 а) при помощи вольтметра-амперметра; б) при помощи микроомметра.
 I — мост постоянного тока; GB — аккумуляторная батарея;
 T и П — токовые и потенциальные зажимы.

Сопротивления токоограничивающих резисторов не должны отличаться более чем на 2% от паспортных данных. В случае отсутствия паспортных данных значения активных сопротивлений токоограничивающих резисторов не должны иметь расхождения между собой более 2%.

Токоограничивающие резисторы по конструкции часто представляют собой сочленение нескольких элементов, соединяемых электрически последовательно, параллельно или смешанно, причём для сочленения элементов применяются недостаточно надёжные болтовые соединения. В связи с этим рекомендуется измерения производить поэлементно. Следует учитывать, что нарушение одного соединения элемента токоограничивающего резистора может не приводить к большому отланию общего измеренного сопротивления, и оно может оказаться по своему значению в допустимых пределах согласно действующим нормам, но в условиях эксплуатации привести к нарушению нормальной работы РПН и выходу из строя силового трансформатора.

В то же время повреждение одного элемента токоограничивающего резистора может дать отклонение измеренных значений от паспортных или заводских данных как в большую, так и в меньшую сторону. При отклонении измеренных значений сопротивлений более чем на 2% резистор следует осмотреть для обнаруже-

ния обрывов, замыканий. После устранения дефектов обязательно повторное измерение токоограничивающих резисторов. Ввиду того что все контакты контактора находятся внутри бака РПН и залиты трансформаторным маслом, измерения переходных сопротивлений контактов величин активных сопротивлений токоограничивающих резисторов возможно проводить только после вскрытия бака РПН во время ревизии или ремонта РПН или ПБВ.

Измерения производят на каждом контакте поочередно, переводя подвижные контакты избирателя с одного неподвижного контакта на другой рукояткой привода. Такой способ контроля позволяет, кроме того, наблюдать визуально за правильностью работы контактной системы избирателя и предызбирателя [230].

3.5. Измерение коэффициента трансформации

Коэффициент трансформации измеряется на всех трёх фазах одновременно, тем самым, кроме правильности подсоединения ответвлений, проверяется и работа всех трёх переключающих устройств силового трансформатора. Схема измерения коэффициента трансформации для трёхфазного трансформатора приведена на **Рис. 3.3**.

Для однофазных силовых трансформаторов измерение коэффициента трансформации с использованием двух и более вольтметров производится следующим образом: к обмотке *ВН* подводится напряжение сети, и значение подводимого напряжения измеряется первым вольтметром. Вторым вольтметром измеряется напряжение другой обмотки. Отсчёт по вольтметрам производится одновременно. У трёхфазного трансформатора измерение коэффициента трансформации лучше всего производить при трёхфазном возбуждении с помощью четырёх вольтметров одного класса точности.

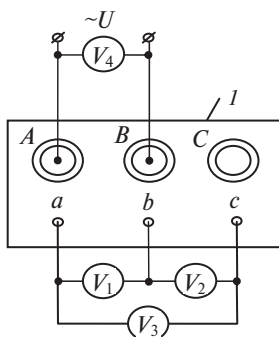


Рис. 3.3. Схема измерения коэффициента трансформации.

I — силовой трансформатор; V_1, V_2, V_3, V_4 — вольтметры;
U — напряжение сети; *A, B, C* — фазы.

Одним вольтметром измеряется напряжение на обмотке *ВН* (после проверки симметричности линейных напряжений питающей сети), а тремя вольтметрами измеряются одновременно величины напряжений на трёх фазах другой обмотки

или между фазами (при отсутствии выведенного нуля обмотки). При этом измерение напряжения производится на обмотках каждый раз для учёта возможных колебаний сетевого напряжения при измерениях. Коэффициент трансформации подсчитывается как отношение величины напряжения обмотки *ВН* (напряжения питания) к величинам напряжений отдельных фаз [230]. Более подробно об измерении коэффициента трансформации обмоток силовых трансформаторов описано в разд. 2.5.

3.6. Снятие круговых диаграмм переключающих устройств

Проверка последовательности действий контактов производится у всех переключающих устройств с регулированием напряжения под нагрузкой. Последовательность действий контактов избирателя переключающего устройства проверяется при одном обороте выходного вала приводного механизма. Поэтому диаграмма действий контактов переключающего устройства называется круговой диаграммой. Круговая диаграмма снимается на полностью собранном переключающем устройстве, залитом маслом. По круговой диаграмме судят о правильности сборки и регулировки избирателя, предызбирателя и контактора. Эта диаграмма показывает, в каком порядке происходят операции размыкания и замыкания всех контактов во время переключения с одного на другое ответвление переключающего устройства. У трёхфазных переключающих устройств круговая диаграмма снимается пофазно или одновременно для трёх фаз. Круговая диаграмма переключающих устройств с токоограничивающими реакторами и отдельным контактором снимается при полном обороте выходного вала привода (по и против движения часовой стрелки). Для переключающих устройств с токоограничивающими резисторами круговая диаграмма снимается при переключении контактов избирателя на два положения, независимо от числа оборотов выходного вала привода. Круговая диаграмма для переключающих устройств без контакторов снимается во всём диапазоне регулирования напряжения (от первого положения избирателя до последнего) в двух направлениях (прямом и обратном). Если регулировочная обмотка выполнена с реверсом, то круговая диаграмма снимается и в том диапазоне регулирования, в котором переключаются контакты предызбирателя (реверса).

Круговая диаграмма снимается методом сигнальных ламп или методом осциллографа. Метод сигнальных ламп, как более простой, получил более широкое распространение [28, 228...230, 235]. На основании рассмотрения круговых диаграмм, снятых в процессе наладки переключающих устройств на заводе-изготовителе и в процессе эксплуатации, можно судить об исправности или неисправности устройства. Проверка правильности работы переключающих устройств производится на полностью собранном трансформаторе после измерения коэффициента трансформации.

Для снятия круговой диаграммы РПН типов РНТ, РНОА, РС, SDV, SAV и SCV прежде всего необходим подслив трансформаторного масла с ёмкости контактора

и вскрытие его крышки. Для РПН типа РНОА после снятия крышки контактора в отверстия цилиндра контактора вставляются специальные контактные щупы (Рис. 3.4).

Контактные щупы представляют собой штыри, которые изготавливаются из медной или латунной проволоки диаметром 8 мм. На длине 70 мм от конца они затачиваются и заостряются, чтобы при установке легко входили в разъем втычных контактов контактора. Во избежание повреждения бакелитовых частей щупы не должны иметь заусенцы, а сверху на них надевается изоляционная трубка или наматывается слой поливинилхлоридной ленты. Со стороны крышки щупы снабжаются зажимом для подсоединения проводника. При помощи этих же щупов определяют величину токоограничивающих резисторов, для чего искусственно, путём прокладки между ними изоляции (прессшпана, картона, бумаги и т. п.), размыкают дугогасительные контакты [230]. Для снятия круговой диаграммы переключающего устройства собирают схему, показанную на Рис. 3.4 (для РПН типа РНОА). Для остальных РПН (РС, РНТ, SDV, SAV и SCV) проводники от сигнальных ламп подсоединяют соответственно к левому и правому плечу контактора, а проводник от источника питания — к нейтрали силового трансформатора без применения щупа.

На Рис. 3.5 представлена схема снятия круговой диаграммы РПН типа РС-9.

Кроме того, здесь наглядно изображены расположения основных элементов переключающего устройства: переключателей, контактора, токоограничивающих резисторов.

Более наглядная электрическая схема снятия круговой диаграммы переключающего устройства для одной фазы представлена на Рис. 3.6 (для РПН типа РС).

Круговая диаграмма переключающего устройства снимается по лимбу, жёстко закреплённому на верхней крышке кожуха привода (Рис. 3.7) [16].

Шкала лимба разделена на 360° с ценой деления 1° (Рис. 3.8).

Для остальных РПН (РС, РНТ, SDV, SAV и SCV) проводники от сигнальных ламп подсоединяют соответственно к левому и правому плечу контактора, а проводник от источника питания — к нейтрали силового трансформатора без применения щупа.

Медленно вращая рукояткой привода в прямом и обратном направлениях, производят переключения на два положения. Заводская инструкция рекомендует снимать диаграмму при переключениях с 6-го на 8-е положение и обратно. Кроме того, можно снимать на крайних положениях (1-м и 13-м), чтобы убедиться в правильности сборки мальтийской передачи механизма переключения.

По шкале лимба отмечают значения градусов в моменты замыкания и размыкания $П_1$ или $П_2$ избирателя и плеча K_1 или K_{II} контактора и чертят круговую диаграмму работы переключающего устройства. Момент замыкания и размыкания контактов избирателя фиксируется по загоранию и погасанию сигнальных ламп $СЛ_1$ и $СЛ_2$, а срабатывание плеч контактора — по звуку или миганию ламп [230].

В схеме K_1 и K_{II} — левое и правое плечо контактора соответственно, сигнальная лампа $СЛ_1$ фиксирует работу контактов избирателя нечётных ответвлений, а лампа $СЛ_2$ — работу контактов избирателя чётных ответвлений. Для питания схема подключается к источнику питания постоянного тока напряжением 4...6 В.

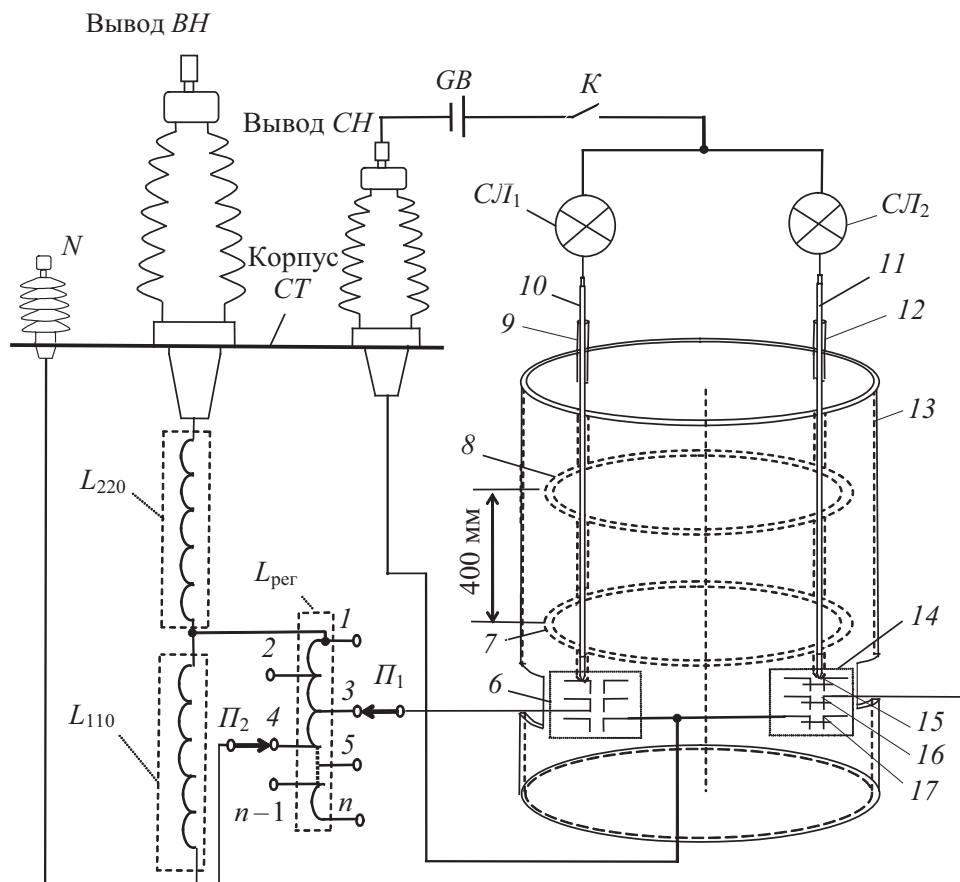


Рис. 3.4. Схема снятия круговой диаграммы РПН типа РНОА-110/1000, установленного на средней обмотке автотрансформатора 220 кВ.

- $СЛ_1$ и $СЛ_2$ — сигнальные лампы; K — ключ; GB — аккумуляторная батарея;
 L_{110} — индуктивность обмотки 110 кВ; L_{220} — индуктивность обмотки 220 кВ;
 $L_{пер}$ — индуктивность регулировочной обмотки; Π_1 и Π_2 — переключатели;
 N — вывод нейтрали $СТ$; $1, \dots, 5, n-1, n$ — ответвления переключающего устройства;
6 — контактная система левого плеча контактора; 7 — экран с потенциалом, равным $110/\sqrt{3}$ кВ;
8 — экран с нулевым потенциалом; 9 — направляющая трубка для установки контактной штанги левого плеча контактора; 10 — контактная штанга левого плеча;
11 — направляющая трубка для установки контактной штанги правого плеча контактора;
12 — контактная штанга правого плеча; 13 — бумажно-бакелитовый цилиндр;
14 — контактная система правого плеча контактора; 15 — дугогасительные контакты;
16 — вспомогательные контакты; 17 — главные контакты.

При снятии круговой диаграммы должно соблюдаться следующее чередование ламп: при замыкании и размыкании контакта Π_1 загорается и гаснет лампа $СЛ_1$, при размыкании и замыкании контакта Π_2 гаснет и загорается лампа $СЛ_2$, в остальных режимах лампы $СЛ_1$ и $СЛ_2$ горят, изменяя свой канал при срабатывании контактора.

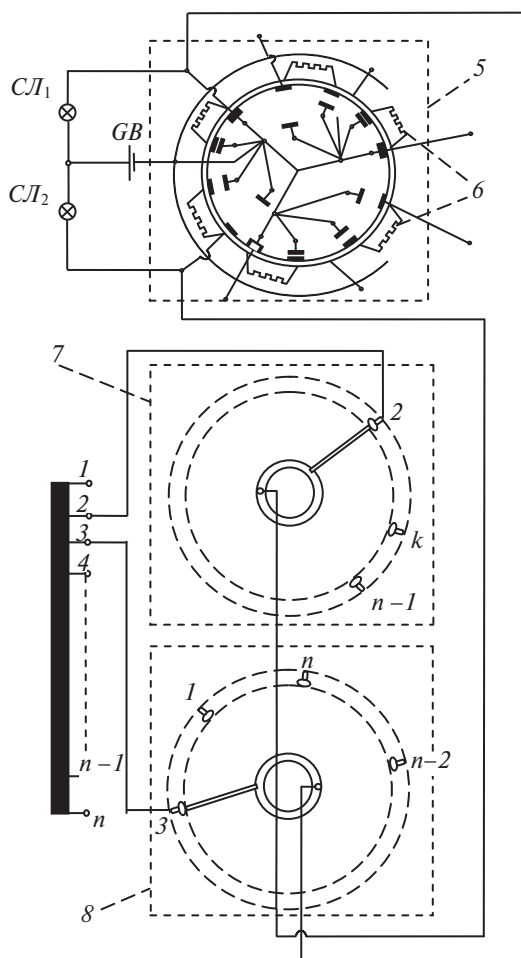


Рис. 3.5. Схема снятия круговой диаграммы РПН типа РС-9.

1...4, n, n-1, n-2, k — ответвления обмотки; 5 — контактор;
 6 — токоограничивающие резисторы; 7 — левое плечо переключателя (I₁);
 8 — правое плечо переключателя (I₂); СЛ₁, СЛ₂ — сигнальные лампы;
 GB — аккумуляторная батарея.

В данной схеме факт срабатывания контактов контактора определяется оператором на слух по характерному щелчку, а замыкание и размыкание контактов переключателя — визуально по загоранию и погасанию сигнальных ламп (питающихся от источника постоянного напряжения) с одновременной фиксацией углов поворота вала по лимбу, жёстко закреплённому на крышке кожуха привода (Рис. 3.7, 3.8). Очевидно, что с помощью такой методики процесс снятия круговой диаграммы трудоёмок, так как для достаточно точного определения углов поворота вала необходимо медленное ручное вращение рукоятки привода РПН. К числу недостатков этой методики относится также ручная обработка измеряемых

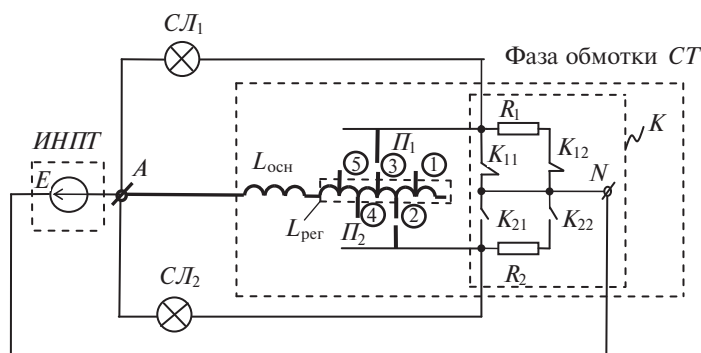


Рис. 3.6. Принципиальная электрическая схема, поясняющая работу традиционного метода снятия круговой диаграммы РПН.

ИНИП — источник напряжения постоянного тока; $СЛ_1$, $СЛ_2$ — сигнальные лампы;

$L_{осн}$ — основная обмотка фазы А; $L_{рег}$ — регулировочная обмотка фазы А;

K — контактор; K_{11} — главный контакт левого плеча контактора;

K_{12} — дугогасительный контакт левого плеча контактора;

K_{21} — главный контакт правого плеча контактора;

K_{22} — дугогасительный контакт правого плеча контактора;

R_1 — токоограничивающий резистор левого плеча контактора;

R_2 — токоограничивающий резистор правого плеча контактора;

Π_1 — переключатель нечётной ступени РПН силового трансформатора;

Π_2 — переключатель чётной ступени РПН силового трансформатора;

N — нейтраль трансформатора.

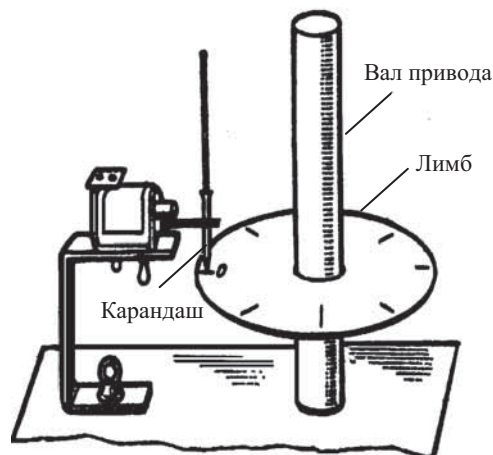


Рис. 3.7. Схема фиксации углов поворота выходного вала привода РПН.

величин и невысокая точность измерения углов переключения контактов контактора и переключателей. В связи с этим является актуальной разработка новой методики снятия круговой диаграммы РПН.

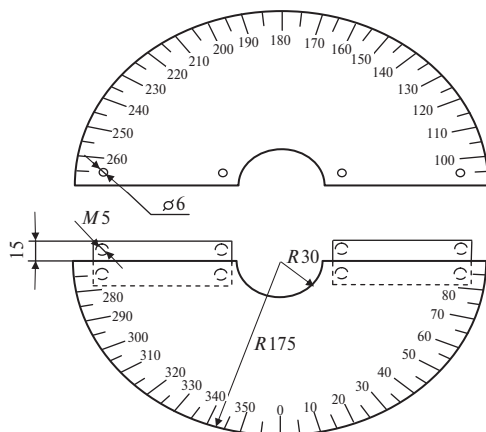


Рис. 3.8. Приспособление для снятия круговой диаграммы (лимб).

Круговая диаграмма переключающего устройства РНОА-110/1000 приведена на Рис. 3.9, а для избирателя без предызбирателя (реверса), а на Рис. 3.9, б — для избирателя с предызбирателем.

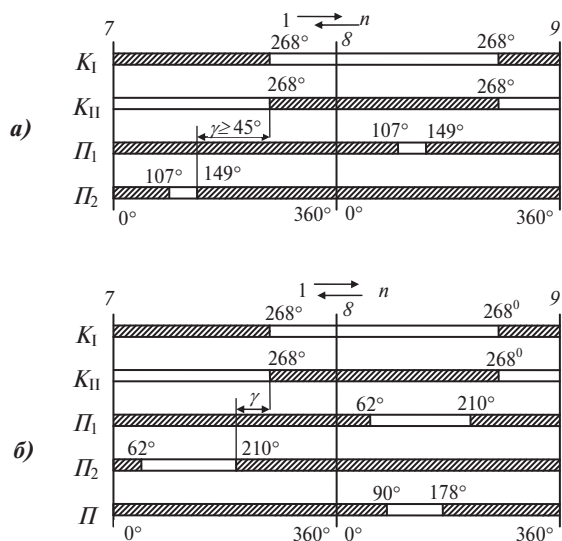
Переключающее устройство работает правильно, если контакты контактора переключаются в пределах 260...276°, а контакты избирателя — в диапазоне, ограниченном $\pm 15^\circ$ расчётного значения. При этом во всех случаях интервал между работой избирателя и контактора должен быть не менее 45° .

После снятия круговой диаграммы производится проверка целостности токовой цепи в процессе переключения. Косвенно удостовериться в исправности переключающего устройства можно при измерении коэффициента трансформации: при непрерывном переключении на всём диапазоне регулирования указатели (стрелки) измерительных приборов (вольтметров) не должны иметь резких колебаний в сторону нуля шкалы. Такой метод контроля токовой цепи, несмотря на свою простоту, требует определённого навыка персонала и большого внимания при измерениях.

Круговой диаграммой устанавливается правильность чередования работы контактов избирателя и контактора в целом, но не регламентируется очередность работы контактов контактора [230, 234].

В прил. 12 (Табл. П.12.1...П.12.4) приведены последовательность действий контактных систем, а также нормы на снятие круговой диаграммы переключающих устройств как зарубежных, так и отечественных производителей. В прил. 12 в качестве примера представлен протокол снятия круговой диаграммы РПН типа РНОА.

Работа механизма переключения контактора РПН типа РНТА-35/320 проверяется путём прокручивания от руки на всём диапазоне регулирования напряжения в прямом и обратном направлении. Механизм переключения при этом должен работать плавно, без каких-либо ощутимых изменений в усилиях на рукоятку, без заеданий на всех положениях переключающего устройства. Коэффициент трансформации, измеренный на всех ответвлениях, должен соответствовать заводским данным.



Примечание. Заштрихованная часть — контакт включен, незаштрихованная часть — контакт разомкнут.

Рис. 3.9. Круговая диаграмма переключающего устройства типа РНОА-110/1000:

а) без предызбирателя, б) с предызбирателем.

K_I, K_{II} — контакторы; Π_I, Π_2 — избиратель; Π — предызбиратель;

n — направление вращения вала; γ — угол поворота вала от нормального положения переключателя до момента размыкания контактов контактора или от момента замыкания его до нормального положения переключателя.

Круговая диаграмма устройства типа РНТА-35/320, согласно заводским рекомендациям, снимается только на положениях, в которых работают контакты переключателя грубого регулирования. Схема снятия диаграммы и круговая диаграмма указанного устройства приведены на **Рис. 3.10, а, б** [232].

Круговая диаграмма признаётся удовлетворительной, если контакты переключателя грубого регулирования переключаются с допуском не более 20° . Контакты переключателя грубого регулирования должны иметь допуск в пределах $\pm 15^\circ$.

Угол перекрытия между срабатыванием контактов переключателей тонкого и грубого регулирования не должен быть менее 62° .

Правильность работы контактов переключателя тонкого регулирования проверяется по так называемой угловой диаграмме, которая практически снимается так же, как и круговая диаграмма устройства. Угловую диаграмму необходимо снимать на всех фазах переключателя тонкой регулировки. Угол поворота фиксируется по колебанию стрелки измерительного прибора или срабатыванию отметчика — стрелки индикаторного прибора. Отсчёт углов ведется по шкале неподвижного лимба относительно стрелки углового датчика, закрепляемой на валу ротора.

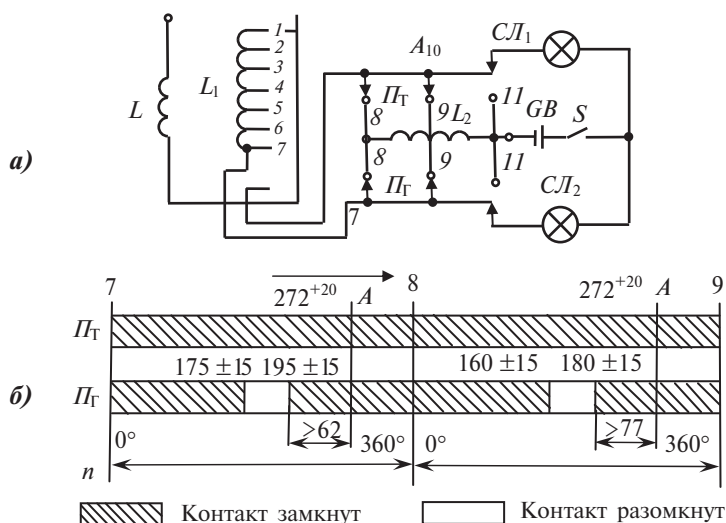


Рис. 3.10. Снятие круговой диаграммы устройства типа РНТА-35/320:

а) электрическая схема; б) типовая диаграмма.

Π_T, Π_G — контакты переключателей тонкой и грубой ступеней;
 L_1, L_2 — обмотки тонкой и грубой регулировки, где L — основная обмотка;
 $СЛ_1, СЛ_2$ — сигнальные лампы; GB — аккумуляторная батарея; S — выключатель;
 n — угол поворота вала; A — момент переключения контактов переключателя тонкой регулировки (определяется по звуку).

Схема снятия угловой диаграммы переключателя типа РНТА-35/320 приведена на Рис. 3.11, а угловая диаграмма представлена на Рис. 3.12. Последовательность перехода контактов тонкой регулировки на одну ступень приведена на Рис. 1.20, 6 [230, 232].

Снятие круговой диаграммы для РПН типа РНТА-У-35/200 производят по схеме, приведённой на Рис. 3.13 [233].

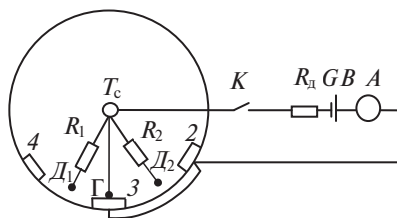


Рис. 3.11. Электрическая схема снятия угловой диаграммы переключателя тонкой регулировки.

2, 3, 4 — неподвижные контакты переключателя тонкой регулировки;
 T_c — токосъёмный контакт; R_1, R_2 — токоограничивающие резисторы;
 $Д_1, Д_2, Г$ — контакты избирателя тонкой регулировки (два дугогасительных и главный контакты);
 GB — источник питания; K — ключ; A — амперметр; R_d — добавочный резистор.

На Рис. 3.14 представлена типовая угловая диаграмма РПН типа РНТА-У-35/200 в прямом и обратном направлении переключения отпаяк избирателя практически на всём диапазоне регулирования напряжения [233].

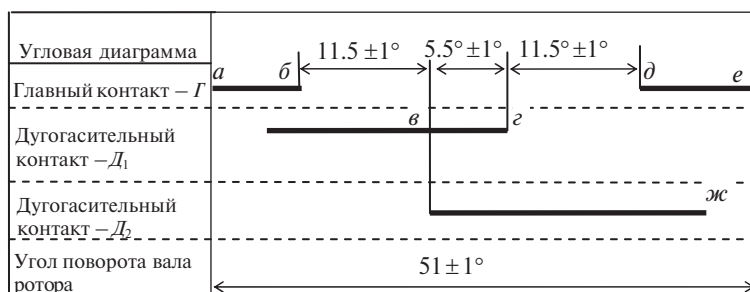


Рис. 3.12. Типовая угловая диаграмма переключателя тонкой регулировки.

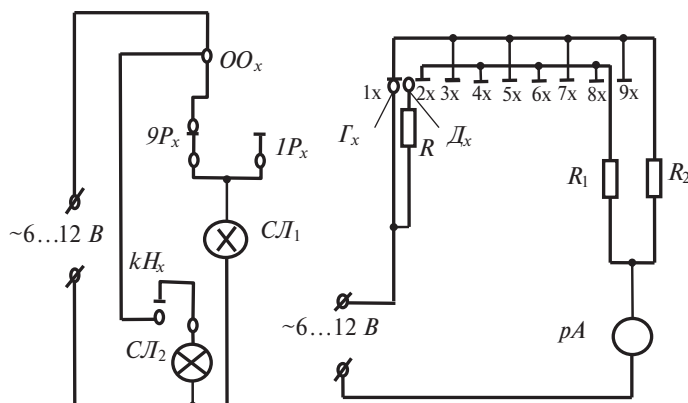


Рис. 3.13. Электрическая схема для снятия круговой диаграммы (одной фазы).

- $СЛ_1$ — лампа индикации состояния контакта реверса;
 $СЛ_2$ — лампа индикации состояния контакта нейтрали;
 pA — прибор индикации состояния контакта переключателя нагрузки;
 R — токоограничивающий резистор дугогасительного контакта;
 R_1, R_2 — дополнительные токоограничивающие резисторы;
 kH_x — контакт нейтрали (неподвижный) предызбирателя.

При переключении РПН с 1-го на 8-е положение переключаются только контакты переключателя нагрузки, переводя нагрузку с одной отпайки на другую.

При переключении с 8-го на 0-е положение происходит замыкание контакта нейтрали kH . Положение 9-е — первое номинальное положение РПН.

На положениях 10, 11 напряжение обмотки силового трансформатора остаётся неизменным (равное номинальному), при этом контакты переключателя нагрузки разомкнуты, регулировочная обмотка временно отсоединяется от основной обмотки, а электрическое соединение основной обмотки трансформатора с нейтралью осуществляется, минуя контакты переключателя нагрузки и реверса, контактом нейтрали kH .

Переключение находящихся в обесточенном состоянии контактов реверса P происходит при переключении устройства РПН из 10-го в 1-е положение. При пе-

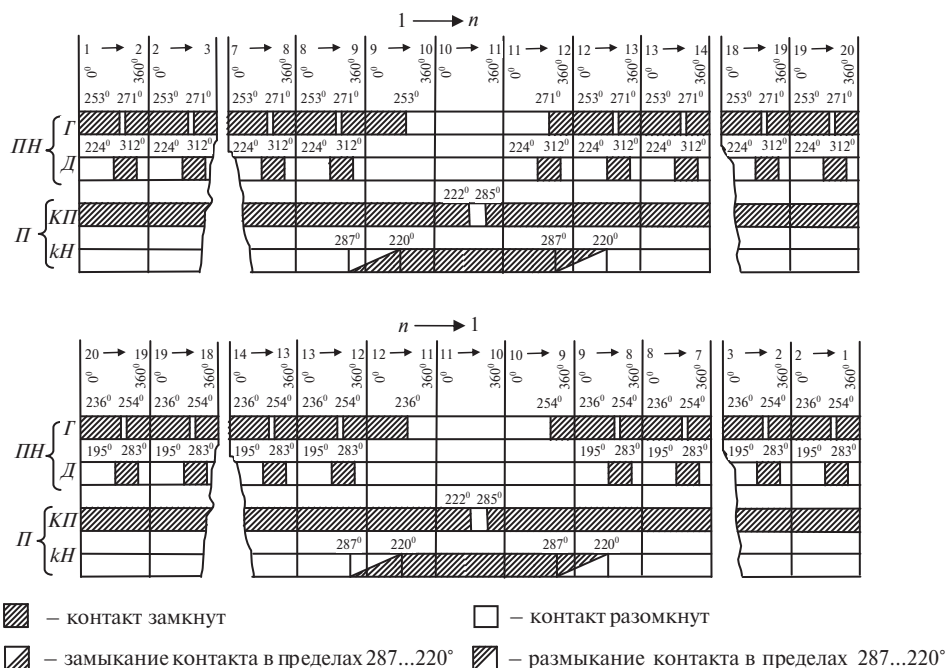


Рис. 3.14. Угловая диаграмма РПН типа РНТА-У-35/200.

0...360° — угол поворота вала приводного механизма; ПН — переключатель нагрузки;

П — предвыблизатель; Г — главный подвижный контакт переключателя нагрузки;

Д — дугогасительный подвижный контакт переключателя нагрузки;

КП — подвижный контакт реверса предвыблизателя;

кН — контакт нейтрали (неподвижный) предвыблизателя.

реключения с 11-го на 12-е положение вновь происходит замыкание контактов переключателя нагрузки, 12-е положение — четвёртое номинальное положение РПН.

Устройство РПН останавливается только на 9-м положении, а остальные три номинальных положения (10, 11, 12-е) проходит автоматически (при переключении в обратном направлении, из n -го в первое, останавливается на 12-м положении).

Существует ещё один способ снятия круговой диаграммы РПН, так называемый ёмкостный. Ёмкостный способ снятия круговой диаграммы позволяет производить работы без вскрытия крышки контактора, а также проверять диаграмму работы предвыблизателя без непосредственного доступа к нему. Это создаёт существенные преимущества предлагаемого способа по сравнению с традиционным способом снятия круговых диаграмм [235].

Суть его заключается в следующем.

Измеритель ёмкости подключают к вводу X или A трансформатора (Рис. 3.15) и производят измерение суммарной ёмкости регулировочной и общей частей обмотки на положении, ближайшем к реверсу. Затем вручную медленно производят переключение РПН в сторону реверса.

В момент размыкания контакторов предвыблизателя произойдет отключение регулировочной части обмотки от общей, что приведет к изменению ёмкости и,

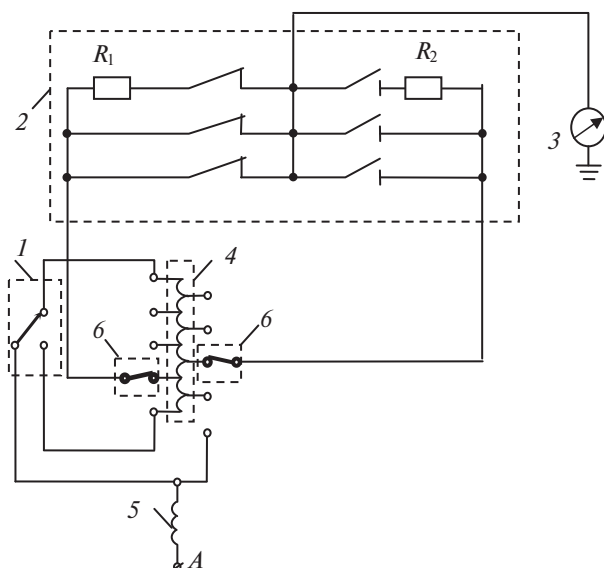


Рис. 3.15. Схема снятия круговой диаграммы переключающего устройства ёмкостным способом.

1 — предызбиратель; 2 — контактор; 3 — измеритель ёмкости;
4 — регулировочная обмотка; 5 — общая часть обмотки; 6 — переключатели;
 R_1 , R_2 — токоограничивающие резисторы.

следовательно, к резкому изменению показаний прибора. Восстановление показаний прибора свидетельствует о замыкании контакторов предызбирателя. В момент изменения показаний прибора фиксируются углы поворота (число оборотов) выходного вала переключающего механизма, которые используются для построения круговой диаграммы предызбирателя. Круговая диаграмма избирателя снимается аналогично, однако в связи с тем, что изменение ёмкости при этом происходит только за счёт отключения неработающего плеча контактора и незначительно, следует применять более чувствительные приборы.

В качестве измерителей ёмкости используются мосты Р-5026, Р-595. Схема включения такая же, как при измерении тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$) трансформатора. Испытательное напряжение не более 2...3 кВ.

При снятии диаграммы работы предызбирателя могут применяться приборы ПКВ-7 (прибор контроля влажности). При трёхфазных РПН схему подключают к нулевому выводу трансформатора. В этом случае пофазное снятие круговых диаграмм невозможно. Однако можно определить, удовлетворяет ли круговая диаграмма всех трёх фаз нормам завода-изготовителя [235].

Данный метод на практике не нашёл широкого применения, так как он пригоден для снятия круговой диаграммы РПН в однофазных трансформаторах, в схеме используется мост переменного тока и высоковольтный блок, которые так-

же усложняют схему измерения. Другим недостатком этого метода является ограниченность его применения (снятие круговой диаграммы РПН возможно проводить только в положениях переключателя в сторону реверса).

3.7. Снятие осциллограмм токов в контактных системах быстродействующих РПН

У переключающих устройств с регуляторами типа РНТ для проверки последовательности действий контактов снимается круговая диаграмма, у быстродействующих устройств типов РНОА, РНТА, РС, SCV, SAV, SDV осциллографируется, кроме того, процесс работы контактора. Правильность чередования срабатываний контактов контактора и проверки целостности (отсутствие разрыва) цепи тока проверяется осциллографированием [230, 233...236, 238].

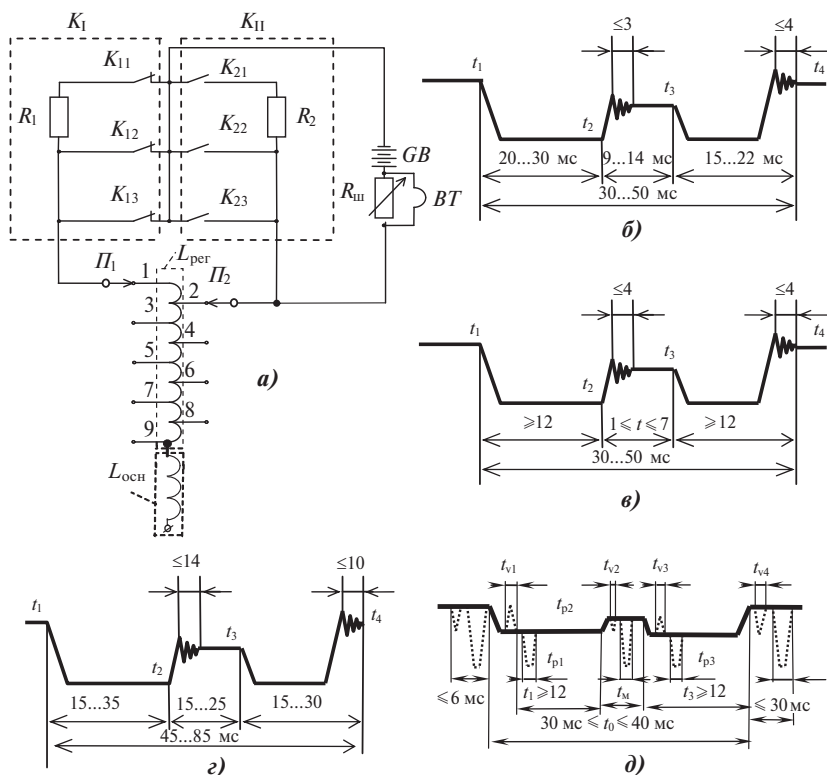
Осциллографирование токов в контактной системе производят согласно **Рис. 3.16, а**.

В правильно собранном и отрегулированном контакторе типа РНОА-110/1000 расстояние между разомкнутыми дугогасительными контактами должно быть 67 ± 2 мм, при касании вспомогательных контактов расстояние между главными контактами должно быть не менее 1.5 мм. Регулировка расстояния между контактами осуществляется подкладыванием шайб под неподвижные контакты контактора, что уменьшает расстояние между контактами, т. е. уменьшает время их срабатывания, а следовательно, и интервалы на осциллограмме. Если регулировка контактов результата не дала, контактор полностью заменяется. После этого производится проверка и испытание переключающего устройства в полном объёме.

Типовая осциллограмма работы контактной системы в регулирующих устройствах отечественного устройства типа РНОА приведена на **Рис. 3.16, б**. Следует обратить особое внимание на продолжительность состояния переключателя в положении «мост» (интервал $t_2 - t_3$), который во всех случаях для отечественных контакторов и РПН предприятий ближнего зарубежья не допускается менее 9 мс. Следует также учесть, что поскольку осциллографирование производится в условиях монтажа, наладки или эксплуатации на отключенном от рабочего напряжения переключающем устройстве, при токах 2...5 А и напряжениях 6...24 В, то характер вибрации контактов может быть различен, и поэтому он не регламентируется и не может быть браковочным фактором. Только при наличии разрыва цепи тока, что фактически означает неправильное чередование работы контактов контактора, и чрезмерном отклонении интервалов ($t_1 - t_2$, $t_2 - t_3$ или $t_4 - t_3$) от нормы, что указывает на износ контактов или нарушение их регулировки, контактор бракуется и подвергается ревизии и ремонту.

По полученной осциллограмме проверяют:

- отсутствие разрывов электрической цепи;
- продолжительность работы дугогасительных контактов в положении «мост» (участок $t_2 - t_3$);
- продолжительность переключения между моментами размыкания и замыкания вспомогательных и дугогасительных контактов различных плеч



Примечание. До момента времени t_1 — замкнуты все контакты левого плеча, разомкнуты все контакты правого плеча (исходное положение);
 t_1 — t_2 — разомкнуты главный и вспомогательные контакты левого плеча;
 t_2 — t_3 — замкнут дугогасительный контакт правого плеча (положение «мост»);
 в момент времени t_4 и далее — замкнуты главный и вспомогательный контакты правого плеча контактора и разомкнуты дугогасительные контакты левого плеча.

t_v — время вибраций; t_p — время разрывов:

$$\begin{array}{llll} \sum t_{v1} \leq 4 \text{ мс} & \sum t_{v2} \leq 3 \text{ мс} & \sum t_{v3} \leq 4 \text{ мс} & \sum t_{v4} \leq 6 \text{ мс} \\ \sum t_{p1} \leq 4 \text{ мс} & \sum t_{p2} \leq 3 \text{ мс} & \sum t_{p3} \leq 4 \text{ мс} & \sum t_{p4} \leq 6 \text{ мс} \end{array}$$

Рис. 3.16. Схема работы контактов контактора переключающего устройства типа РНОА и типовые осциллограммы быстродействующих РПН:

- а) схема осциллографирования токов контактора переключающего устройства;
- б) типовая осциллограмма работы РПН типа РНОА;
- в) типовая осциллограмма работы ПУ типа РС-4;
- г) типовые осциллограммы работы ПУ типов SDV, SAV и SCV;
- д) типовая осциллограмма ПУ типа РС-9.

K_I — левое плечо контактора; K_{II} — правое плечо контактора;

K_{11}, K_{12}, K_{13} — соответственно дугогасительный, вспомогательный и главный контакты левого плеча;
 K_{21}, K_{22}, K_{23} — соответственно дугогасительный, вспомогательный и главный контакты правого плеча;

R_1, R_2 — токоограничивающие резисторы; $R_{ш}$ — градуировочное сопротивление;

Π_1, Π_2 — контакты переключателя; GB — источник напряжения постоянного тока;

BT — вибратор осциллографа; $L_{рег}$ — индуктивность регулировочной обмотки;

$L_{осн}$ — индуктивность основной обмотки, t_m — время одновременной работы TP плеч контактора;

t_0 — полное время переключения контактора.

(участки t_1-t_2 и t_3-t_4), в течение которых происходит гашение электрической дуги;

- отсутствие недопустимых вибраций подвижных дугогасительных контактов контактора.

Показанные на осциллограмме вибрации возникают в результате удара подвижных дугогасительных и вспомогательных контактов контактора о неподвижные. Количество вибраций может быть различно и не нормируется.

Момент уменьшения тока, контролируемого осциллографом цепи, принимают за начало вибрации контактов (ослабление электрического контакта), а за окончание вибрации — момент начала восстановления тока в цепи.

Следует отметить, что значительное окисление контактов контактора может исказить осциллограмму их работы. В таких случаях осциллограмму необходимо снимать несколько раз, увеличивая ток, протекающий через контакты так, чтобы разрушить образовавшуюся плёнку.

К сожалению, в конструкциях контакторов болгарских и немецких переключателей отсутствуют специальные гнёзда или зажимы для подсоединения проводов к выводам контактов контактора для осциллографирования и снятия круговой диаграммы его контактной системы.

По этой причине для сборки схемы снятия осциллограмм токов необходимо зажимы проводов подсоединять непосредственно к плечам контактов контактора. Данную операцию возможно проводить только после вскрытия бака РПН при подслитом с него трансформаторном масле.

Типовая осциллограмма работы контактора переключающего устройства РС показана на **Рис. 3.16, в**. Следует обратить особое внимание на продолжительность «моста» (интервал t_2-t_3), который для контакторов этого устройства должен быть в пределах от 1 до 7 мс. Контакты, работающие на замыкание, имеют вибрацию, ограниченную до 4 мс в конце цикла (точка t_4) и также до 4 мс в положении «мост».

На **Рис. 3.17** показаны осциллограммы, полученные при испытании одного из РПН типа РС-4 трансформатора Т-2 типа ТДН-16000/110/10 подстанции «Заволжская» ОАО «Чувашэнерго».

Из осциллограммы видно, что на фазах *А* и *В* при переключении происходит размыкание контактов через 20 мс после окончания переключения. Это размыкание длится 2...4 мс. На фазе *С* в начале переключения происходит размыкание главного контакта контактора с токоограничивающим резистором в одном из плеч контактора продолжительностью 2 мс.

Осциллографирование РПН типа РНТА-35/320 производят для контактов переключателя тонкой регулировки. Проведение этой операции иногда называют снятием временной диаграммы. Для этой цели собирают схему согласно **Рис. 3.18** с применением осциллографа.

На **Рис. 3.19** приведены нормы допуска времени срабатывания главных и дугогасительных контактов для новых переключателей и нормы допуска контактов данного переключающего устройства во время текущей эксплуатации. На этом рисунке участок $\theta-\varepsilon$ соответствует положению «мост», когда по обоим токоограничивающим резисторам проходит ток. Оно строго регламентируется заводом-изготовителем, которое должно быть не более 20 мс и не менее 13 мс [232].

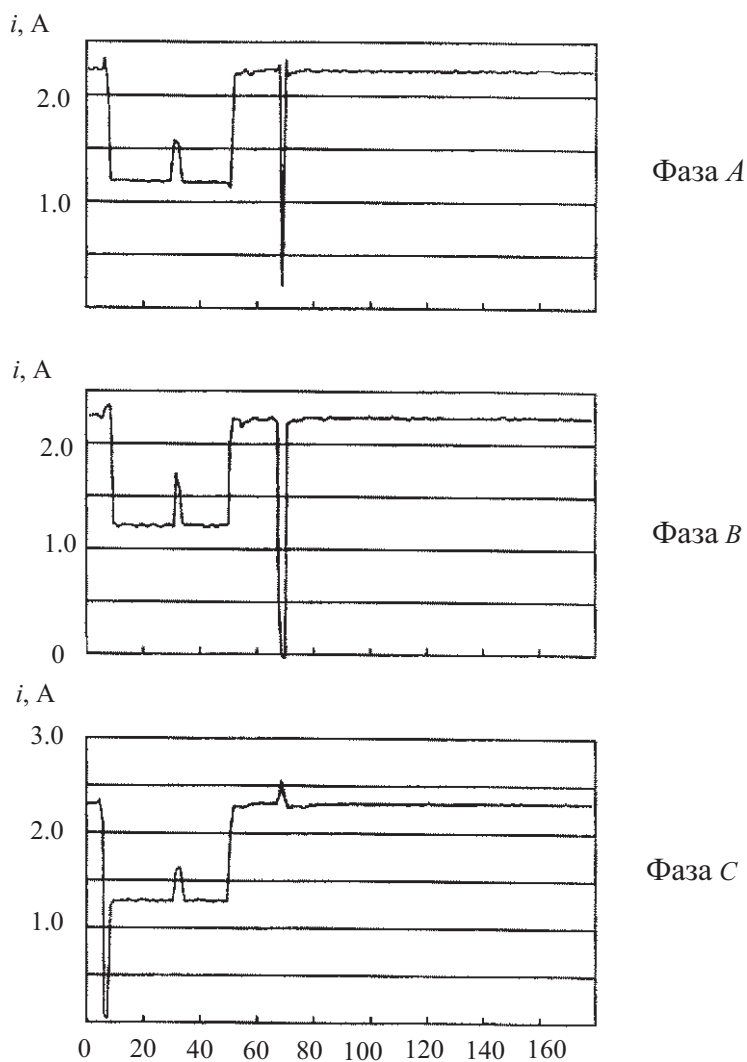


Рис. 3.17. Осциллограмма работы контактов контактора РПН силового трансформатора Т-2 типа ТДН-16000-110/10, установленного на подстанции «Заволжская» ОАО «Чувашэнерго», из чётного положения в нечётное.

Типовая осциллограмма работы контактов переключающих устройств производства Германии показана на **Рис. 3.16, г**.

Продолжительность моста немецких контакторов находится в пределах 15...25 мс.

Переключающие устройства немецкого производства типов SAV, SDV, SCV кроме дугогасительных и главных контактов, рассчитанных на работу при токе 400 А и более, оборудованы так называемым контактом покоя (шунтирующий нож).

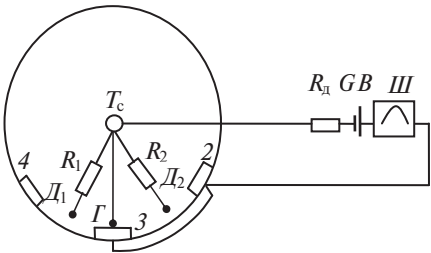


Рис. 3.18. Электрическая схема снятия временной диаграммы переключающего устройства тонкой регулировки.

2, 3, 4 — неподвижные контакты переключателя тонкой регулировки; T_c — токосъёмный контакт; R_1, R_2 — токоограничивающие резисторы; D_1, D_2, G — контакты избирателя тонкой регулировки (два дугогасительных и главные контакты); GB — аккумуляторная батарея; III — шунт гальванометра осциллографа; R_d — добавочный резистор.

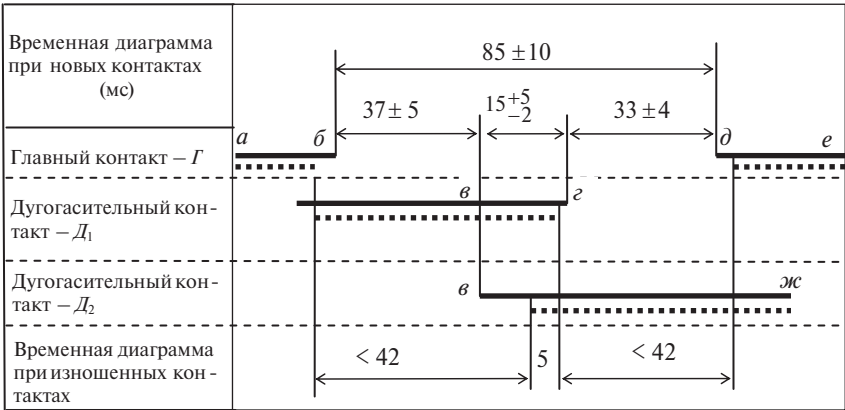


Рис. 3.19. Типовая временная диаграмма переключателя тонкой регулировки.

Этот контакт в нормальной работе шунтирует все контакты контактора, являясь рабочим контактом, не участвующим в цикле переключения. Он замыкается только после окончания цикла переключения и размыкается до начала переключения остальных контактов контактора. РПН типа SDV имеет ещё одну особенность: он применяется для регулирования напряжения в обмотках трансформатора, со схемой соединения в треугольник. По этой причине схема осциллографирования данного вида РПН несколько усложняется.

Рассмотрим особенности снятия осциллограмм токов быстродействующего РПН производства Германии, устанавливаемого на стороне обмотки высокого напряжения трансформатора, собранного в треугольник. Схема осциллографирования приведена на **Рис. 3.20**.

В переключающих устройствах типа SDV, устанавливаемых на стороне высокого напряжения в обмотках, собранных в треугольник, осциллографирование токов трёх фаз контактора одновременно невозможно из-за их взаимного влия-

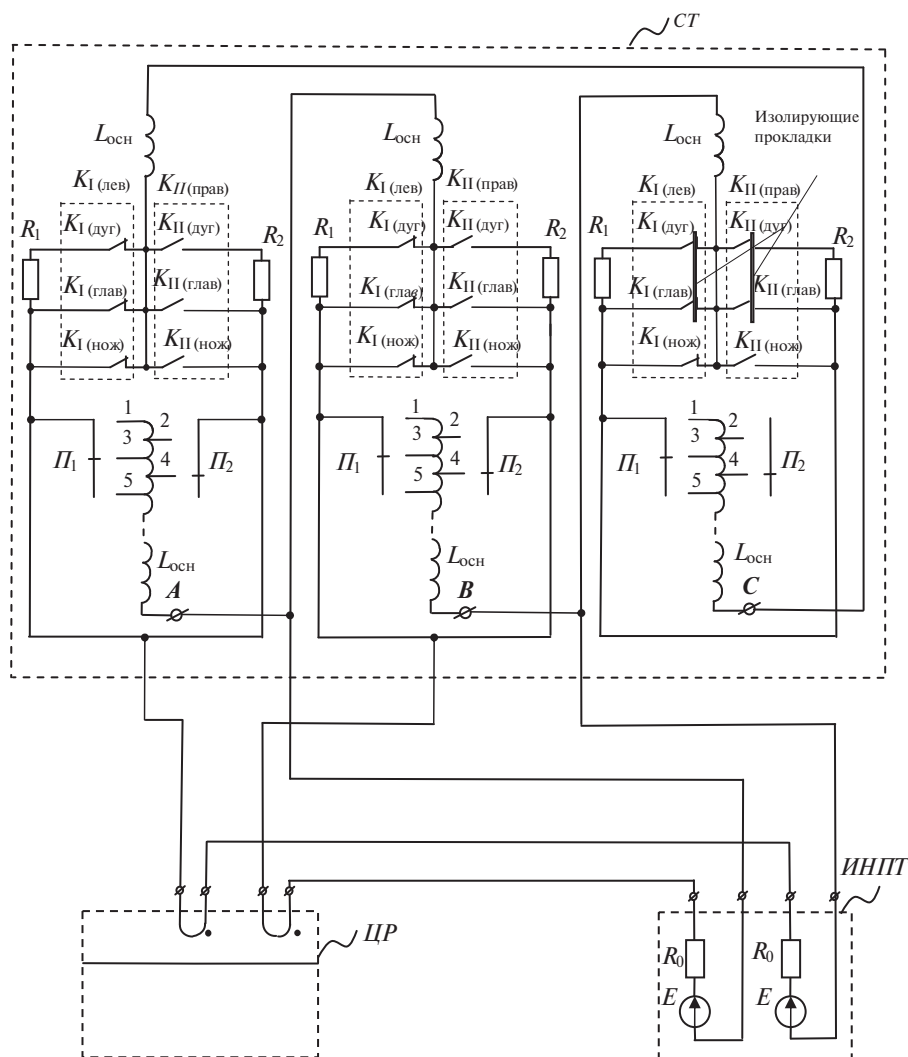


Рис. 3.20. Схема подключения цифрового осциллографа и источника внешнего напряжения к выводам контактов РПН.

СТ — силовой трансформатор; ЦР — цифровой регистратор;
 ИНПТ — источник напряжения постоянного тока; R_1, R_2 — токоограничивающие резисторы;
 Π_1, Π_2 — переключатели левого и правого плеча соответственно;
 $L_{осн}$ — индуктивность основной обмотки.

ния. По этой причине в контакторе в одной из фаз устанавливают изолирующие прокладки между подвижными и неподвижными дугогасительными и вспомогательными контактами обоих плеч контактора и осциллографируют работу двух фаз. Прокладки можно вырезать из картона или резины. Заметим, что картон обычно изнашивается после четырёх-пяти переключений. Затем прокладки пере-

ставляют в одну из фаз, уже проосциллографированную, и осциллографируют третью фазу контактора. Во всех случаях приводной механизм при осциллографировании управляется электрическим приводом.

На **Рис. 3.21, 3.22** соответственно приведены осциллограммы работы контактной системы РПН типа SDV-1-630-41/41 W19 от 5-го к 6-му положению переключателя и обратно — от 6-го к 5-му положению переключателя, установленного на силовом трансформаторе типа ТРДНС-25000/18,5/6 на Чебоксарской ТЭЦ-2. На этих осциллограммах наглядно отображается несинхронная работа контактной системы всех трёх фаз. На **Рис. 3.21, а** видно, что переключение контактов на фазе *AB* по отношению к фазе *BC* происходит с запаздыванием в 38 мс, при этом общее время переключения контактов фазы *AB* составляет 60 мс, а фазы *BC* — 55 мс. В процессе переключения в обратном направлении — от 6-го к 5-му положению переключателя — эта же фаза опережает фазу *BC* на 80 мс (**Рис. 3.22, а**), а общее время переключения контактной системы на фазе *AB* составляет 57 мс, на фазе *BC* — 61 мс.

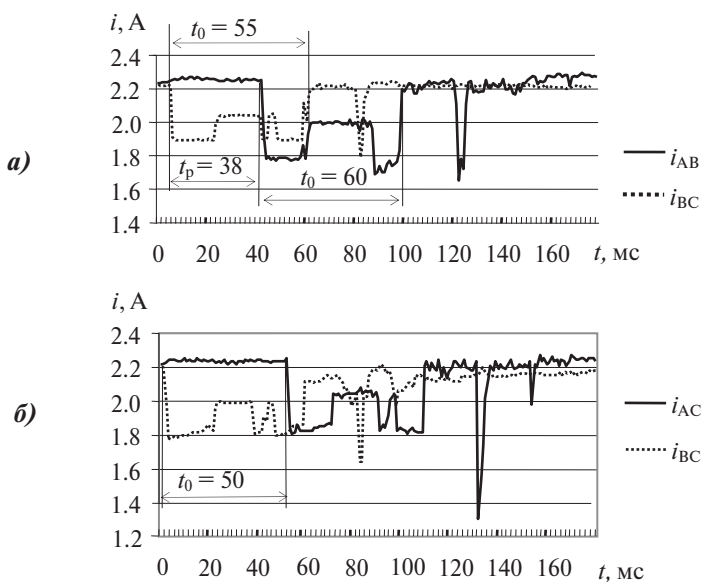


Рис. 3.21. Осциллограммы переключения контактов РПН типа SDV от 5-го к 6-му положению переключателя.

Переключение контактов контактора с нечётного к чётному ответвлению на фазе *AC* по отношению к фазе *BC* также происходит с запаздыванием и составляет 50 мс (**Рис. 3.21, б**). На фазе *AC* в конце переключения, как в режиме прямого и обратного хода положений переключающего устройства, ток в цепи практически обрывается, что свидетельствует о неисправности РПН.

На **Рис. 3.23** представлен вид РПН типа SDV-1-630-41/41 W19 после снятия крышки бака РПН и слива трансформаторного масла. В прил. 13 в качестве примера приведён один из типичных протоколов диагностики РПН традиционным методом.

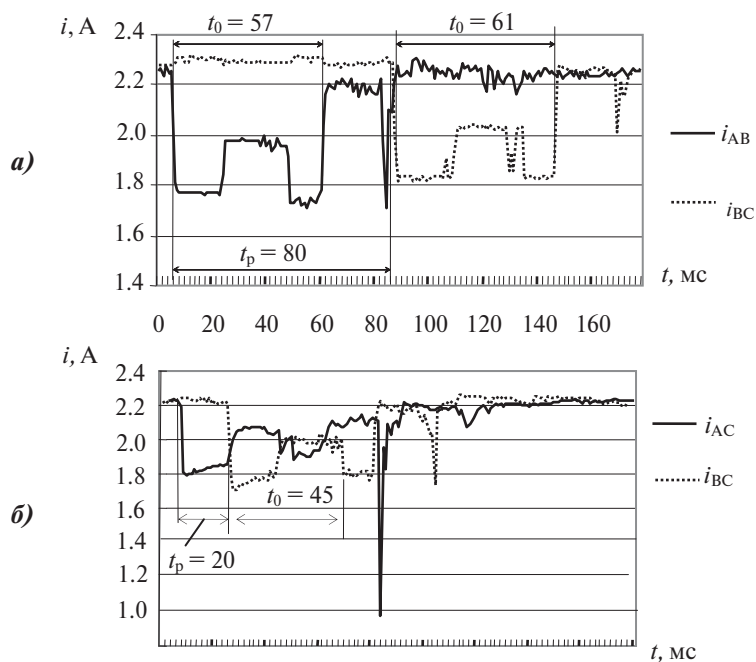


Рис. 3.22. Осциллограммы переключения контактов РПН типа SDV от 6-го к 5-му положению переключателя:
а) для фаз АВ и ВС; б) для фаз АС и ВС.

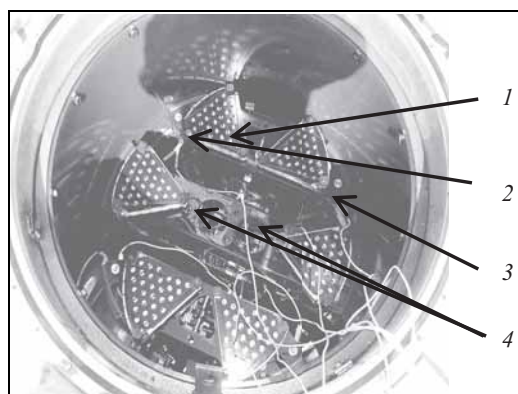


Рис. 3.23. РПН типа SDV-630 с подсоединёнными проводами к цифровому осциллографу (вид сверху):
а) для фаз АВ и ВС; б) для фаз АС и ВС.

1 — токоограничивающий резистор; 2 — место для подсоединения к левому плечу контактора;
3 — место для подсоединения к правому плечу контактора;
4 — изоляционные прокладки на фазе В.

Снятие осциллограмм токов в контактной системе РПН типа РНТА-35/200 производят с помощью специальной схемы раздвоения токов по чётным и нечётным неподвижным контактам РПН через дополнительные активные одинаковые сопротивления $R_1...R_6$ с использованием осциллографа и аккумуляторной батареи GB (Рис. 3.24) [233].

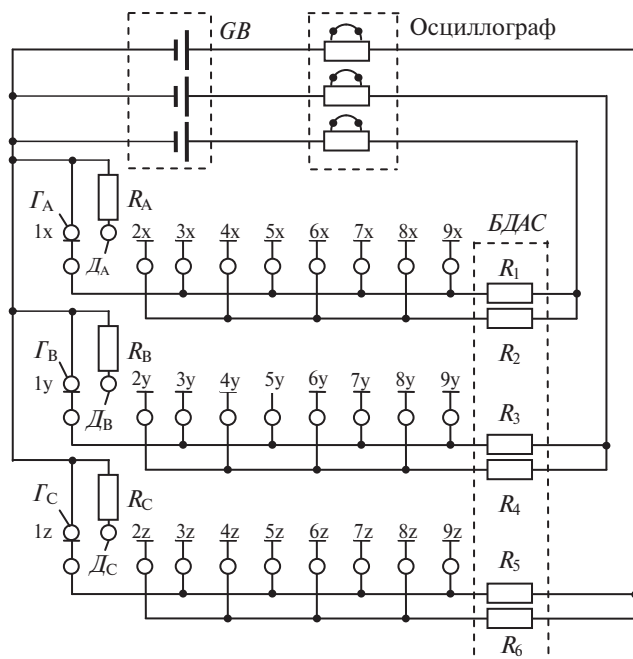


Рис. 3.24. Схема осциллографирования РПН типа РНТА-У-35/200 на заводе-изготовителе.

$\Gamma_A, \Gamma_B, \Gamma_C$ — главные контакты; $\Delta_A, \Delta_B, \Delta_C$ — дугогасительные контакты;

R_A, R_B, R_C — токоограничивающие резисторы;

БЛАС — блок дополнительных активных сопротивлений; GB — аккумуляторная батарея;

1x...9x, 1y...9y, 1z...9z — неподвижные контакты переключателя фаз A, B, C соответственно.

На Рис. 3.25, а, б приведены типовые осциллограммы работы контактной системы РПН типа РНТА-У-35/200Р-16/20-93У1. Эти осциллограммы получены техническим персоналом завода-изготовителя, так как данный способ снятия осциллограмм токов возможно осуществить только в заводских условиях с помощью специального стенда (см. Рис. 1.22), содержащего автономный электрический привод для переключения РПН с одного положения на другое, и блока активных дополнительных сопротивлений $R_1...R_6$. В полевых условиях, когда РПН установлен в рабочее положение на силовой трансформатор, известный способ применить для снятия временной диаграммы контактной системы РПН в настоящее время невозможно.

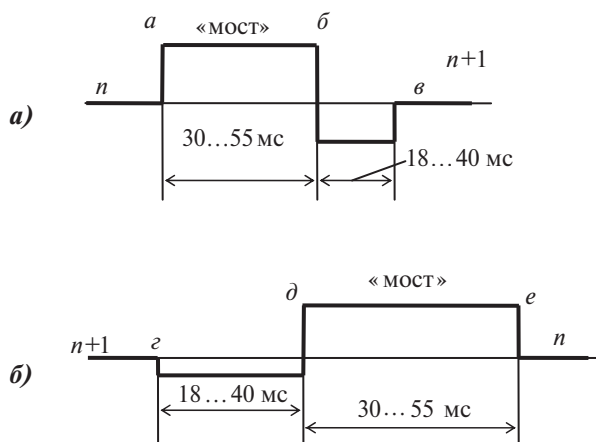


Рис. 3.25. Временные диаграммы устройства РПН при переключении из n в $n+1$ положение (а); и при переключении из $n+1$ в n положение (б).

- a — замыкание дугогасительного контакта на положение $n+1$;
- b — размыкание главного контакта из положения n ;
- $в$ — замыкание главного контакта на положение $n+1$;
- n — любое фиксированное положение переключателя, кроме крайнего;
- $г$ — размыкание главного контакта из положения $n+1$;
- d — замыкание главного контакта на положение n ;
- e — размыкание дугогасительного контакта из положения $n+1$.

ИНТРОДИАГНОСТИКА БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩИХ РПН С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦР

4.1. Снятие осциллограмм токов РПН в режиме интродиагностики

Традиционная методика осциллографирования токов контактной системы РПН требует достаточно трудоёмкой процедуры слива масла из бака РПН и присоединения цепей измерения непосредственно к узловым точкам контактов контактора внутри его бака. Ниже предложена методика ускоренной диагностики состояния контактной системы РПН с токоограничивающими резисторами без вскрытия бака и слива трансформаторного масла [237, 268...275].

На **Рис. 4.1** показана упрощённая схема замещения цепи «фаза—нейтраль» силового трансформатора высоковольтного ввода, включающая модель 1 контактора РПН с токоограничивающими активными резисторами R_1 , R_2 и модель 2 обмотки фазы B с индуктивностями L , $L_{отв}$, сопротивлениями R_ϕ и $R_{отв}$ и переключателями $П_1$ и $П_2$.

К схеме подключены источник напряжения постоянного тока *ИНПТ* с ЭДС E , активным сопротивлением R_0 и цифровой регистратор *ЦР*. Контактор со своими контактами и токоограничивающими резисторами по существу является основным узлом РПН. На схеме замещения контакты контактора и переключатели РПН для простоты представлены моделью двухстороннего пятипозиционного переключателя *SA*. Каждое переключение РПН с одного ответвления на другое соответствует последовательному переводу переключателя *SA* через пять положений: $a-b$, $b-v$, $v-z$, $z-d$, $d-e$. По обычной методике измерений со вскрытием бака РПН и сливом масла зажим фазы B подключается к зажиму контактора в точке B_0 , а *ИНПТ* — к зажимам B и N . В результате индуктивность обмотки фазы трансформатора не влияет на процессы увеличения и снижения тока при переключении РПН из одного положения в другое, и на осциллограмме наблюдается скачкообразное изменение тока (**Рис. 4.2, а**, кривая I).

Отметим, что длительности отдельных интервалов строго регламентируются заводом-изготовителем РПН (см. **Рис. 3.16, б...д**), поэтому отклонения от нормы свидетельствуют о нарушении регулировок контактов контактора.

Положениям $a-b$, $b-v$, $v-z$, $z-d$, $d-e$ переключателя *SA* (**Рис. 4.1**) соответствуют участки осциллограммы I, II, III, IV, V (см. **Рис. 4.2, б**, кривая I). Интервал между точками (t_1) и (t_4) характеризует длительность переключения, а между точками (t_2) и (t_3) — длительность нахождения контактов контактора в положении так называемого моста.

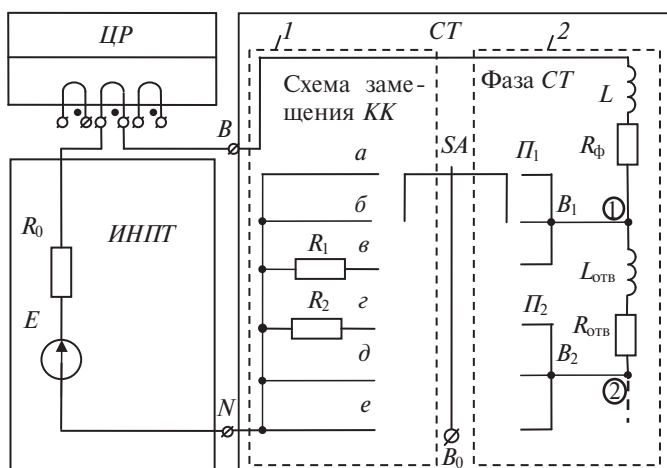


Рис. 4.1. Упрощённая схема замещения цепи «фаза—нейтраль» силового трансформатора относительно высоковольтного ввода с подключенными ИНПТ и цифровым регистратором.

ИНПТ — источник напряжения постоянного тока с ЭДС E и активным сопротивлением R_0 ;

ЦР — цифровой регистратор; СТ — обмотка фазы В трансформатора с индуктивностью L , сопротивлением R_Φ и контактором РПН; 1 — модель контактора РПН с токоограничивающими резисторами R_1 , R_2 , представленная в виде пятипозиционного переключателя SA;

2 — модель обмотки фазы В трансформатора с индуктивностями L , $L_{отв}$, сопротивлениями R_Φ , $R_{отв}$ и переключателями Π_1 , Π_2 , представленная в виде пятипозиционного переключателя SA.

При диагностике контактора без вскрытия бака РПН отсутствует возможность соединения точек B_0 и B , поэтому осциллограмма токов при переключении контактора существенно отличается от типовой (из-за влияния индуктивности обмотки) (Рис. 4.2, а, кривая 2). Однако математическая обработка полученной кривой позволяет получить временные характеристики длительности переключения контактов контактора, подобно тем кривым, которые получают при осциллографировании токов контактной системы переключающего устройства традиционным методом без слива трансформаторного масла и вскрытия бака РПН.

Рассмотрим работу РПН одной фазы с включенной обмоткой трансформатора, имеющей индуктивность L и R_Φ (Рис. 4.1). До начала переключения контактов контактора РПН, когда переключатель SA находится в положении $a-b$, и установившийся ток будет определяться следующим образом:

$$i_1 = \frac{E}{R + R_0}, \quad (4.1)$$

где E — источник напряжения постоянного тока, R_0 — его внутреннее сопротивление. Для каждого другого положения переключателя мгновенное значение осциллографируемого тока — тока источника с постоянной ЭДС — может быть найдено путём решения линейных дифференциальных уравнений первого порядка. Переходный ток i_2 при переключении переключателя SA из положения $a-b$ в положение $b-c$ можно представить следующим образом:

$$i_2 = \frac{E}{R_\phi + R_1 + R_0} + \left(\frac{E}{R_\phi + R_0} - \frac{E}{R_\phi + R_1 + R_0} \right) \cdot \exp \left(-\frac{t(R_\phi + R_1 + R_0)}{L} \right), \quad (4.2)$$

где R_1 — токоограничивающий резистор первого плеча контактов контактора, здесь и далее время t отсчитывается с момента начала соответствующего интервала переключения.

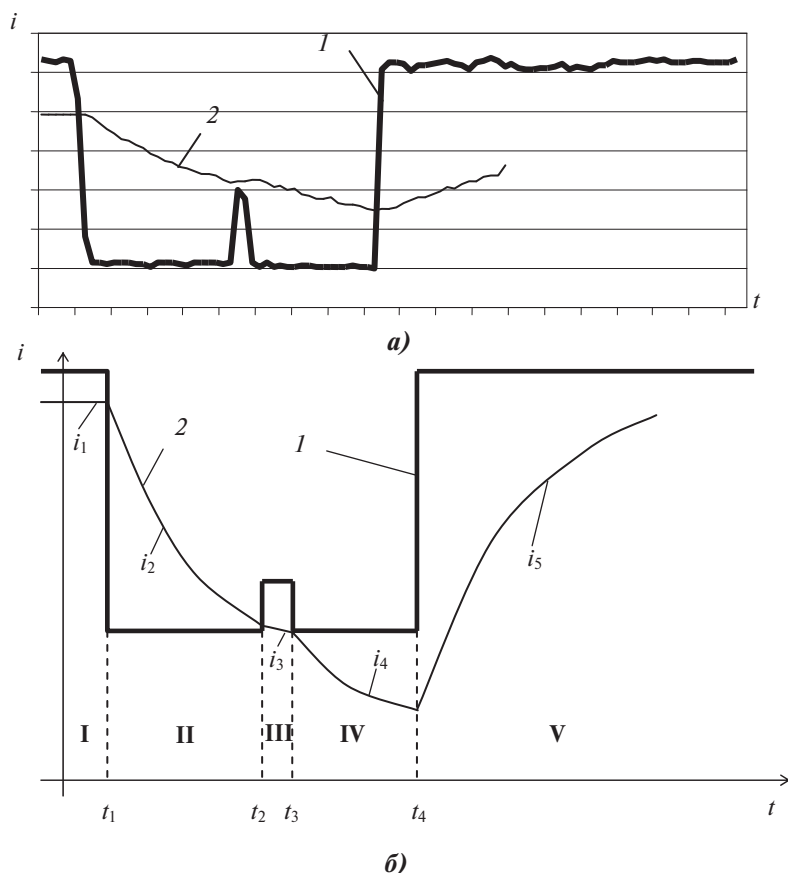


Рис. 4.2. Осциллограммы фазного тока контактов контактора РПН:

а) реальная осциллограмма тока одной из фаз контактора при отсоединённой (кривая 1) и присоединённой (кривая 2) обмотке трансформатора, полученная с помощью цифрового осциллографа;

б) осциллограммы фазного тока, построенные для произвольных параметров E , R_0 , L , R_ϕ , R_1 , R_2 при отсоединённой (кривая 1) и присоединённой (кривая 2) обмотке трансформатора.

- I — время совместной работы главных и дугогасительных контактов первого плеча контактора;
- II — время работы дугогасительного контакта первого плеча контактора;
- III — время совместной работы дугогасительных контактов первого и второго плеча контактора;
- IV — время работы дугогасительного контакта второго плеча контактора;
- V — время совместной работы главных и дугогасительных контактов второго плеча контактора.

Ток i_3 , возникающий при переключении переключателя SA из положения $b—в$ в положение $в—г$, находится из формулы

$$i_3 = \frac{E}{R_\phi + R_0 + R_3} + A_3 \cdot \exp\left(-\frac{t(R_\phi + R_1 + R_0)}{L}\right), \quad (4.3)$$

где R_3 — сопротивление в положении «мост» равняется

$$R_3 = \frac{R_1 R_2}{R_1 + R_2}, \quad (4.4)$$

причём R_2 — токоограничивающий резистор второго плеча контактов контактора, A_3 — постоянная интегрирования, которая находится из условия непрерывности тока в индуктивности в момент коммутации. Все последующие постоянные интегрирования A_4, A_5 (см. ниже) находятся аналогично.

Переходный ток i_4 при переключении из положения $в—г$ в положение $г—д$ (с учётом равенства токоограничивающих резисторов R_1 и R_2) выражается следующим образом:

$$i_4 = \frac{E}{R_\phi + R_0 + R_3} + A_4 \cdot \exp\left(-\frac{t(R_\phi + R_1 + R_0)}{L}\right). \quad (4.5)$$

При переключении из положения $г—д$ в положение $д—е$ выражение для соответствующего тока i_5 имеет вид

$$i_5 = \frac{E \left(1 - A_5 \cdot \exp\left(-\frac{t(R_\phi + R_0)}{L}\right) \right)}{R_\phi + R_0}. \quad (4.6)$$

На **Рис. 4.2, б** (кривая 2) изображена осциллограмма, построенная для произвольных параметров модели ($E, R_0, R_\phi, L, R_1, R_2$) и моментов переключения при условии $R_1 = R_2$.

Анализ осциллограммы для определения параметров процесса переключения контактов контактора РПН базируется на очевидных свойствах полученной кривой. Эта кривая является кусочно-непрерывной, состоящей из пяти интервалов. Процесс переключения контактов контактора РПН начинается в момент, когда кривая тока уменьшается по экспоненциальному закону (вогнутая), и завершается в момент минимального значения тока, после которого кривая тока увеличивается по экспоненциальному закону (выпуклая). Постоянные интервалы времени кривой осциллографирования от момента времени t_1 до t_2 и от момента времени t_3 до t_4 в процессе переключения равны, так как контактор РПН состоит из симметричных плеч, где R_1 и R_2 равны

$$\tau_2 = \tau_4 = \frac{L}{R_0 + R_\phi + R_1}. \quad (4.7)$$

От момента времени t_2 до t_3 , в так называемом положении «мост», постоянная времени τ_3 вычисляется из соотношения

$$\tau_3 = \frac{L}{R_0 + R_\phi + R_1 R_2 / (R_1 + R_2)} \quad (4.8)$$

или с учётом равенства R_1 и R_2 :

$$\tau_3 = \frac{L}{R_0 + R_\phi + R_1 / 2} \quad (4.9)$$

Очевидно, что τ_3 больше постоянных времени τ_2 и τ_4 . Поэтому на разных интервалах скорость изменения тока различна, и параметры процесса переключения контактов контактора РПН определяются в следующем порядке. Сначала в первом приближении находятся четыре характерные точки t_1, t_2, t_3, t_4 осциллограммы: интервал между точками t_1 и t_4 устанавливает длительность переключения, а интервал между точками t_2 и t_3 характеризует длительность нахождения контактов контактора в положении «мост».

Нахождение характерных точек осциллограммы, т. е. границ интервалов однородных участков кривой переходного тока, осуществляется следующим образом: t_1 определяется как момент времени окончания первого интервала наибольшего тока; t_4 — как момент наименьшего значения тока, представляющего собой граничное значение окончания четвёртого интервала; наконец, t_2 и t_3 — аналогично, как моменты, где резко (скачком) изменяются постоянные времени кривой тока переключения контактов контактора РПН. После этого вычисляется длительность переключения:

$$t_{\text{пер}} = t_4 - t_1, \quad (4.10)$$

находится время длительности «моста»:

$$t_{\text{моста}} = t_3 - t_2. \quad (4.11)$$

Далее определяется время переключения тока на главных (для РПН типов РС, РСГ, SAV, SCV, SDV) или дугогасительных (для РПН типа РНОА) контактов контактора РПН во II и IV интервалах:

$$t_{\text{впкг1}} = t_2 - t_1, \quad (4.12)$$

$$t_{\text{впкг2}} = t_4 - t_3. \quad (4.13)$$

Заметим, что в ветвях с главными (дугогасительными) контактами присутствует влияние токоограничивающих резисторов.

Следует отметить, что более точное определение характерных точек t_1, t_2, t_3, t_4 возможно процедурой нелинейной аппроксимации экспериментальной зависимости, представленной на **Рис. 4.2, а** (кривая 2) целевой функцией:

$$i(t) = i_1(t) + i_2(t - t_1) + i_3(t - t_2) + i_4(t - t_3) + i_5(t - t_4), \quad (4.14)$$

где $i_1(t) = 0$ при $t > t_1$; $i_2(t - t_1) = 0$ при $t < t_1$ и $t > t_2$; $i_3(t - t_2) = 0$ при $t < t_2$ и $t > t_3$; $i_4(t - t_3) = 0$ при $t < t_3$ и $t > t_4$; $i_5(t - t_4) = 0$ при $t < t_4$.

Такая аппроксимация становится возможной с применением современных вычислительных средств, при представлении экспериментальных значений тока в виде массива данных $[i(t_n), t_n]$, где $n = 0, 1, 2, \dots, M$ (M — некоторое натуральное число). Для этого при измерении токов необходимо использовать цифровой осциллограф, записывающий значения тока в энергонезависимую память с достаточной частотой дискретизации.

Очевидно, что применение обычного многоканального аналогового осциллографа типа Н107 и ему подобных для диагностики контактов контактора предложенным методом не представляется возможным. С помощью многоканального цифрового регистратора регистрация токов контактов контактора РПН и приведение кривой тока осциллографирования с помощью встроенной программы в ЦР к обычному виду (без вскрытия бака и слива трансформаторного масла) производится достаточно легко и быстро [237, 245, 268...269, 274].

На **Рис. 4.3** приведена схема для осциллографирования процесса переключения контактов контактора быстродействующего РПН силовых трансформаторов. Схема содержит трёхканальный источник напряжения постоянного тока *ТИНПТ*, трёхканальный цифровой регистратор *ЦР*, испытываемый силовой трёхфазный трансформатор с РПН.

Диагностика контактов контактора осуществляется следующим образом. Оператор переводит электрический привод РПН, допустим, в положение «1». После включения *ТИНПТ* в сеть питания по обмоткам *СТ*, каналам тока *ЦР* проходит ток. Однако из-за большой индуктивности обмотки время нарастания тока составляет около 10...15 мин, и осциллографирование производится лишь после его установления.

До установления токов в фазах обмотки оператор наблюдает на *ЖКД* плавное увеличение тока. После установления токов в фазах обмотки трансформатора оператор с помощью блока запуска цифровой регистрации *БЗЦР* (см. **Рис. 2.3**) подаёт команду пуска. Вычислительный блок *ВБ* при этом определяет три уставки на срабатывание трёх пусковых органов для каждого из токовых каналов *БДТ*, принимая их несколько меньшими значений установившихся токов в соответствующих фазах. Далее *ЦР* переходит в состояние ожидания пуска. После этого оператор с помощью электрического привода переводит РПН в положение «2». В момент переключения контактов контактора происходит пофазное снижение токов. В этом режиме срабатывают пусковые органы *ЦР*, и он регистрирует фазные токи обмотки трансформатора в блоке энергонезависимой памяти *БЭП*.

После этого *ЦР* (см. **Рис. 2.3**) одновременно измеряет токи датчиками тока и с помощью блока *АЦП* преобразовывает аналоговые величины в цифровые. Далее *ВБ* определяет постоянные составляющие токов в каждой из трёх фаз путём их усреднения и выдаёт полученные значения на *ЖКД*. Такой цикл «измерение — вычисление — визуализация» повторяется с интервалом в 1 с.

Циклы «измерение токов — выбор уставок пусковых органов — переключение РПН с записью токов в *БЭП* — ожидание установления тока» производятся для нескольких положений регулятора под нагрузкой в направлении увеличения и уменьшения положения переключающего устройства.

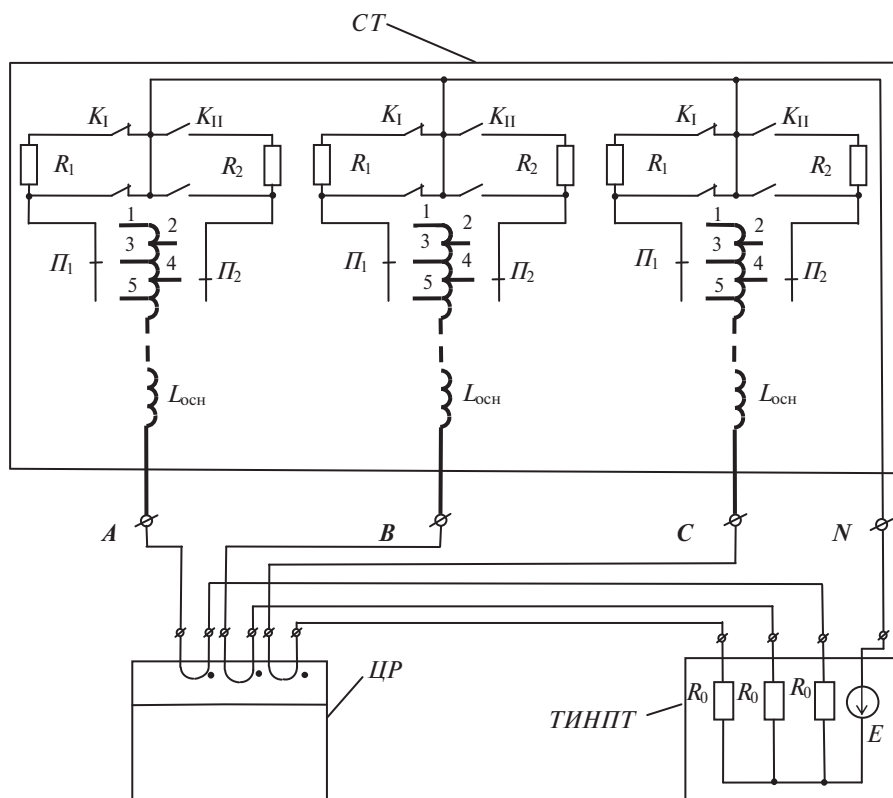


Рис. 4.3. Схема осциллографирования контактов контактора силового трансформатора без вскрытия бака регулятора под нагрузкой.

СТ — силовой трансформатор; ЦР — цифровой регистратор;
 ТИНПТ — трёхканальный источник напряжения постоянного тока;
 K_I, K_{II} — контактная система первого и второго плеча контактора соответственно;
 R_1, R_2 — токоограничивающие резисторы; Π_1, Π_2 — переключатели;
 E — ЭДС, источник напряжения постоянного тока; $L_{осн}$ — индуктивность основной обмотки;
 R_0 — внутреннее сопротивление источника.

Переключение РПН приводит к изменению установившихся токов фаз, так как сопровождается добавлением или исключением активного сопротивления витков между соседними ответвлениями обмотки, кроме того, могут различаться активные сопротивления контактов избирателя в разных положениях. В этих условиях в ЦР последующий запуск производится автоматически и корректно благодаря адаптивным программным пусковым органам (каждый раз вычисляются новые уставки на срабатывание в соответствии с новыми установившимися значениями тока). Так обеспечивается автосинхронизация запуска ЦР. Пример осциллограммы тока, полученной по одной фазе, приведён на **Рис. 4.2, а** (кривая 2). На **Рис. 4.2, б** кривая 1 получена после обработки вычислительным блоком ЦР кривой 2, построенной для произвольных параметров L, R_0, R_ϕ, R_1, R_2 , с учётом равенства сопротивлений R_1 и R_2 .

Для ускорения установления тока после включения *ТИНПТ* может быть использовано увеличение выходного напряжения его каналов оператором с помощью цепей регулирования выходного напряжения. При этом увеличение установившегося значения тока позволяет также увеличить точность измерения, так как эти измерения производятся в той части измерительного диапазона, где погрешность измерения минимальна.

Осциллограммы кривых фазных токов в этом случае имеют непрерывный характер (без скачков) из-за индуктивности фазных обмоток трансформатора, **Рис. 4.2, а** (кривая 2). Однако границы временных интервалов осциллограммы, которые соответствуют различным состояниям контактной системы контактора при переключении РПН, легко идентифицируются, как визуально, так и автоматически, с помощью компьютерной программы обработки данных измерений, **Рис. 4.4**. Встроенная программа формирует также приведённую к типовому виду осциллограмму, удобную для контроля временных характеристик РПН [272].

После окончания осциллографирования токов для нескольких положений РПН данные из *БЭП* через порт связи *ПС* передаются в персональный компьютер, где используются многофункциональные возможности последнего.

Примеры осциллограмм фазных токов силового трансформатора Т-1, заводской № 19924, установленного на подстанции «Заволжская» ОАО «Чувашэнерго» типа ТДН-16000/110/10 с исправным регулятором под нагрузкой типа РС-4, приведены на **Рис. 4.5**.

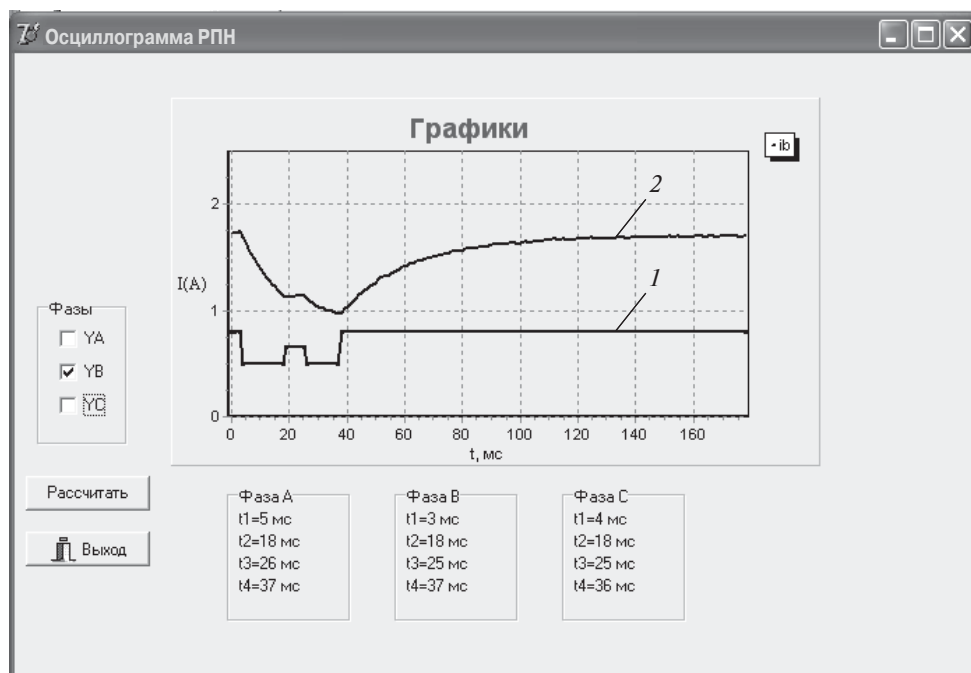


Рис. 4.4. Исходная осциллограмма (2) и обработанная (1) осциллограмма, полученная с помощью специальной компьютерной программы.

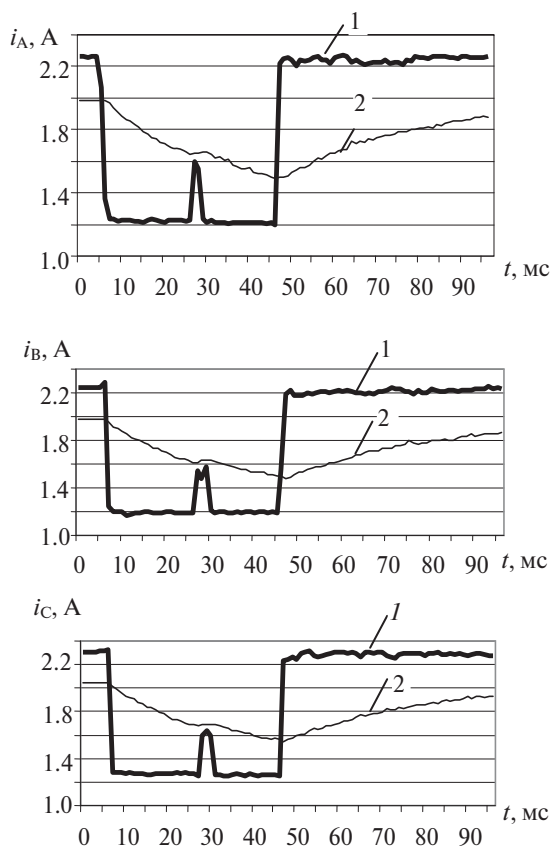


Рис. 4.5. Осциллограммы фазных токов трансформатора Т-1 типа ТДН-16000/110/10 с РПН РС-4, установленного на подстанции «Заволжская» ОАО «Чувашэнерго».

1 — традиционный способ измерения (без влияния индуктивности обмотки);
2 — измерения с учётом влияния индуктивности обмотки силового трансформатора.

Осциллограммы получены при одновременном трёхфазном переключении избирателей РПН из чётного положения в нечётное. Они изображены совмещёнными для традиционного и нового способа осциллографирования, где i_A , i_B , i_C — токи фаз A , B , C , меняющиеся во времени. По полученным осциллограммам (например, для фазы A) найдены: $t_1 = 5$ мс, $t_2 = 26$ мс, $t_3 = 31$ мс, $t_4 = 45$ мс, по которым вычислены параметры переключения контактов РПН: полная длительность переключения $t_4 - t_1 = 45 - 5 = 40$ мс, длительность «моста» $t_{\text{моста}} = t_3 - t_2 = 31 - 26 = 5$ мс, длительности переключения основных контактов в плечах контактора $t_2 - t_1 = 26 - 5 = 21$ мс и $t_4 - t_3 = 45 - 31 = 14$ мс.

На **Рис. 4.6** приведены примеры осциллограмм фазных токов трансформатора, установленного на подстанции «Красные Четаи» (Т-1 типа ТДН-16000/110/35/10, заводской № 13924), с неисправным контактором.

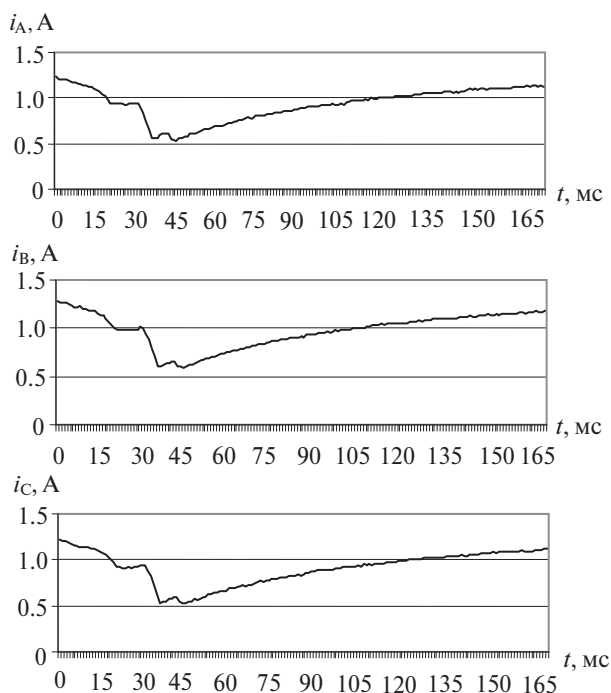
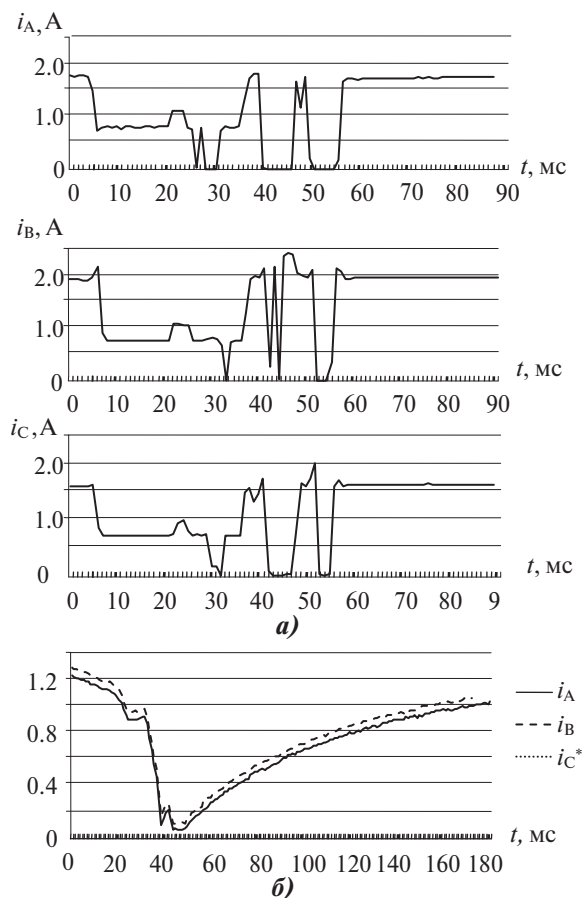


Рис. 4.6. Осциллограммы работы контактов контактора типа РС-4 без вскрытия бака РПН и слива трансформаторного масла (с учётом влияния индуктивности обмотки) на силовом трёхфазном трансформаторе Т-2 типа ТДН-16000/110/35/10, установленного на подстанции «Красные Четаи».

Осциллограммы токов существенно отличаются от осциллограмм исправных РПН (см. **Рис. 4.2**, кривая 2) увеличением количества явно выраженных изломов. После вывода трансформатора в ремонт и вскрытия бака РПН были обнаружены отклонения расстояния между дугогасительными контактами контактора (в разомкнутых положениях контактов) от норм, установленных заводом-изготовителем.

Предложенная методика позволяет оперативно оценивать состояние эксплуатируемых РПН и выявлять многие дефекты, особенно в силовых трансформаторах, выработавших значительную часть своего ресурса. В качестве примера рассмотрим осциллограммы токов дефектного контактора РПН типа РС-4, полученные с помощью традиционной методики (**Рис. 4.7, а**) и методики без слива масла (**Рис. 4.7, б**). Как видно из **Рис. 4.7, а**, на всех фазах размыкание контактов происходит несколько раз, что свидетельствует о неисправности контактора. О дефекте в его контактной системе можно судить и по осциллограмме, полученной без вскрытия бака РПН и слива трансформаторного масла. Обрыв тока в цепи обмотки трансформатора здесь прослеживается явно только один раз, а форма кривой тока существенно отличается от кривой на типовой осциллограмме исправного РПН (см. **Рис. 4.2**, кривая 1).



* Осциллограмма тока i_C совпадает с осциллограммой тока i_A .

Рис. 4.7. Осциллограммы токов контактора (РПН типа РС-4) трансформатора на подстанции «Алатырская» Алатырских электрических сетей: а) со сливом масла; б) без слива масла.

На **Рис. 4.8** приведены осциллограммы токов контактов контактора РПН типа РС-9, установленного на подстанции Магистральных электрических сетей филиала обособленного структурного подразделения ОАО «Чувашэнерго» без слива трансформаторного масла. Особенностью этих осциллограмм является явное отличие кривых от типовых осциллограмм, что означает наличие дефекта в контактной системе регулятора под нагрузкой.

Следующие осциллограммы получены на одном и том же РПН типа РС-4 (**Рис. 4.9**). Кривая 1 получена до ремонта переключателя, а кривая 2 — после ремонта. На кривой 1 ток на интервалах III и IV практически доходит до нуля. Это

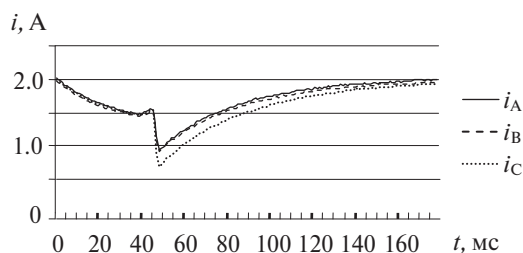


Рис. 4.8. Осциллограммы токов контактора РПН (без слива масла) типа РС-9, установленного на силовом трансформаторе Т-3 типа ТРДН-63000/220/10/10 подстанции «Абашево».

означает, что дугогасительные контакты плеч контактора имеют большое переходное сопротивление. После регулировки расстояния между подвижными и неподвижными контактами и устранения люфта центрального сегмента механизма переключения с чётного положения на нечётное переходное сопротивление между ними восстановилось и осциллограмма токов приняла следующий вид (**Рис. 4.9**, кривая 2):

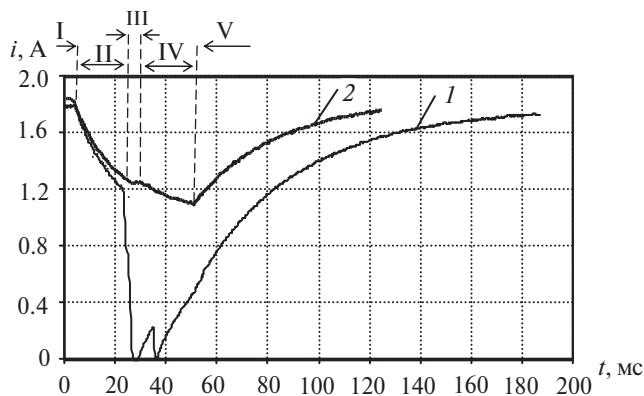


Рис. 4.9. Осциллограммы работы контактора одной из фаз типа РС-4, установленного на силовом трансформаторе подстанции «Вурманкассинская» СЭС ОАО «Чуваэнерго».

1 — до ремонта; 2 — после ремонта.

Следует обратить внимание на особенность работы многоканального цифрового регистратора с трёхканальным источником напряжения постоянного тока *ТИНПТ*. Благодаря абсолютно одинаковым стабилизированным ЭДС E каждого канала в фазах силового трансформатора магнитодвижущие силы компенсируются, поэтому магнитное состояние сердечников практически не меняется. Это обеспечивает достаточно быстрое протекание переходных процессов при пере-

ключении контактов контактора РПН и является сущностью способа снятия осциллограмм токов в контактной системе переключающего устройства без вскрытия бака и слива трансформаторного масла.

Источник напряжения постоянного тока обеспечивает одновременное регулирование по трём каналам выходного напряжения в диапазоне 5...24 В. ЦР позволяет хранить до 250 записей, в каждой из которых по три осциллограммы тока.

В прил. 14 (разд. П.14.1, П.14.2) приведены протоколы интродиагностики РПН типа РС-4.

4.2. Контроль токоограничивающих резисторов быстродействующих РПН

Посредством осциллографирования контактной системы РПН удаётся производить контроль токоограничивающих резисторов без вскрытия бака РПН и слива трансформаторного масла. Суть метода заключается в следующем: после получения осциллограммы тока, вид которой у исправного РПН показан на **Рис. 4.5**, кривая 2, её необходимо сравнивать с осциллограммой тока, полученной во время пусконаладочных испытаний силового трансформатора.

В случае совпадения осциллограммы с кривой тока, снятой при пусконаладочных испытаниях трансформатора, считается, что дефекты в токоограничивающих резисторах и в контактной системе контактора отсутствуют.

Качественные осциллограммы кривых токов РПН типа РС-4 при обрыве токоограничивающего резистора, расположенного в разных плечах контактора, представлены на **Рис. 4.10**.

В случае обрыва токоограничивающего резистора одного из плеч контактора (например, левого) осциллограмма тока на втором интервале будет отлична от первоначального значения, полученного при пусконаладочных испытаниях оборудования или от данных предыдущих измерений, и в начале второго интервала практически будет равна нулю (**Рис. 4.10, б**). Разумеется, при обрыве токоограничивающего резистора следующего плеча (правого), ток на четвёртом интервале будет равен нулю, а форма кривой тока будет иметь вид, как показано на **Рис. 4.10, в**.

В случае обрывов токоограничивающих резисторов одновременно на обоих плечах контактора ток на всех трёх интервалах (II...IV) практически будет равен нулю, а форма кривой тока будет иметь вид, как показано на **Рис. 4.10, г**.

На **Рис. 4.11** представлены осциллограммы токов в случае нарушения контактной системы РПН (подгар в дугогасительных и главных контактах). Конечно, при таких дефектах осциллограммы токов по абсолютной величине будут значительно меньше по сравнению с осциллограммой тока на фазе, где отсутствует дефект. В нашем случае, как видно на **Рис. 4.11**, на фазах *А* и *В* (на которых имеются дефекты) токи значительно меньше по сравнению с токами на фазе *С*.

Наоборот, при витковых замыканиях в токоограничивающих резисторах осциллографируемый ток по абсолютной величине окажется значительно больше по сравнению с током, измеренным при пусконаладочных испытаниях РПН (на

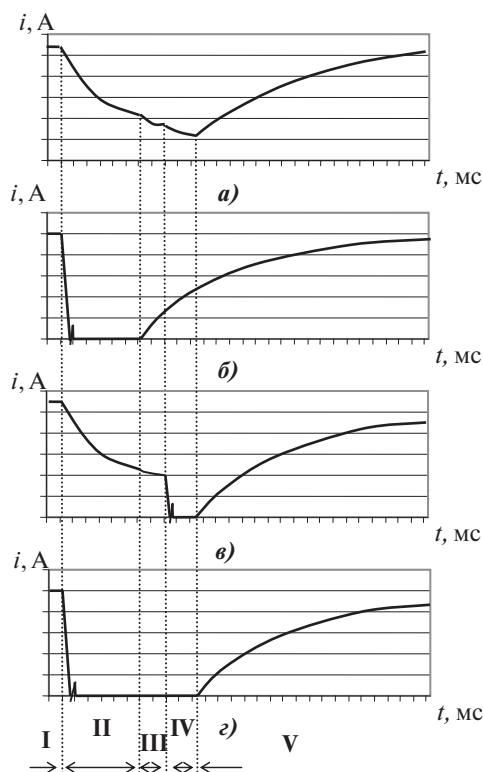


Рис. 4.10. Осциллограммы токов в случае обрыва токоограничивающего резистора:

- а) дефекты в контактной системе отсутствуют;
- б) обрыв токоограничивающего резистора первого (левого) плеча контактора;
- в) обрыв токоограничивающего резистора второго (правого) плеча контактора;
- г) обрыв токоограничивающего резистора одновременно в обоих плечах контактора.

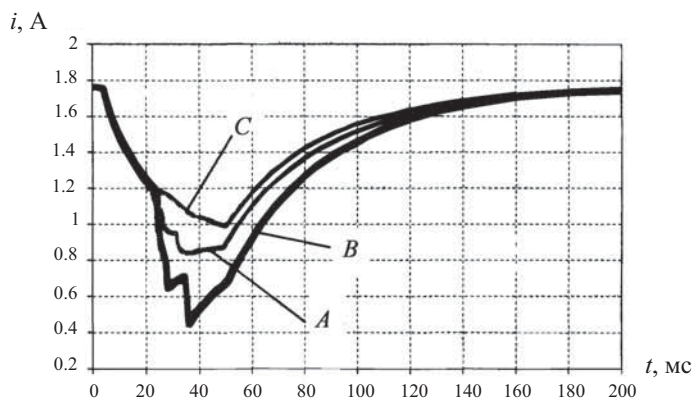


Рис. 4.11. Вид осциллограмм токов в случае нарушения контактной системы РПН.

На фазах *A* и *B* переходное сопротивление контактов выше по сравнению с присутствующим на фазе *C*. Осциллограммы получены на РПН типа РС-4, установленном на силовом трансформаторе подстанции «Вурманкассинская» Северных электрических сетей ОАО «Чувашэнерго».

рисунке не показан). Очевидно, что по анализу кривой тока в результате осциллографирования работы контактной системы контактора можно проводить оценку его состояния.

Оценка производится путём сравнения осциллограмм с аналогичными осциллограммами, полученными во время пусконаладочных испытаний при переключениях контактора с одного соответствующего положения на другое.

Таким образом, путём сравнения полученных осциллограмм токов с пусконаладочными или осциллограммами, полученными в предшествующих испытаниях, возможно проводить диагностику цепей токоограничивающих резисторов в каждом плече каждой фазы контактора быстродействующих РПН таких типов, как РС, РНОА, ЗРНОА, SCV, SAV, SDV [273, 275].

4.3. Интродиагностика РПН типа РНОА-110/1000

Рассмотрим особенности осциллографирования РПН типа РНОА-110/1000. Основным узлом контактора является выемная часть, которая размещена в герметичном корпусе. Выемная часть состоит из смонтированных в бакелитовом цилиндре механизма переключения типа КНОА, токоограничивающих резисторов и деталей передачи движения (Рис. 1.19, 1.29, 1.30, 3.4). Корпус контактора состоит из бумажно-бакелитового цилиндра, на котором размещены электрические контакты, металлической крышки, верхнего и нижнего фланцев. На верхнем фланце расположены поворотный конический редуктор, который служит для сочленения механизма устройства с приводом (Рис. 1.19), а также патрубки для слива масла из ёмкости контактора и соединения её с расширителем. Сливной патрубок подсоединён к трубке, конец которой находится на дне корпуса контактора. В крышку контактора вмонтирована предохранительная мембрана, которая разрушается при недопустимом повышении давления в корпусе контактора [234].

Ввиду того что контактор типа РНОА-110/1000 выполнен в однофазном исполнении и каждая фаза имеет свой обособленный электрический привод, на практике на подобных регуляторах редко удаётся достичь синхронного переключения контактов контактора разных фаз. Следовательно, из-за влияния магнитопровода и неодновременности переключения РПН осциллографируемые токи, выполненные по методике, описанной в разд. 4.1, искажаются настолько, что последующий анализ их может быть затруднен, а точная диагностика работоспособности даже невозможна. В связи с этим в [274, 275] разработан следующий способ осциллографирования токов контактов контактора РПН типа РНОА-110/1000, установленных на линейных выводах обмотки 110 кВ автотрансформатора 220 кВ по особой схеме, которая несколько отличается от той, что представлена на Рис. 4.3.

Электрическая схема для реализации предложенного метода приведена на Рис. 4.12. В схеме содержится трёхканальный источник напряжения постоянного тока *ТИНПТ*, цифровой регистратор *ЦР* с тремя датчиками токов *ДТ*, соединительный четырёхпроводной кабель *СЧК*, испытуемый силовой трёхфазный автотрансформатор *СТА* с РПН, проводник, соединяющий выводы высоковольтной

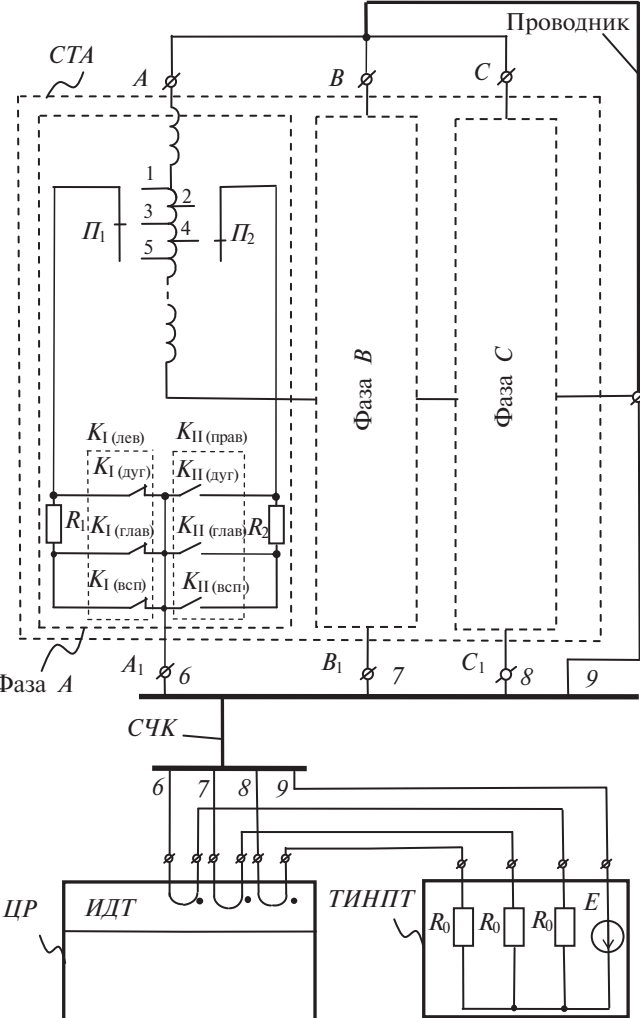


Рис. 4.12. Схема осциллографирования быстродействующего РПН с обособленными приводами.

ТИНПТ — трёхканальный источник напряжения постоянного тока;

ИДТ — измерительные датчики тока; *ЦР* — цифровой регистратор;

СЧК — соединительный четырёхпроводной кабель; *СТА* — испытуемый силовой трёхфазный автотрансформатор с РПН; A_1, B_1, C_1 — выводы обмотки *СН* (110 кВ);
 A, B, C — выводы обмотки *ВН* (220 кВ).

обмотки автотрансформатора с его нейтралью. Заметим, что эта схема отличается от схемы, изображённой на **Рис. 4.3**, тем, что выводы обмотки *ВН* автотрансформатора имеют связь с его нейтралью и общим зажимом *ТИНПТ*.

Суть предложенного метода поясним на примере диагностики РПН типа РНОА-110/1000, установленного на силовом автотрансформаторе АТДЦН-

125000/220/110/6. Напомним, что определение характера процесса переключения контактов контактора РПН производится путём цифрового осциллографирования токов одновременно в трёх фазах без вскрытия бака РПН и слива трансформаторного масла. Благодаря соединению выводов высоковольтной обмотки с нейтралью автотрансформатора ток от *ТИНПТ* в каждой фазе разветвляется и протекает как по стороне обмотки среднего напряжения, так и по стороне высоковольтной обмотки трансформатора, при этом создаются противоположные магнитодвижущие силы на каждом из сердечников обмотки.

Ввиду того что количество витков на обмотках среднего (110 кВ) и высокого напряжения (220 кВ) на автотрансформаторе практически одинаково, а токи по ним проходят в противоположных направлениях, магнитодвижущие силы в каждой фазе в указанных обмотках взаимно компенсируются. Магнитная связь обмоток в этом режиме близка к нулю, а нарастание токов при переключениях отвлений определяется в основном индуктивностями рассеяния.

В связи с этим многократно снижается влияние неодновременности переключения контактов контактора разных фаз на осциллографируемые токи.

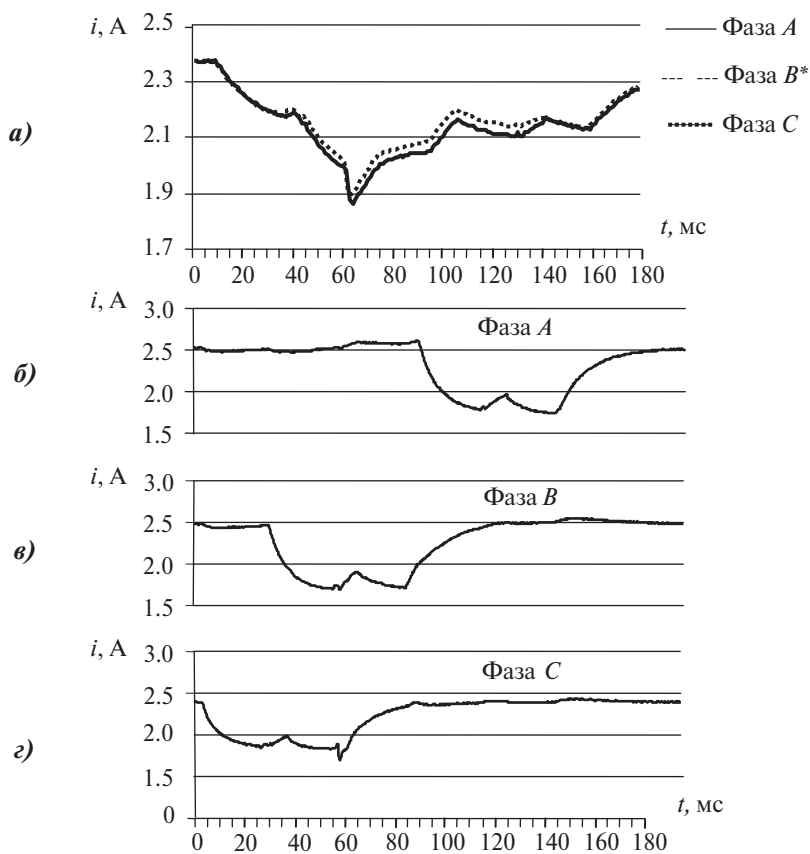
Осциллограммы токов на **Рис. 4.13** получены разными способами на одном и том же РПН. Причём совмещённые осциллограммы всех трёх фаз на **Рис. 4.13, а** изображены для режима переключения по схеме, когда выводы обмотки 220 кВ автотрансформатора не подсоединены к его нейтрали. Осциллограммы токов отдельных фаз на **Рис. 4.13, б, в, г** получены в случае соединения выводов обмотки 220 кВ с нейтралью автотрансформатора.

Идентичность осциллограмм токов фаз на **Рис. 4.13, а** обусловлена сильной электромагнитной связью обмоток, и по этим одинаковым кривым невозможно получить достаточно точные параметры переключения контактов контактора в каждой из фаз. Напротив, по осциллограммам токов отдельных фаз, изображённых на **Рис. 4.13 б, в, г**, полученных с помощью предложенного метода по схеме **Рис. 4.12**, возможна достоверная оценка параметров процесса переключения контактов контактора регулятора под нагрузкой РПН типа РНОА-110/1000. На них отчётливо видны моменты переключений как чётных, так и нечётных плеч контакторов, длительность работы токоограничивающих резисторов, их целостность, а также разновременность работы каждой из фаз переключающего устройства.

Например, на осциллограмме **Рис. 4.14** на фазе *С* для РПН другого трансформатора видно отставание в движении механизма переключения по сравнению с фазой *А* на 75 мс, с фазой *В* на 35 мс и явно выраженный разрыв в цепи в конце переключения контактора, что требует профилактического ремонта переключателя.

Таким образом, предложенный способ осциллографирования со схемой соединения высоковольтной обмотки с нейтралью силового автотрансформатора 220 кВ позволяет получить достаточно объективную информацию о параметрах процессов переключения контактов контактора типа РНОА-110/1000 при его осциллографировании [274].

Одним из типичных отклонений от нормы работы контактора РПН типа РНОА является неодновременное пофазное переключение контактора. Данную



* Осциллограмма тока фазы В совпадает с осциллограммой фазы А.

Рис. 4.13. Осциллограммы токов разных фаз контакторов РПН типа РНОА-110/1000, установленного на автотрансформаторе АТДЦТН-125000/220/110/6.

неисправность можно выявить только снятием осциллограмм токов в контактной системе одновременно на трёх фазах РПН [259, 269]. Осциллографированием контактной системы одновременно всех трёх фаз определяется корректность регулировки приводного механизма контакторов и его схемы управления. Если контакты контактора не работают синхронно, то за счёт появления напряжения 2300...2500 В между соседними ответвлениями трёх фаз за время разброса переключения контактов по ним текут уравнивающие токи. Вследствие этого подгорают контакты контактора, что влечёт за собой дополнительное загрязнение жидкости за счёт затягивания дуги во время переключения регулятора с одного на другое положение, а также резко увеличивается вероятность выхода из строя токоограничивающих резисторов и последующего отказа трансформатора вследствие работы газовой защиты РПН.

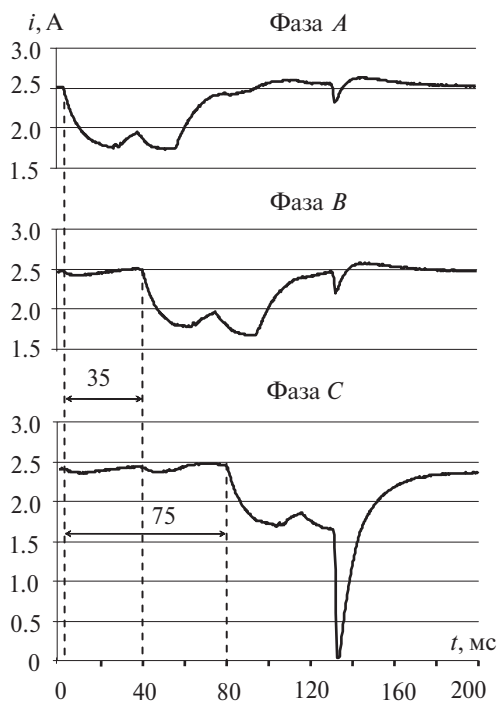


Рис. 4.14. Осциллограммы токов разных фаз контакторов РПН типа РНОА-110/1000, установленного на автотрансформаторе АДЦТН -125000/220/110/10.

Если осциллограммы токов, произведённые на РПН типов РС, SDV, SCV, SAV (без слива масла) по методу, описанному в работе [237], демонстрируют одновременность переключения контактов, а временные характеристики переходного процесса переключения окажутся в норме, нет необходимости выполнять трудоёмкую операцию осциллографирования контактной системы РПН со сливом диэлектрической жидкости [268...270]. Исключение составляет РПН типа РНОА-110/1000, где необходима периодическая чистка внутренней поверхности бакелитового цилиндра [276, 277].

К сожалению, [30] не предусматривает ни периодической чистки контактора РНОА-110/1000, ни осциллографирования работы контактной системы РПН в силовом трансформаторе во время текущей эксплуатации. С одной стороны, это скорее было вызвано тем, что парк силовых трансформаторов был относительно молод, а с другой — не было совершенных устройств и методики выполнения данной работы без вскрытия бака РПН. В настоящее время осциллографирование выполняется в течение нескольких минут без вскрытия бака РПН и слива трансформаторного масла. По изложенным причинам в работах [269, 276, 277] предложено внести соответствующие изменения в руководящий документ [30].

Основные достоинства предложенного способа и устройства для его осуществления:

- простая схема измерения;
- отсутствие необходимости вскрытия бака РПН и слива трансформаторного масла;
- исключение привлечения специально обученного персонала для подключения цифрового регистратора к выводам контактов контактора РПН;
- сокращение материальных затрат;
- сокращение времени для осуществления процесса осциллографирования более чем в 30 раз;
- исключение вероятности загрязнения диэлектрической жидкости и окружающей среды;
- возможность определения состояния контактов контактора при любых условиях окружающей среды;
- точная оценка основных параметров процесса переключения контактов контактора РПН (при исправном контакторе);
- возможность оценки исправности (интродиагностика) токоограничивающих резисторов;
- автоматическая синхронизация запуска цифрового регистратора с началом процесса переключения контактов контактора;
- возможность создания базы данных в электронном виде.

Цифровую диагностику РПН удобно использовать для силовых трансформаторов, высоковольтные обмотки которых соединены в звезду с отводами возле нейтральной точки, выведенной на корпус СТ. Диагностика РПН силовых трансформаторов, обмотки которых соединены в треугольник, по такой методике без слива масла невозможна [230].

4.4. Интродиагностика РПН типа РНТА-У-35/200

Для диагностики цепей дугогасительных контактов РПН типа РНТА-35/200 Тольяттинского трансформаторного завода на **Рис. 4.15** приведена схема подключения *ЦР* к выводам обмотки высоковольтного трансформатора с помощью соединительного четырёхпроводного кабеля [271].

ЦР имеет три измерительных датчика тока *ИДТ* и питается от трёхканального источника напряжения постоянного тока *ТИНПТ*. РПН типа РНТА-35/200 имеет единый привод (на рисунке не показан), и все три фазы регулятора (*11*, *12*, *13*) находятся в отдельной ёмкости, заполненной маслом. Этот тип регулятора отличается от других быстродействующих РПН тем, что в нём избиратель, контактор и приводной механизм всех трёх фаз выполнены в едином блоке, т. е. контакты избирателя и контактора находятся в одной ёмкости, а привод установлен на её крышке.

На **Рис. 4.15** показаны токоограничивающие резисторы *17*, главный *18* и дугогасительный *19* подвижные контакты, установленные на фазе *А* силового трансформатора. На **Рис. 4.16** показан порядок работы главного *18* и дугогасительного *19* подвижных контактов при переводе переключающего устройства с седьмого на восьмое положение.

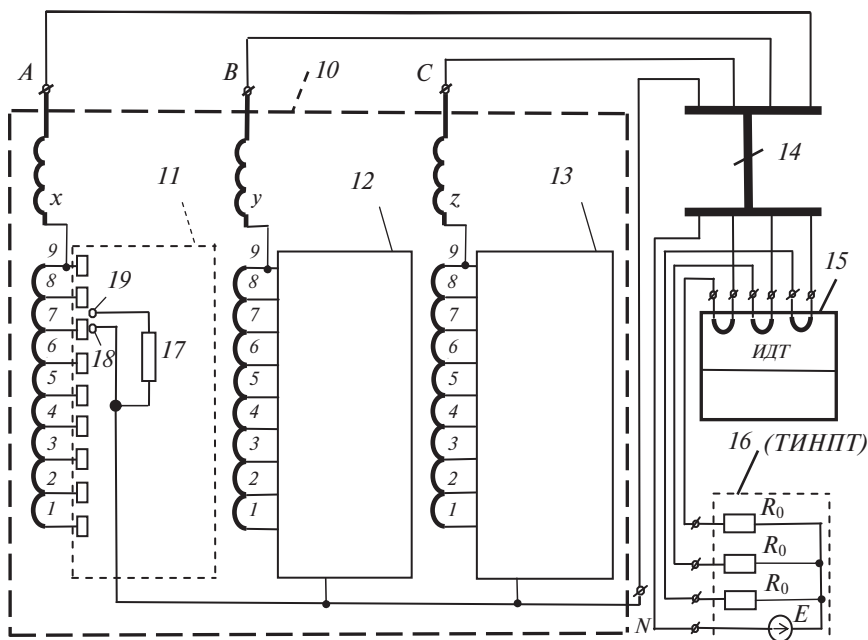


Рис. 4.15. Схема подключения цифрового регистратора для диагностики цепей дугогасительных контактов РПН типа РНТА.

1...9 — номера ответвлений переключателя; 10 — силовой трансформатор;
 11...13 — РПН фаз А, В, С соответственно; 17 — токоограничивающий резистор;
 18 — главный контакт; 19 — дугогасительный контакт; 14 — соединительный четырёхпроводной кабель (СЧК); 15 — цифровой регистратор, где ИДТ — измерительные датчики тока;
 16 — трёхканальный источник напряжения постоянного тока (ТИНПТ).

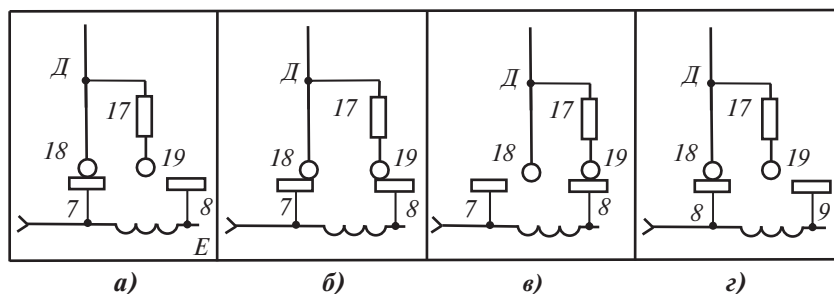


Рис. 4.16. Порядок работы главного и дугогасительных контактов устройства типа РНТА-Y-35/200 при переводе с седьмого ответвления обмотки на восьмое:

- а) исходное седьмое положение РПН; б) схема моста;
 в) положение схемы, в которой ток проходит только через дугогасительные контакты;
 г) исходное восьмое положение РПН.

7...9 — номера ответвлений обмотки; 17 — токоограничивающий резистор;
 18 — главный контакт; 19 — дугогасительный контакт.

На **Рис. 4.17** приведены реальные осциллограммы токов, полученные на трёх фазах РПН типа РНТА-35/200 с помощью ЦР.

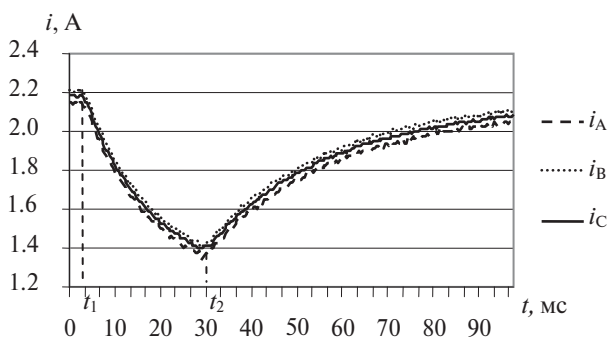


Рис. 4.17. Осциллограммы токов дугогасительных контактов РПН типа РНТА-35/200 (зав. № 44) трансформатора Т-2 типа ТРДН-25000/110/6 (зав. № 23077), установленного на подстанции «Западная» СЭС ОАО «Чувашэнерго» (без слива масла и без вскрытия бака РПН).

На **Рис. 4.18** представлены виды осциллограмм тока при различных дефектах в цепи дугогасительного контакта РПН типа РНТА-У-35/200.

Для диагностики цепей дугогасительных контактов 19 РПН (в котором избиратель, контактор и приводной механизм выполнены в едином блоке) с токоограничивающими резисторами 17, силового трёхфазного трансформатора 10, производят осциллографирование токов по схеме, приведённой на **Рис. 4.15**, с помощью ЦР, с использованием ТИНПТ и соединительного четырёхпроводного кабеля СЧК.

Видно, что до момента времени t_1 (**Рис. 4.17**) положению главных 18 и дугогасительных 19 подвижных контактов соответствуют состояния, изображённые на **Рис. 4.16, а, б**, так как ток проходит только через главный контакт.

Перемещение главного 18 и дугогасительного 19 контактов, изображённое на **Рис. 4.16, в**, будет соответствовать промежутку времени, начиная от t_1 до t_2 (**Рис. 4.17**). В этом интервале времени ток проходит через токоограничивающий резистор, и кривая тока уменьшается по экспоненте до некоторого значения. Начиная с момента t_2 , осциллографируемый ток проходит только через главный контакт, и кривая тока осциллографирования будет нарастать по экспоненте. После момента времени t_2 (**Рис. 4.17**) положению главных 18 и дугогасительных 19 контактов соответствует состояние, изображённое на **Рис. 4.16, г**.

На **Рис. 4.18, б, в, г** представлены качественные осциллограммы кривых токов РПН типа РНТА-35/200 при различных дефектах в цепи (от точки Д до точки Е) дугогасительного контакта (**Рис. 4.16, а**). В частности, на **Рис. 4.18, а** приведена осциллограмма тока одной фазы бездефектного РПН.

В случае наличия дефекта в контактной системе дугогасительного контакта (переходное сопротивление превышает данные, измеренные на заводе-изготовителе, или данные предыдущих измерений), очевидно, постоянная времени (τ) будет превышать первоначальное значение, полученное при

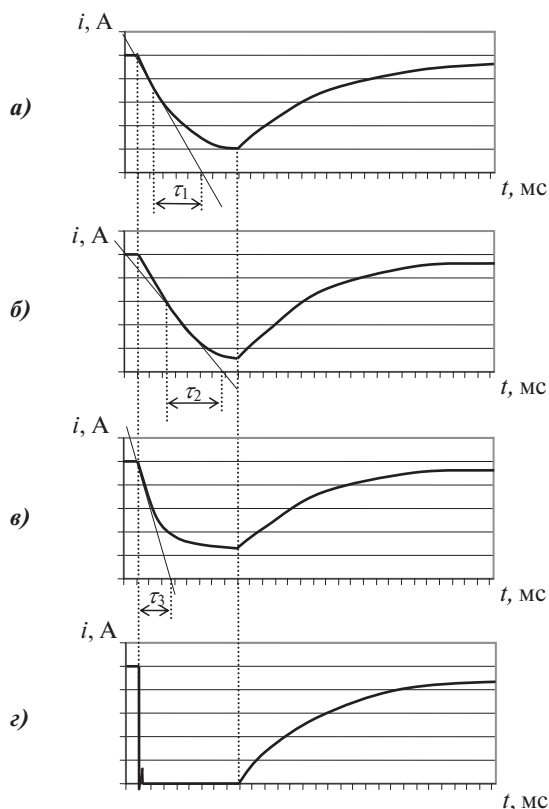


Рис. 4.18. Ориентировочный вид осциллограмм тока при различных дефектах в цепи дугогасительного контакта РПН типа РНТА-35/200, где $\tau_3 \leq \tau_1 \leq \tau_2$:
 а) дефекты в контактной системе отсутствуют; б) наличие дефекта в контактной системе;
 в) витковое замыкание ТР; г) обрыв ТР.

пусконаладочных испытаниях оборудования или от данных предыдущих измерений (Рис. 4.18, б — $\tau_2 > \tau_1$).

В случае виткового замыкания токоограничивающего сопротивления 17 постоянная времени (τ) резко изменится в сторону уменьшения ($\tau_3 < \tau_1$). Форма кривой тока (i) в этом случае будет иметь вид, как показано на Рис. 4.18, в. Разумеется, в случае обрыва токоограничивающего резистора 17 постоянная времени (τ) будет равна нулю, и форма кривой тока будет иметь вид, как показано на Рис. 4.18, г.

Таким образом, по анализу кривой тока осциллографирования (при переключениях регулятора с одного соответствующего положения на другое) дугогасительных контактов 19 и путём сравнения осциллограмм (по изменению постоянной времени (τ)) с аналогичными осциллограммами, полученными во время пусконаладочных испытаний, возможно осуществить диагностику цепей дугогасительных контактов в каждой фазе РПН типа РНТА-35/200 производства Толь-

яттинского трансформаторного завода. Главным достоинством этой методики является определение состояния токоограничивающих резисторов без разбора РПН, без демонтажа его с корпуса трансформатора в полевых условиях на месте установки силового трансформатора.

Основными достоинствами предложенного способа являются:

- сокращение материальных затрат и времени диагностики;
- исключение вероятности загрязнения диэлектрической жидкости и окружающей среды;
- возможность контроля переходного сопротивления в дугогасительном контакте;
- возможность контроля токоограничивающих резисторов без вскрытия бака РПН и слива трансформаторного масла, что возможно осуществить при любых условиях окружающей среды. Тем не менее по данному способу не удаётся тестировать работу главных контактов данного переключателя.

Однако существует возможность полноценной диагностики работы контактной системы РПН типа РНТА-У-35/200 Тольяттинского трансформаторного завода в полевых условиях на установленном трансформаторе, т. е. дополнительно определить временные параметры работы главных контактов. Очевидно, для достижения этой цели необходима небольшая доработка в конструкции данного вида РПН, а именно вынос на корпус силового трансформатора трёх изолированных проводников с выводов токоограничивающих резисторов каждой из фаз. Ниже приведён метод и устройство снятия временной диаграммы для вышеуказанных РПН.

Реализация метода достигается путём дополнительной регистрации сигналов в цепях токоограничивающих резисторов РПН с одновременным осциллографированием токов в фазах силового трансформатора (**Рис. 4.19**).

Напомним, что регулятор типа РНТА-У-35/200 имеет единый привод (на рисунке не показан), и все три его фазы (11, 12, 13) находятся вместе в отдельной ёмкости, заполненной маслом. На **Рис. 4.19** показаны токоограничивающие резисторы 17, главный 18 и дугогасительный 19 контакты, установленные на фазе А РПН. Токоограничивающие резисторы 17 выполнены из высокоомного провода и имеют первый, $n - 1$ и n выводы. Первый вывод соединён с дугогасительным контактом, n -й вывод — с общей точкой соединения главного контакта и выводом нейтрали трансформатора. Выводы $n - 1$ токоограничивающих резисторов всех трёх фаз с помощью проводников, выполненные с изоляционной оболочкой, выведены на корпус силового трансформатора и обозначены соответственно A_1 , B_1 , C_1 .

В свою очередь выводы A_1 , B_1 , C_1 с помощью соединительного трёхпроводного кабеля *СТК* с цветовой маркировкой подключены соответственно к выводам дискретных каналов (D_1 , D_2 , D_3) многоканального ЦР.

Для снятия временной диаграммы избирателя и контактора быстродействующего РПН производится одновременно цифровое осциллографирование токов в цепях фаз обмотки и дополнительно потенциалов в цепях токоограничивающих резисторов с последующим анализом полученных осциллограмм.

Осциллографирование по схеме, приведённой на **Рис. 4.19**, выполняется следующим образом. С помощью электрического привода оператор переводит РПН,

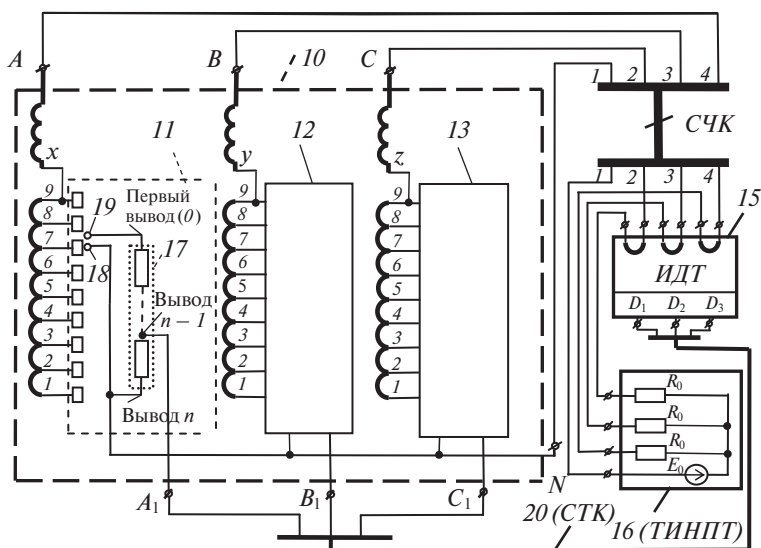


Рис. 4.19. Схема подключения цифрового осциллографа для снятия временной диаграммы быстродействующего РПН.

1...9 — номера ответвлений; 10 — силовой трансформатор; 11...13 — РПН фаз *A, B, C* соответственно, где 17 — токоограничивающий резистор, а 0, *n - 1* и *n* — его выводы, 18 — главный контакт, 19 — дугогасительный контакт; *СЧК* — соединительный четырёхпроводной кабель; 15 — многоканальный ЦР, где *ИДТ* — измерительные датчики тока, *D₁, D₂, D₃* — дискретные каналы; 16 — трёхканальный источник напряжения постоянного тока (*ТИНПТ*); 20 — соединительный трёхпроводной кабель (*СТК*).

допустим, в 7-е положение. После включения *ТИНПТ* в сеть питания по обмоткам трёхфазного трансформатора, каналам тока трёхканального цифрового регистратора *ЦР* и соединительному четырёхпроводному кабелю *СЧК* проходит ток. При этом время нарастания тока в цепи составляет около 10...15 мин.

ЦР (см. Рис. 2.3) одновременно измеряет токи датчиками тока ДТ, преобразовывает аналоговые величины в цифровые и выдаёт полученные значения на экран регистратора. Такой цикл «измерение — вычисление — визуализация» повторяется с некоторым интервалом. До установления токов в фазах обмотки оператор наблюдает на экране регистратора плавное увеличение тока. После установления токов в фазах обмотки трансформатора оператор подаёт команду пуска.

Цифровой регистратор при этом определяет три уставки на срабатывание трёх пусковых органов для каждого из токовых каналов, принимая их несколько меньшими значениями установившихся токов в соответствующих фазах. Далее регистратор переходит в состояние ожидания пуска. Заметим, что потенциал на выводе $n - 1$ токоограничивающего резистора 17 в этом режиме равен нулю, так как цепь дугогасительного контакта оборвана. Соответственно на дискретных каналах многоканального *ЦР* находится логический сигнал 0. После этого оператор с помощью электрического привода переводит РПН в положение «8». Дугогаситель-

ный и главный контакты синхронно начинают двигаться в сторону неподвижного контакта ответвления δ (Рис. 4.16).

Первым замкнется с неподвижным контактом δ дугогасительный контакт 19 (образуется схема моста, Рис. 4.16, б), и на выводе $n - 1$ токоограничивающего резистора 17 потенциал увеличится скачком (см. момент t_1 на Рис. 4.20, а). Соответственно на дискретном канале D_1 цифрового регистратора логический сигнал 0 сменится на логический сигнал 1. Те же самые операции происходят на двух других его дискретных каналах. На этом этапе переключения РПН в цепях каналов тока ток практически не изменяется.

Далее, по мере перемещения подвижных контактов 18 и 19 в сторону неподвижного контакта ответвления δ (как видно из Рис. 4.16, в), размыкается цепь главного контакта в момент его схода с неподвижного контакта ответвления 7. В этом случае ток в каждой фазе обмотки начинает протекать через токоограничивающий резистор 17 (момент t_2 на Рис. 4.20, б). С этого момента ток в фазах обмотки плавно снижается до того момента, когда главный контакт 18 достигнет неподвижного контакта ответвления δ , на осциллограмме наблюдается увеличение токов в каждой из фаз обмотки трансформатора (момент t_3 Рис. 4.20, б).

Наконец, в момент t_4 размыкается цепь дугогасительного контакта 19 и на выводе $n - 1$ токоограничивающего резистора потенциал уменьшится скачком до нуля.

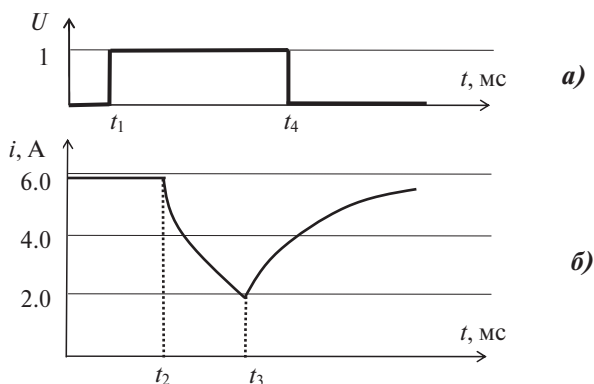


Рис. 4.20. Временная диаграмма быстродействующего РПН одной из фаз типа РНТА-У-35/200:
а) сигнал на выходе дискретного канала многоканального цифрового регистратора;
б) ток в обмотке фазы силового трансформатора.

Через некоторое время, когда токи в фазах установятся, цифровой регистратор готов к регистрации процесса переключения в следующем положении. Снятие временных диаграмм РПН происходит одновременно во всех трёх фазах аналогичным образом.

Тестирование сигналов в цепях токоограничивающих резисторов одновременно со снятием осциллограмм токов в обмотке трансформатора позволяет определить ускоренным способом все моменты замыкания и размыкания главных и дугогасительных контактов РПН типа РНТА-35/200. Таким образом, проведение интродиагностики РПН становится возможным в полевых условиях на трансформаторе, выведенном в ремонт.

В качестве примера в прил. 14 (разд. П.14.3) приведена программа проведения осциллографирования токов контактной системы РПН немецкого контактора типа SAV, установленного на автотрансформаторе 500 кВ ОАО «Чебоксарская ГЭС», относительно вводов обмотки 220 кВ без вскрытия бака контактора и подлива трансформаторного масла.

4.5. Автоматизированный метод снятия круговой диаграммы переключающих устройств

Традиционный метод, по которому снимается круговая диаграмма переключающих устройств, состоит в том, что для каждой из фаз обмотки силового трансформатора диаграмма снимается вручную путём медленного вращения вала привода с помощью рукоятки для нескольких возрастающих, а затем убывающих положений переключателя. По данной методике факт срабатывания контактов контактора определяется оператором на слух по характерному щелчку, а замыкание и размыкание контактов переключателя — визуально по загоранию и погасанию сигнальных ламп (питающихся от источника напряжения постоянного тока), с одновременной фиксацией углов поворота вала по лимбу, жёстко закреплённому на крышке кожуха привода.

Очевидно, что с помощью такой методики процесс снятия круговой диаграммы трудоёмок, так как для достаточно точного определения углов поворота вала необходимо медленное ручное вращение рукоятки привода РПН. К числу недостатков этой методики относятся также ручная обработка измеряемых величин и невысокая точность измерения углов переключения контактов контактора и переключателей. В связи с этим ниже приведена новая методика снятия круговой диаграммы РПН с помощью следующей модификации ЦР.

Он также состоит из блока датчиков напряжений *БДН*, который содержит три аналоговых канала измерения напряжения (U_A , U_B , U_C) и общий аналоговый вывод N_A . В свою очередь блок компараторов *БК* имеет семь вводов дискретных сигналов ($D_1...D_7$) и общий вывод N_D .

Новый цифровой метод снятия круговой диаграммы позволяет не только полностью автоматизировать и ускорить процесс измерения, но и осуществить автоматическую обработку измеряемых величин, протоколирование результатов измерений, создать базу данных снятия круговой диаграммы в электронном виде.

Автоматизированное снятие круговой диаграммы РПН силового трансформатора осуществляется по схеме согласно **Рис. 4.21**, отличительным элементом которой является датчик угла поворота вала и трёхканальный источник напряжения постоянного тока, который с блоком активных одинаковых сопротивлений *БПАС* обеспечивает симметричное питание трёх фаз обмотки трансформатора.

В ЦР дискретные входы ($D_1...D_6$) обеспечивают ввод сигналов о состоянии переключателей. На вход D_7 подаются выходные импульсы *ДУПВ*, а три аналоговых канала (U_A , U_B , U_C) позволяют вводить сигналы процесса переключения контактора РПН. В этой схеме процесс снятия круговой диаграммы осуществляется ускоренно, ввиду того что перевод переключателя РПН с одного на другое положе-

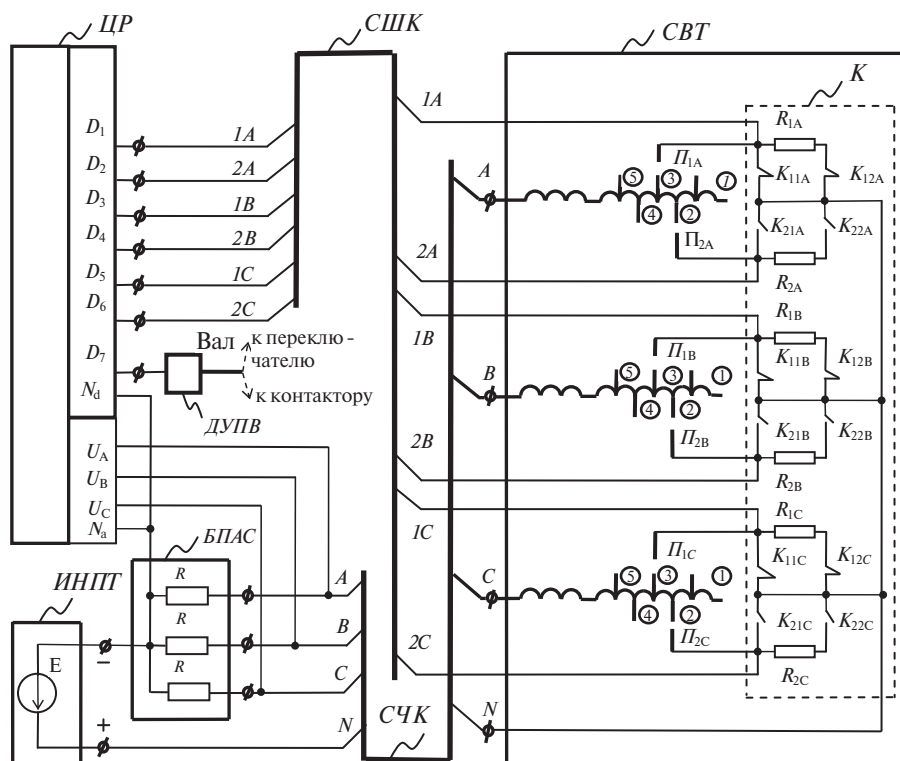


Рис. 4.21. Структурная схема устройства для снятия круговой диаграммы.

ИППТ — источник напряжения постоянного тока; СШК — соединительный 6-проводной кабель; ДУПВ — датчик угла поворота вала; БПАС — блок прецизионных активных сопротивлений; СЧК — соединительный 4-проводной кабель; СВТ — силовой высоковольтный трансформатор с РПН; К — контактор РПН; $K_{11A}, K_{11B}, K_{11C}$ — главный контакт левого плеча контактора; $K_{12A}, K_{12B}, K_{12C}$ — дугогасительный контакт левого плеча контактора; $K_{21A}, K_{21B}, K_{21C}$ — главный контакт правого плеча контактора; $K_{22A}, K_{22B}, K_{22C}$ — дугогасительный контакт правого плеча контактора; R_{1A}, R_{1B}, R_{1C} — токоограничивающие резисторы левого плеча контактора; R_{2A}, R_{2B}, R_{2C} — токоограничивающие резисторы правого плеча контактора.

ние производится посредством электропривода, а весь процесс измерения, регистрации и обработки выполняется автоматически с помощью встроенной программы ЦР. Датчик угла поворота соединяется с валом привода РПН, а электронный выход ДУПВ присоединяется к входу D_7 цифрового регистратора.

До начала переключения переключателя РПН и после его окончания напряжение на дискретных входах ($D_1 \dots D_6$) равно ЭДС источника напряжения постоянного тока ИППТ, так как оно подаётся непосредственно через замкнутые контакты контактора и переключателя.

Во время перевода РПН с одного положения на другое происходит размыкание цепей одного из плеч переключателя, и потому происходит кратковременный разрыв цепи питания соответствующего дискретного входа ЦР, при этом напряжение на нём становится равным нулю. С учётом этого в ЦР определяется интер-

вал переключения соответствующего (чётного или нечётного) переключателя РПН. Одновременно с входа D_7 поступают импульсы с ДУПВ, по количеству которых в ЦР измеряется угол поворота вала. Заметим, что переключение переключателей не вызывает изменения тока в фазах, так как оно производится в разомкнутом состоянии соответствующего плеча контактора.

Для регистрации последующего процесса переключения контактора используются три аналоговых входа (U_A , U_B , U_C) регистратора. Во время переключения РПН с одного положения на другое напряжение на каждом из них снижается по кривой определённой формы (Рис. 4.22).

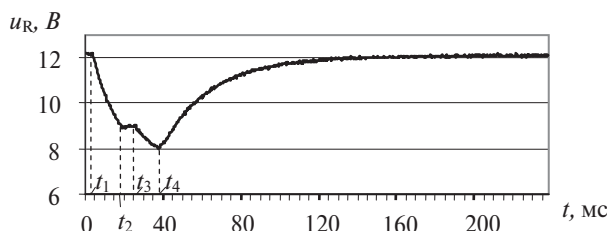


Рис. 4.22. Кривая напряжения на зажимах блока активных сопротивлений при переключении РПН.

t_1 — момент размыкания главного контакта контактора K_{11} ;
 t_2 — момент замыкания дугогасительного контакта контактора K_{22} ;
 t_3 — момент размыкания дугогасительного контакта контактора K_{12} ;
 t_4 — момент замыкания главного контакта контактора K_{21} .

Существенное значение имеет симметричное питание фаз обмотки силового трансформатора от ИНПТ через блок активных одинаковых сопротивлений, что обеспечивает более динамичное изменение токов в фазах в процессе переключения контактора, благодаря чему значительно уменьшается время между двумя процедурами снятия круговых диаграмм. В предлагаемой методике существенно улучшены метрологические характеристики всех этапов процедуры снятия круговой диаграммы. Во-первых, операция переключения РПН из одного положения в другое осуществляется собственным электроприводом в реальном темпе времени с чётко фиксируемым моментом запуска.

Во-вторых, углы поворота вращающегося вала достаточно точно преобразуются в импульсы специальным датчиком с электронным выходом. Важный и наиболее ответственный этап — фиксация последовательности работы переключателей и срабатывания контактов контактора РПН — осуществляется одновременно на всех трёх фазах благодаря применению специального симметричного питания фаз обмотки силового трансформатора от ИНПТ и разработанной модификации цифрового регистратора динамических процессов. Одновременно достигается улучшение временных параметров измерения и обработки полученных результатов.

Для снятия круговой диаграммы РПН необходимо отключить от сети силовой трансформатор. Работа выполняется по наряду-допуску. После подслива трансформаторного масла из полости контактора вскрывают бак РПН. На вал привода

РПН устанавливают датчик угла поворота. Затем кабелями *СШК* и *СЧК* осуществляются все соединения в схеме согласно **Рис. 4.21**. Дальнейшая процедура проводится следующим образом. Пусть привод РПН находится в исходном нечётном положении, например «3»: контакты плеча K_{11} и K_{12} контактора замкнуты, а K_{21} и K_{22} разомкнуты, подвижные контакты P_2 переключателя чётной ступени замыкают неподвижный контакт ответвления «2», а подвижные контакты P_1 переключателя замыкают неподвижный контакт ответвления «3». После включения *ИНПТ* в сеть питания по четырёхпроводному кабелю *СЧК*, сопротивлениям блока активных сопротивлений *БПАС* и фазам обмотки трёхфазного трансформатора с РПН через замкнутое левое плечо переключателя ответвления «3» и по левому плечу контактора РПН через контакты K_{11} каждой из фаз проходят токи.

После окончания переходного процесса токи установятся, и начинается снятие круговой диаграммы с нажатия кнопки блока запуска цифрового регистратора, который находится на его передней панели. Далее подаётся сигнал на электрический привод РПН с целью его перевода на более высокую ступень, т. е. на положение «4». При этом сначала размыкается подвижный контакт P_2 переключателя от неподвижного контакта ответвления «2» и, двигаясь в направлении высшей ступени, замыкает неподвижный контакт ответвления «4».

Во время переключения P_2 на входе D_2 ЦР происходит кратковременное понижение напряжения (обрывается цепь питания), благодаря чему выход компаратора этого канала изменит свое логическое состояние с 1 на 0 (см. кривые $U_{п2A}$ на **Рис. 4.23**), а затем при касании подвижного контакта переключателя к ответвлению «4» (цепь питания восстанавливается) обмотки силового трансформатора выход компаратора примет свое прежнее логическое состояние «1». Одновременно этот процесс наблюдается на других фазах: *B* и *C* и соответственно на входах D_4 и D_6 цифрового регистратора.

По мере дальнейшего вращения вала привода в том же направлении срабатывает контактор РПН, и происходит размыкание главных контактов K_{11A} , K_{11B} , K_{11C} и уменьшение тока в фазах обмотки (см. **Рис. 4.22**, кривая напряжения между t_1 и t_2) за счёт протекания тока через левые плечи контактов контактора K_{12A} , K_{12B} , K_{12C} и резисторы R_{1A} , R_{1B} , R_{1C} (**Рис. 4.21**).

При этом сигнал со вторых зажимов *БПАС* поступает на входы блока датчиков напряжения *БДН* и компараторов *БК* (**Рис. 2.3**), далее на аналого-цифровой преобразователь *АЦП* и затем в микропроцессорный вычислительный блок *ВБ*. В последнем блоке расчётным путём выявляется начало снижения тока фаз и формируется логическая 1 аналогового сигнала U_k , т. е. переход этого сигнала из 0 в 1, момент которого совпадает с моментом начала переключения контактов контактора РПН.

По мере вращения привода происходит замыкание дугогасительных контактов правого плеча контактора K_{22A} , K_{22B} , K_{22C} , размыкание дугогасительных контактов левого плеча контактора K_{12A} , K_{12B} , K_{12C} и лишь затем замыкание контактов контактора K_{21A} , K_{21B} , K_{21C} правого плеча контактора (**Рис. 4.23**). После окончания переходного процесса вычислительный блок формирует изменение логического сигнала с 1 на 0 согласно аналоговому сигналу U_k . Таким образом, осуществляется автоматическая регистрация моментов срабатывания левого и правого плеча контактов контактора РПН.

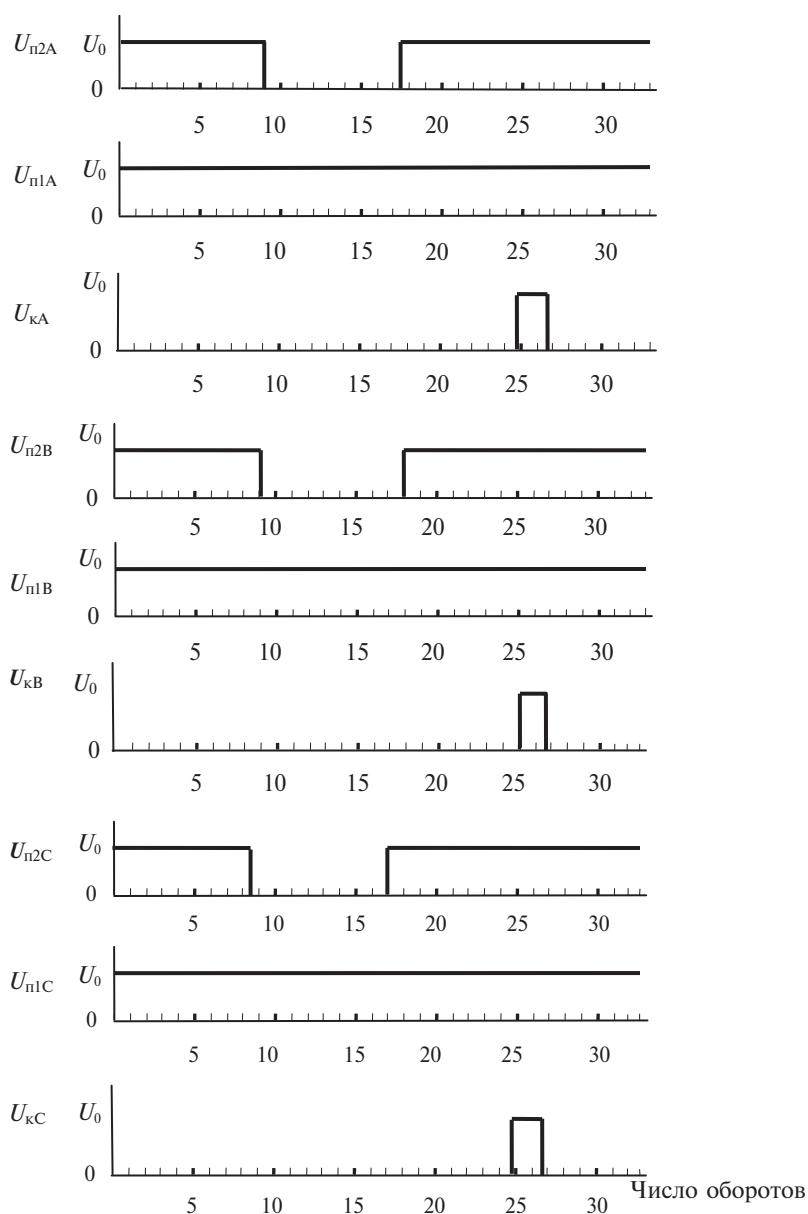


Рис. 4.23. Круговая диаграмма РПН типа РС-9, снятая при переводе переключателя с 3-го на 4-е положение.

$U_{п1A}$, $U_{п1B}$, $U_{п1C}$ — положение нечётных контактов переключателей;
 $U_{п2A}$, $U_{п2B}$, $U_{п2C}$ — положение чётных контактов переключателей;
 $U_{кA}$, $U_{кB}$, $U_{кC}$ — положение контактов контактора;
 (1 — контакты замкнуты, 0 — контакты разомкнуты).

После снятия нескольких круговых диаграмм при переключении РПН в направлении роста и уменьшения положения переключателя данные из блока энергонезависимой памяти *БЭП* через порт связи *ПС* передаются в персональный компьютер (**Рис. 2.3**), где могут быть использованы для дальнейшего анализа и хранения.

Кроме того, в устройстве предусмотрена возможность автоматического анализа и сравнения полученных результатов измерения с нормируемыми значениями круговой диаграммы конкретного типа РПН. Для этой цели предусмотрена возможность передачи с персонального компьютера через порт связи и вычислительный блок нормируемых значений круговой диаграммы конкретного типа РПН и хранение этих данных в энергонезависимой памяти *БЭП* цифрового регистратора. В цифровом регистраторе программно предусмотрен также перевод числа оборотов выходного вала привода РПН в угловые градусы, что удобно для регулятора под нагрузкой типа РНОА.

Выводы *СШК* и *СЧК* имеют специальную маркировку, что упрощает процесс сборки схемы присоединения в полевых условиях на подстанции. Кроме того, соединение предлагаемого устройства с испытуемым объектом на подстанции с помощью длинных кабелей позволяет размещать рабочее место (где расположены цифровой регистратор и *ИНПТ*) для производства измерений на уровне земли в непосредственной близости от шкафа управления РПН [239].

Для сборки схемы, в которой определяются параметры процесса переключения контактов контактора РПН, используются четырёхпроводной и шестипроводной кабели длиной по 10 метров каждый. В качестве измерителя угла поворота вала с электронным выходом использован датчик типа «ЛИР-158». *ИНПТ* обеспечивает регулирование выходного напряжения в диапазоне до 24 В и ограничивает токи не более 3 А.

На **Рис. 4.23** приведена круговая диаграмма всех трёх фаз регулятора под нагрузкой типа РС-9 (заводской № 5881), полученной при переключении РПН из нечётного положения в чётное, на трансформаторе типа ТРДН-63000/220/10/10 (заводской № 1411938), установленного на подстанции 220 кВ «Абашево» филиала обособленного структурного подразделения ОАО «Чувашэнерго» Магистральные сети.

В качестве основных достоинств предложенного метода можно выделить:

- автоматизацию синхронизированной цифровой регистрации углов поворота выходного вала привода РПН;
- увеличение точности измерений;
- сокращение времени для подготовки и осуществления процесса снятия круговой диаграммы. (По сравнению с существующими методами разработанная методика уменьшает время измерений более чем в 50 раз.)

К числу преимуществ данного метода относится снятие круговой диаграммы в темпе времени, соответствующем рабочему режиму переключения РПН в эксплуатации. Кроме того, положительными качествами предложенной методики и устройства для её осуществления являются автоматическая обработка измеряемых величин, протоколирование результатов измерений с выводом на печать и возможность создания базы данных в электронном виде [278].

ИНТРОДИАГНОСТИКА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ

5.1. Общие положения

В электроэнергетических системах высоковольтные выключатели (ВВ) относятся к одним из наиболее ответственных видов электрооборудования. Качество функционирования ВВ определяет степень надёжности и энергобезопасности работы всей системы передачи и распределения электроэнергии как в нормальных, так и в аварийных режимах. Поэтому весьма актуальными являются технический контроль и диагностика состояния высоковольтных выключателей, позволяющие своевременно выявлять развивающиеся дефекты или неисправности, а затем оперативно устранять их [279...281]. Очевидно, что диагностике ВВ в эксплуатации любых энергообъектов следует уделять повышенное внимание. В настоящее время важную роль в электроэнергетике, в том числе и в диагностике высоковольтного электрооборудования, начинают играть цифровые методы, устройства и системы на микропроцессорной элементной базе [282...292]. Эти методы имеют особо важное значение для изношенного электрооборудования, в первую очередь для масляных выключателей, которых в настоящее время находится в эксплуатации значительно больше, чем других типов. Например, на предприятиях Чувашской энергосистемы количество масляных выключателей составляет более 60% от общего числа ВВ (**Рис. 5.1**).

Примерно такая же картина прослеживается и в других энергосистемах. Например, в «Нижновэнерго» доля выключателей серии ВМТ составляет около 25% от общего количества выключателей напряжением 110...220 кВ, а в «Татэнерго» на класс напряжения 110 кВ из 522 единиц выключателей установлено 126 выключателей типа ВМТ [293].

Важное место в диагностике высоковольтных выключателей занимает тепловизионный контроль. С применением инфракрасной техники каждый год выявляется значительное количество дефектов на электрооборудованиях подстанций. В настоящее время на каждый тип выключателя разработана своя методика тепловизионного контроля [294...300] и по этой теме опубликовано много работ [158...168, 170...173, 301] и т. д.

Следует отметить, что диагностика масляных выключателей требует измерения большего числа параметров и трудозатрат ввиду их конструктивных особенностей. Среди многочисленных технических параметров выключателей особое

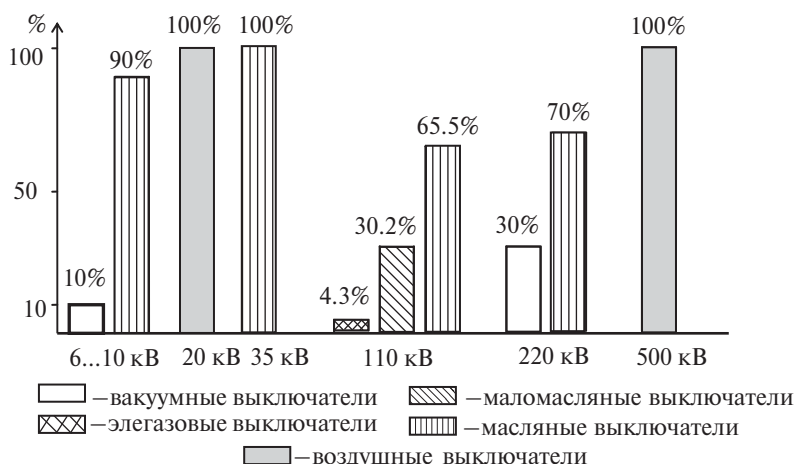


Рис. 5.1. Относительный количественный состав высоковольтных выключателей по типам и классу напряжения на предприятиях энергосистемы Чувашской Республики (по состоянию на 2006 г.).

значение для их функционального назначения имеют временные параметры контактной системы и скоростные характеристики подвижных частей.

Качество работы контактной системы выключателей определяет в первую очередь совокупность следующих основных временных параметров: время включения и отключения, разновременность включения фаз, длительность и характер дребезга контактов. Эти параметры должны строго контролироваться в условиях эксплуатации на соответствие допустимым (нормируемым) значениям [30]. Заметим, что работа выключателя зависит от состояния его механических частей, правильности регулировок, настроек, степени износа, наличия развивающихся дефектов, точности изготовления деталей и качества сборки на заводе-изготовителе.

Так, в режиме отключения чёткая одновременность разрыва дугогасительных контактов в каждой фазе ВВ обеспечивает равномерное распределение энергии дуги на разные плечи контактной системы и быстрое её гашение, что в свою очередь снижает степень износа и гарантирует длительный ресурс работы выключателя. Сокращение времени дребезга контактов также уменьшает их эрозию и увеличивает ресурс контактной системы. Одновременно замыкающиеся главные контакты выключателей обеспечивают предсказуемость и регулярность бросков тока намагничивания фаз трансформатора, а также исключают неполнофазные режимы электроустановок, что важно для правильной работы пусковых измерительных органов устройств РЗА. Сверхнормативное значение разновременности работы контактов выключателей может приводить также к перенапряжениям.

Традиционные методы и устройства для измерения параметров и характеристик ВВ, как правило, трудоёмки, результаты измерений фиксируются вручную, а точность определения тех или иных параметров зависит от субъективных факторов, а также от совершенства технических средств измерения.

Так, разновременность замыкания подвижных контактов с неподвижными контактами обычно осуществляется косвенно, по разнице линейных перемещений подвижных контактов в разных фазах в камере выключателя, и производится медленно, ручным включением выключателя с помощью рычага или домкрата. Фиксация касания контактов в каждой фазе осуществляется оператором по загоранию соответствующих ламп в специальной схеме электрической цепи и поэтапной отметкой карандашом положений направляющей трубы на изолирующей штанге. Затем линейкой вручную производятся измерения положений подвижных контактов (Рис. 5.2) [302...306].

Для определения разновременности касания контактов выключателя с помощью данной методики необходим предварительный слив трансформаторного масла из его бака и ручное производство измерений. Процесс измерения не автоматизирован и не позволяет определять собственное время включения и отключения выключателя в рабочем режиме, а также выявить при этом дребезг контактов. В эксплуатационной практике нередки случаи, когда необходимо оперативно и без слива трансформаторного масла оценить разновременность касания контактов высоковольтного выключателя, например после аварийного отключения.

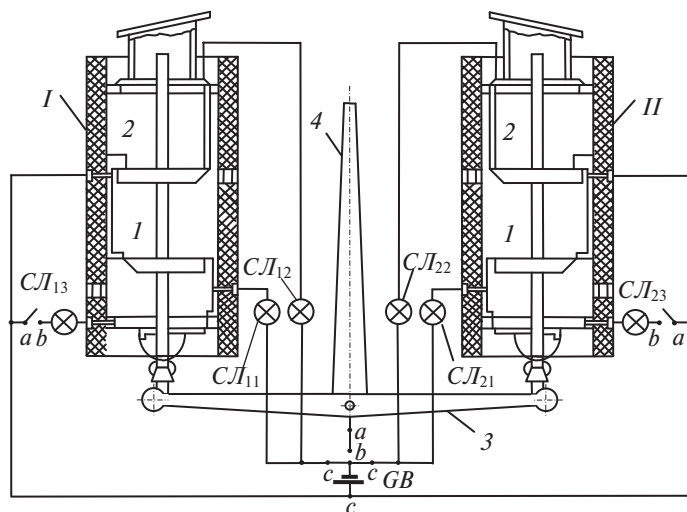


Рис. 5.2. Традиционная схема для определения параметров высоковольтных выключателей.

I — левая дугогасительная камера; *II* — правая дугогасительная камера; *СЛ* — сигнальные лампы;
1 — внутренний нижний контакт; *2* — внутренний верхний контакт; *3* — коромысло;
4 — траверса; *GB* — аккумуляторная батарея.

Если подвижные контакты выключателя всех трёх фаз при включении одновременно касаются неподвижных контактов, а при выключении одновременно размыкаются и если отсутствует обрыв шунтирующих сопротивлений, то в ряде случаев отпадает необходимость традиционной методики вскрытия выключателя со сливом диэлектрической жидкости. Известно, например, что в выключателях

типов У-110 и МКП-110 кВ в баке одной фазы находится 2.7 т трансформаторного масла. Поэтому слив трансформаторного масла из баков выключателя и последующая его заливка после ремонта требуют больших трудозатрат, наличия дополнительных механизмов, ёмкости для слива масла, маслонасоса, шланга для перекачки диэлектрической жидкости и т. д. При этом возникает угроза загрязнения окружающей среды из-за неосторожных действий персонала.

Для измерения скорости контактов в нашей стране наиболее распространён метод, основанный на формировании периодического колебательного процесса с помощью вибрографа с пишущим узлом и штанги с диаграммной лентой, которая кинематически связана с подвижным контактом коммутационного аппарата. Этот метод также требует большого объёма подготовительных и восстановительных работ [302].

Существующий способ для измерения времени собственного включения и отключения высоковольтного выключателя предполагает применение источника постоянного и переменного напряжения, миллисекундомера и трёхполюсного автоматического выключателя [302]. Временные параметры по этому способу определяются для каждой фазы отдельно. Очевидно, данным способом невозможно оценить одновременность включения и отключения разных фаз выключателя, а также выявить отскоки и дребезг контактов. Общим недостатком вышеназванных способов является ручное производство измерений, отсутствие автоматизации обработки данных измерений, невозможность хранения полученных результатов измерений для последующего архивирования и создания электронной базы данных. Существующие устройства для оценки технического состояния масляных выключателей типов ПКВ/М5А и ПКВ/М6 измеренные характеристики выдают в виде таблиц, а не в виде осциллограмм [285, 286]. Поэтому для персонала, обслуживающего высоковольтные выключатели, получение реальных осциллограмм их характеристик является более информативным и более ценным сведением, чем получение данных в виде таблиц. На базе многоканального цифрового регистратора достаточно легко удаётся производить контроль многих характеристик ВВ с применением новых методов и встроенного программного обеспечения в вычислительном блоке цифрового регистратора.

5.2. Ускоренный контроль высоковольтного выключателя без вскрытия бака

Рассмотрим метод ускоренного контроля характеристик ВВ без вскрытия бака выключателя и слива трансформаторного масла. Метод осуществляется путём цифрового осциллографирования процесса коммутации ВВ как в режиме включения, так и в режиме отключения (причём рабочим электроприводом), что позволяет повысить точность определения параметров выключателя и его характеристик. Такой метод исключает возможность загрязнения окружающей среды, сокращает трудозатраты при его осуществлении, улучшает условия производства работ, вместо ручной обработки измеряемых величин обеспечивает автоматизацию формирования базы данных в электронном виде.

нулевой вывод и соединённый соответственно с высоковольтными выводами ВВ. В свою очередь БСД и П механически жёстко закрепляется на внешнем подвижном стержне ВПС полюса выключателя. Применение выносных датчиков скорости с соответствующим программным обеспечением ЦР даёт возможность регистрировать скоростные и ходовые характеристики выключателя, что особенно важно в эксплуатации для оценки качества состояния механических частей до и после ремонта выключателя.

Способ контроля ВВ состоит из последовательности следующих основных этапов.

На первом этапе производится одновременная цифровая регистрация токов в контактной системе трёх фаз выключателя и синхронно регистрируются скорость движения, а также ход подвижных частей выключателя в режиме его включения и отключения без вскрытия бака и слива трансформаторного масла. На следующем этапе производится анализ полученных осциллограмм путём автоматической их разбивки на четыре интервала как в режиме включения, так и в режиме отключения выключателя.

Благодаря высокой разрешающей способности цифровых осциллограмм удаётся последовательно фиксировать работу главных и дугогасительных контактов с шунтирующими сопротивлениями.

Для пояснения способа приведём краткое описание работы, например, выключателя типа У-110 [302]. В цикле включения масляного выключателя с электромагнитным приводом, после подачи на электромагнит электропитания, начинается движение посредством единой тяги, так называемых траверс выключателя (элемент выключателя в виде символа « $\perp$ » с изолированной штангой и главными контактами). В ходе движения траверс вначале замыкаются главные контакты и между выводами выключателя в каждой фазе оказываются включенными последовательно два шунтирующих сопротивления. При дальнейшем движении траверсы замыкаются дугогасительные контакты и шунтируются оба сопротивления.

В связи с этим в предложенном способе анализ цифровых осциллограмм осуществляется сначала их разбиение по форме кривых в режиме включения (Рис. 5.4) и в режиме отключения (Рис. 5.5) каждой из фаз условно на несколько интервалов времени, соответствующих разному состоянию контактной системы выключателя.

В режиме включения, например, первым из этих интервалов является интервал времени от момента начала движения траверс до замыкания главного контакта, соответствующее время на осциллограммах обозначено соответственно в фазах А, В и С: $(0-t_{A1})$, $(0-t_{B1})$, $(0-t_{C1})$ (см. Рис. 5.4).

Вторым интервалом считается время от момента замыкания главных контактов до замыкания дугогасительных контактов одного из плеч полюсов дугогасительных камер, границы интервалов на осциллограммах обозначены соответственно в фазах А, В и С: $(t_{A1}-t_{A2})$, $(t_{B1}-t_{B2})$, $(t_{C1}-t_{C2})$.

Третьим интервалом является время от момента замыкания дугогасительных контактов одного из плеч полюсов дугогасительных камер до замыкания дугогасительных контактов обоих плеч полюсов выключателя: $(t_{A2}-t_{A3})$, $(t_{B2}-t_{B3})$, $(t_{C2}-t_{C3})$.

Наконец, четвёртым интервалом является интервал времени от момента замыкания дугогасительных контактов обоих плеч полюсов до полного окончания движения подвижных частей ВВ: $(t_{A3}-t_{A4})$, $(t_{B3}-t_{B4})$, $(t_{C3}-t_{C4})$.

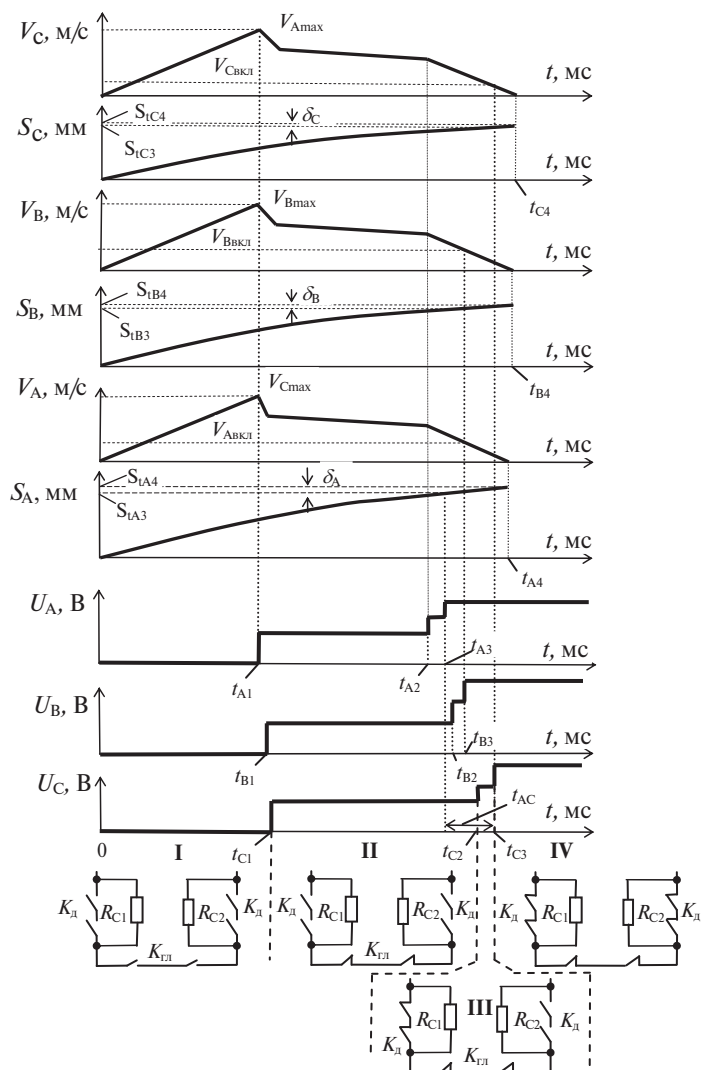


Рис. 5.4. Совмещённые осциллограммы характеристик высоковольтных выключателей с шунтирующими сопротивлениями в режиме включения.

t_{A1}, t_{B1}, t_{C1} — время замыкания главных контактов; t_{A2}, t_{B2}, t_{C2} — время замыкания дугогасительных контактов первого плеча полюса; t_{A3}, t_{B3}, t_{C3} — время замыкания дугогасительных контактов второго плеча полюса; t_{A4}, t_{B4}, t_{C4} — время полного включения полюса; t_{AC} — разновременность замыкания контактов между полюсами A и C (мс); $\Delta S_B [t_{A3}, t_{B3}]$, $\Delta S_C [t_{A3}, t_{C3}]$ — разновременность замыкания контактов между полюсами AB и AC по ходу контактной штанги (мм); $\delta_A, \delta_B, \delta_C$ — ход контактов (вжимов) каждого полюса; $V_{Amax}, V_{Bmax}, V_{Cmax}$ — максимальные скорости соответственно в фазах A, B и C ; $V_{Aвкл}, V_{Bвкл}, V_{Cвкл}$ — скорости включения соответственно в фазах A, B и C ; $S_{IA4}, S_{IB4}, S_{IC4}$ — полный ход подвижных частей выключателя.

На третьем этапе способа определяются нормируемые параметры скоростных и ходовых характеристик подвижных частей выключателя [30, 301, 302]. Так, максимальная скорость полюса в режиме включения выключателя — это максимум кривой на осциллограмме скорости соответствующей фазы. Максимальная скорость в режиме отключения ВВ — максимум абсолютного значения осциллограммы скорости соответствующей фазы в этом режиме. Скорости включения выключателя полюсов *A*, *B*, *C* находятся как значения скоростей в соответствующих полюсах в моменты t_{A1} , t_{B1} , t_{C1} в режиме включения выключателя, а скорости отключения ВВ полюсов *A*, *B*, *C* — соответственно в моменты t_{A3} , t_{B3} , t_{C3} в режиме отключения выключателя (**Рис. 5.5**).

Полный ход подвижных частей соответствующих полюсов выключателя находится по осциллограммам в режиме включения выключателя как перемещение на интервалах $\Delta S_A [0, t_{A4}]$, $\Delta S_B [0, t_{B4}]$, $\Delta S_C [0, t_{C4}]$.

Ход (вжим) подвижных контактов полюсов ВВ находится по осциллограммам в режиме включения выключателя как перемещение на интервалах $\Delta S_A [t_{A3}, t_{A4}]$, $\Delta S_B [t_{B3}, t_{B4}]$, $\Delta S_C [t_{C3}, t_{C4}]$.

Разновременность замыканий дугогасительных контактов симметричных плеч полюсов высоковольтного выключателя в режиме включения находится по осциллограммам перемещения на интервалах $\Delta S_A [t_{A2}, t_{A3}]$, $\Delta S_B [t_{B2}, t_{B3}]$, $\Delta S_C [t_{C2}, t_{C3}]$.

Разновременность размыкания дугогасительных контактов симметричных плеч полюсов высоковольтного выключателя в режиме отключения находится аналогично: $\Delta S_A [t_{A1}, t_{A2}]$, $\Delta S_B [t_{B1}, t_{B2}]$, $\Delta S_C [t_{C1}, t_{C2}]$.

Разновременность замыкания контактов (в мм) в режиме включения выключателя находится следующим образом: выбирается фаза с наиболее опережающим моментом времени включения и затем находится перемещение двух других travers высоковольтного выключателя за время от момента замыкания дугогасительных контактов, включаемой первой фазы до момента замыкания дугогасительных контактов двух других фаз. Например, если фаза *A* включается первой, то вначале определяется разновременность хода контактов между фазами *A* и *B* из ходовой характеристики фазы *B* ($\Delta S_B [t_{A3}, t_{B3}]$), затем между фазами *A* и *C* из ходовой характеристики фазы *C* ($\Delta S_C [t_{A3}, t_{C3}]$) (**Рис. 5.4**). Аналогично находится разновременность размыкания контактов в миллиметрах в режиме отключения ВВ (**Рис. 5.5**).

На следующем этапе способа автоматически сравниваются найденные параметры характеристик ВВ с нормируемыми значениями.

Кроме того, полученные характеристики высоковольтного выключателя могут сравниваться с ранее снятыми осциллограммами (например, сравниваются осциллограммы, полученные до и после ремонта выключателя).

В режиме отключения выключателя первым интервалом является период от начала движения подвижных частей до размыкания дугогасительных контактов первого плеча полюса выключателя (**Рис. 5.5**).

Вторым интервалом является время от размыкания дугогасительных контактов первого плеча полюса выключателя до размыкания дугогасительных контактов второго плеча полюса выключателя.

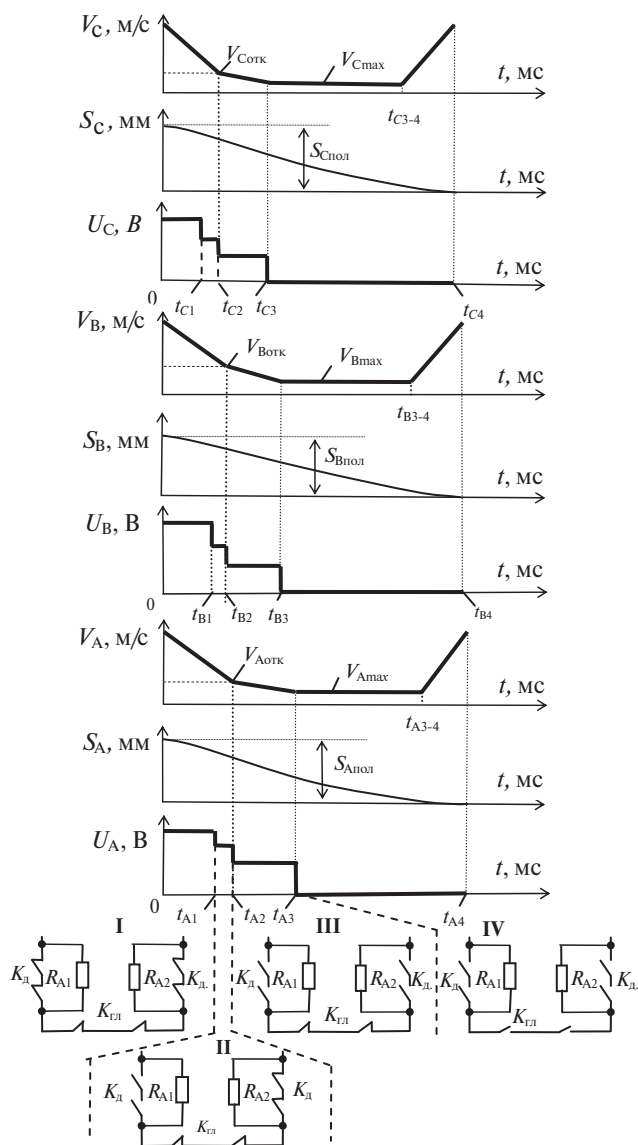


Рис. 5.5. Совмещённые осциллограммы характеристик масляного высоковольтного выключателя с шунтирующими сопротивлениями в режиме отключения.

t_{A1}, t_{B1}, t_{C1} — время размыкания дугогасительных контактов первого плеча полюса;
 t_{A2}, t_{B2}, t_{C2} — время размыкания дугогасительных контактов второго плеча полюса;
 t_{A3}, t_{B3}, t_{C3} — время размыкания главных контактов; t_{A4}, t_{B4}, t_{C4} — время полного отключения полюса;
 $V_{Amax}, V_{Bmax}, V_{Cmax}$ — максимальные скорости соответственно в фазах A, B и C ;
 $V_{Aотк}, V_{Bотк}, V_{Cотк}$ — скорости отключения соответственно в фазах A, B и C ;
 $t_{C3-4}, t_{B3-4}, t_{A3-4}$ — начальный момент снижения скорости;
 $S_{Aпол}, S_{Bпол}, S_{Cпол}$ — полный ход подвижных частей выключателя.

Третьим интервалом является время от размыкания дугогасительных контактов второго плеча полюса до размыкания главных контактов выключателя, и, наконец, четвёртым интервалом является время от момента размыкания главных контактов полюса до остановки подвижных частей выключателя.

Заметим, что продолжительность третьего интервала в режиме включения выключателя и длительность второго интервала в режиме отключения высоковольтного выключателя находятся в прямой зависимости от точной регулировки контактной системы, и она практически равна нулю в случае правильной её настройки.

На **Рис. 5.6, а** представлены осциллограммы включения и отключения (**Рис. 5.6, б**) масляного выключателя типа У-110 кВ, установленного на одной из подстанций ОАО «Чувашэнерго» с помощью разработанного многоканального ЦР. В них представлены такие характеристики высоковольтного выключателя, как ходовые, скоростные и временные. Требуемые для осуществления способа осциллограммы включения и отключения регистрируются на данном устройстве путём трёх (по числу фаз высоковольтного выключателя) последовательных включений и отключений. При этом перед каждым последующим включением блок преобразователей скорости движения и хода подвижных частей в напряжение переносится на следующий полюс и закрепляется на внешнем подвижном стержне ВПС. Далее фазные осциллограммы совмещаются по времени с помощью встроенного программного обеспечения цифрового регистратора. Для этого используются характерные точки — границы интервалов осциллограмм токов.

В основе способа оценки исправности шунтирующих сопротивлений лежит использование фазного полюса высоковольтного выключателя в качестве одного из плеч делителя напряжения с активными сопротивлениями. В качестве второго сопротивления выбирается калиброванный резистор с сопротивлением, равным или близким двойному шунтирующему сопротивлению выключателя. Далее на этот делитель подаётся постоянное напряжение с источника напряжения постоянного тока, а напряжение с выхода делителя на калиброванном резисторе регистрируется цифровым регистратором.

В режиме включения выключателя вначале включаются основные, а затем дугогасительные контакты, одновременно меняется активное сопротивление силовых цепей фазного полюса высоковольтного выключателя. В начале процесса включения — сопротивление цепи бесконечно. Далее включаются одновременно (заметим, при исправном выключателе) два шунтирующих сопротивления. В случае расстройки контактной системы вначале включается шунтирующее сопротивление одного из плеч — сопротивление цепи равно сумме значений шунтирующего сопротивления и добавочного резистора, затем включается сопротивление другого плеча. В этом случае сопротивление цепи равно значению двойного шунтирующего сопротивления и дополнительному добавочному резистору.

Процесс отключения производится в обратном порядке (**Рис. 5.6, б**). Следовательно, ступенчато меняется коэффициент деления делителя напряжения и напряжение на выходе делителя, регистрируемое цифровым регистратором [289].

Далее производится анализ зарегистрированной осциллограммы (**Рис. 5.7, 5.8**). До включения выключателя (**Рис. 5.7**) напряжение на сопротивлении равно

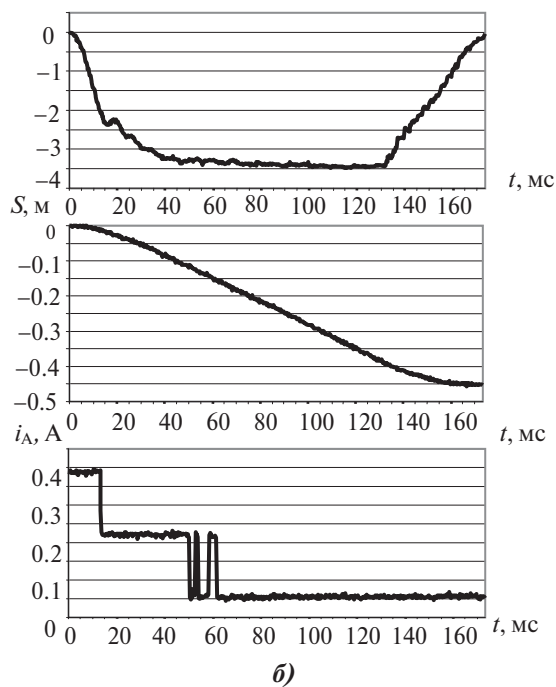
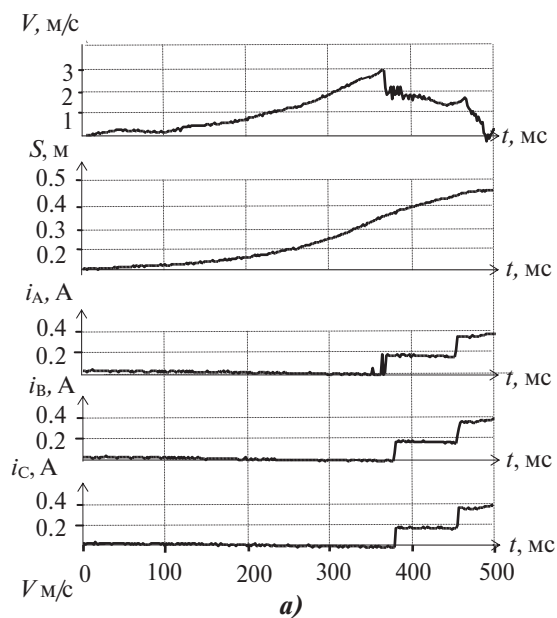
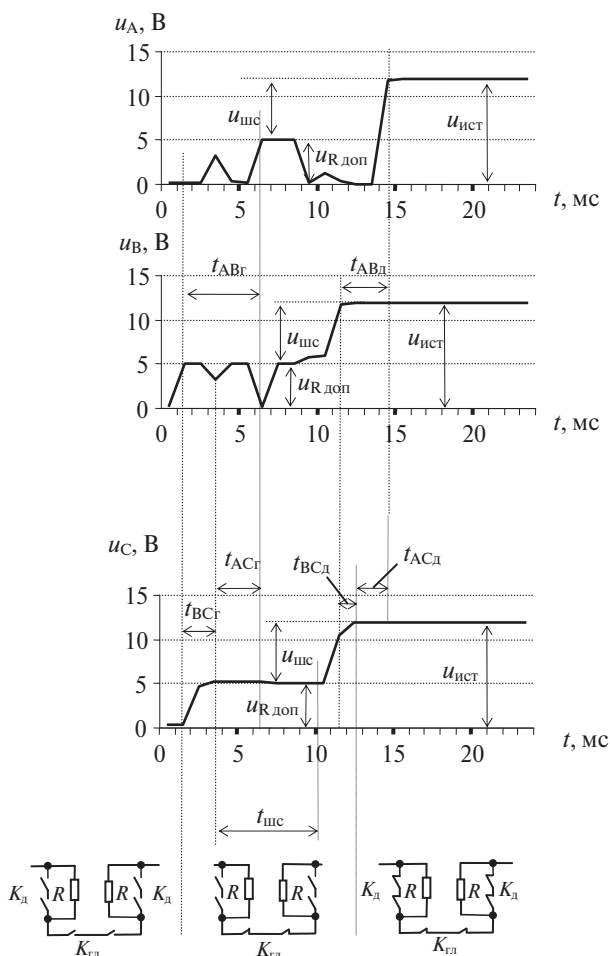


Рис. 5.6. Осциллограммы скорости, хода подвижных частей одной фазы и тока в контактной системе всех трёх фаз высоковольтного выключателя типа У-110-2000-40У1:
а) в режиме включения; б) в режиме отключения.



Примечание. Положение контактов показано применительно к фазе *C*.

Рис. 5.7. Осциллограмма включения масляного выключателя типа МКП-110Б-1000/630-20У1 фаз *A*, *B* и *C*.

$t_{ABГ}$, $t_{BCГ}$, $t_{ACГ}$ — разновременность включения главных контактов между фазами *A* и *B*, *B* и *C*, *A* и *C* соответственно; $t_{ABД}$, $t_{BCД}$, $t_{ACД}$ — разновременность включения дугогасительных контактов между фазами *A* и *B*, *B* и *C*, *A* и *C* соответственно; $u_{ист}$ — напряжение источника постоянного тока; $u_{шс}$ — напряжение на шунтирующих сопротивлениях; $t_{шс}$ — время работы цепей с шунтирующими сопротивлениями.

нулю. При включении двух шунтирующих сопротивлений напряжение на выходе делителя находится по формуле

$$U = \frac{E \cdot R_{доп}}{R_{A1} + R_{A2} + R_{доп}}. \quad (5.1)$$

По длительности этого участка находится время нахождения выключателя в состоянии, при котором включены шунтирующие сопротивления. (Заметим, что два шунтирующих сопротивления высоковольтного выключателя практически равны по величине, поэтому далее будут называться двойным шунтирующим сопротивлением.) А по уровню сигнала на этом участке оценивается двойное шунтирующее сопротивление по формуле:

$$R_{A1} + R_{A2} = \frac{E \cdot R_{\text{доп}}}{U} - R_{\text{доп}}. \quad (5.2)$$

Далее сопротивление выключателя становится близким к нулю, а напряжение на калибровочном резисторе — близким к напряжению источника постоянного напряжения.

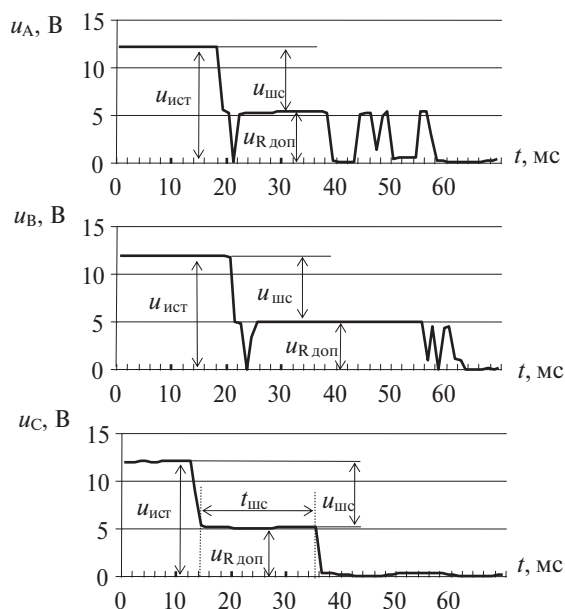


Рис. 5.8. Осциллограмма отключения масляного выключателя типа МКП-110Б-1000/630-20У1 фаз А, В и С.

$u_{\text{ист}}$ — напряжение источника постоянного тока;
 $u_{\text{шс}}$ — напряжение на шунтирующих сопротивлениях;
 $t_{\text{шс}}$ — время работы цепей с шунтирующими сопротивлениями.

Благодаря высокой разрешающей способности цифрового регистратора и вследствие неодновременности работы дугогасительных контактов в разных плечах высоковольтного выключателя удаётся не только выявить разновременность замыкания и размыкания контактов, но и оценить состояние (а при желании вычислить значения) шунтирующих сопротивлений в каждом из плеч дугогасительных камер во всех трёх фазах (Рис. 5.9).

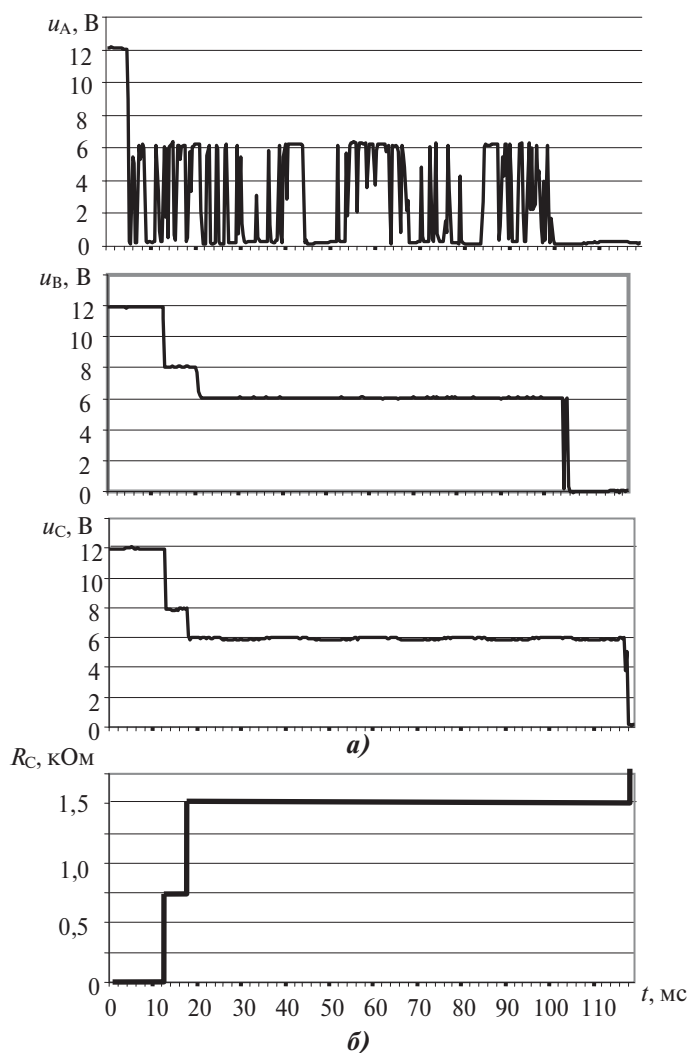


Рис. 5.9. Осциллограммы масляного выключателя типа МКП-110Б-1000/630-20У1 в режиме отключения:
 а) изменения напряжения на добавочных прецизионных активных сопротивлениях, $R_{\text{доп}} = 1.5 \text{ кОм}$ фаз A, B, C ;
 б) диаграмма изменения величины активного сопротивления фазы C .

Из **Рис. 5.9, а** видно, что на фазе A выключателя дугогасительные контакты отключаются одновременно, и потому на осциллограмме напряжения на добавочных резисторах около 6 В. На фазах B и C дугогасительные контакты левых и правых плеч отключаются неодновременно. Об этом говорит тот факт, что в промежутке времени от 10 до 20 мс после начала отключения выключателя на этих фазах напряжения на добавочных резисторах регистратор зафиксировал напряжение

около 8 В. На этих осциллограммах видно, что по истечении 20 мс после начала отключения выключателя дугогасительные контакты обоих плеч отключились, и напряжение на дополнительных резисторах стало равно 6 В.

Кроме оценки двойного шунтирующего сопротивления высоковольтного выключателя и времени нахождения его во включенном состоянии по осциллограмме измеряется длительность временных интервалов дребезга основных и дугогасительных контактов. В режиме включения ВВ дребезг основных контактов отражается на кривой напряжения на выходе делителя при переходе из нуля в U , а дребезг дугогасительных контактов отражается на кривой напряжения выхода делителя при переходе из U в источник ЭДС — источника напряжения постоянного тока — E .

Прецизионные сопротивления выбираются равными двойному шунтирующему сопротивлению выключателя. Шунтирующие сопротивления выключателя совместно с дополнительными активными прецизионными сопротивлениями в данном устройстве образуют три делителя напряжения. Безынерционные преобразователи напряжения в ток на выходе делителей напряжения задают уровень, существенно превышающий уровень шумов датчиков тока цифрового регистратора.

В схеме (Рис. 5.3) используется источник с напряжением 12 В и дополнительными сопротивлениями в каждой фазе блока БПАС, равными $R_{\text{доп}} = 2R_{\text{ш}}$.

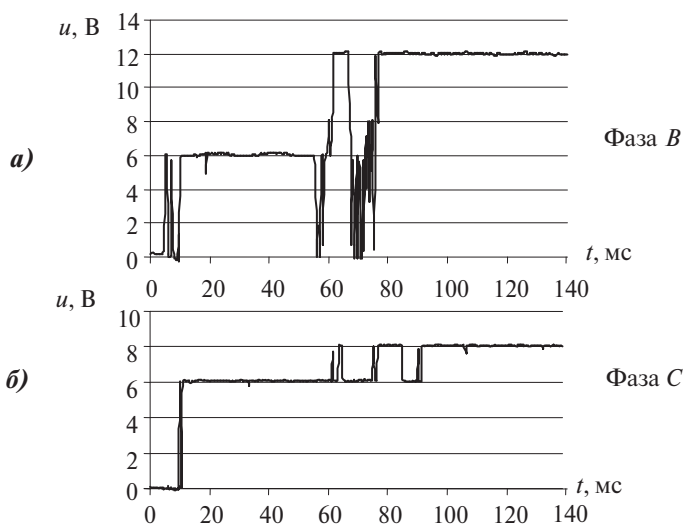


Рис. 5.10. Осциллограммы напряжений на блоке дополнительных активных сопротивлений соответственно фаз В и С ВВ типа МКП-110.

Снятые цифрограммы содержат достаточно полную информацию о состоянии ВВ. Так, например, на Рис. 5.10 показаны осциллограммы двух фаз ВВ типа МКП-110, который достаточно часто участвует в оперативных переключениях батарей статических конденсаторов (БСК).

Первая осциллограмма иллюстрирует исправность элементов шунтирующих сопротивлений и нечёткую работу контактной системы ВВ во время включения.

Напряжение (см. **Рис. 5.10, а**) на входе ЦР этой фазы снимается с дополнительного сопротивления БПАС и составляет

$$U_1 = R_{\text{доп}} I_1 = \frac{E \cdot R_{\text{доп}}}{2R_{\text{ш}} + R_{\text{доп}}} = 6 \text{ В.} \quad (5.3)$$

После замыкания дугогасительных контактов оно становится равным $E = 12 \text{ В}$.

Из анализа второй осциллограммы (фаза С, **Рис. 5.10, б**) видно, что одно из шунтирующих сопротивлений в режиме включения ВВ из-за неправильной работы дугогасительных контактов одного плеча остаётся включенным в цепи фазы выключателя.

Неполное включение одного из плеч дугогасительных контактов приводит к тому, что напряжение на дополнительном сопротивлении этой фазы в этом случае составит

$$U_2 = R_{\text{доп}} I_2 = \frac{E \cdot R_{\text{доп}}}{R_{\text{ш}} + R_{\text{доп}}} = \frac{E}{1.5} = 8 \text{ В.} \quad (5.4)$$

Таким образом, с помощью цифрового осциллографирования удаётся выявить не только фазу, но и расположение места дефекта в ВВ, что делает удобной работу ремонтного персонала.

На **Рис. 5.11** представлены типовые осциллограммы напряжения, снятые с дополнительных активных сопротивлений ($R_{\text{доп}}$) БПАС цифрового регистратора в случае исправных шунтирующих сопротивлений (**Рис. 5.11, а**) и в случае обрыва шунтирующего сопротивления хотя бы в одном из плеч высоковольтного выключателя (**Рис. 5.11, б**).

На **Рис. 5.12** представлены реальные осциллограммы напряжения, снятые с дополнительных активных сопротивлений ($R_{\text{доп}}$) БПАС регистратора в режиме включения выключателя типа У-110-2000. По этим осциллограммам видно время работы шунтирующих сопротивлений, а также их несинхронное включение в каждом из полюсов выключателя. На фазе С видно кратковременное падение напряжения до нуля, что означает обрыв цепи. Разборка выключателя показала, что на этой фазе было плохо закреплено шунтирующее сопротивление к дугогасительной камере. В статическом режиме при измерении переходного сопротивления этого контакта не было выявлено нарушений, однако в динамическом режиме при включении выключателя на осциллограмме нарушение контактной системы выявляется однозначно.

На **Рис. 5.13** представлены реальные осциллограммы скоростных и ходовых характеристик дефектного масляного выключателя. Кривая скорости движения механизма высоковольтного выключателя (**Рис. 5.13, б**) имеет несколько падающих участков.

Это свидетельствует о зажатости щёк направляющего устройства выключателя. Скоростная характеристика в режиме отключения высоковольтного выключателя со скачками величины скорости говорит о неисправности масляного буфера [307].

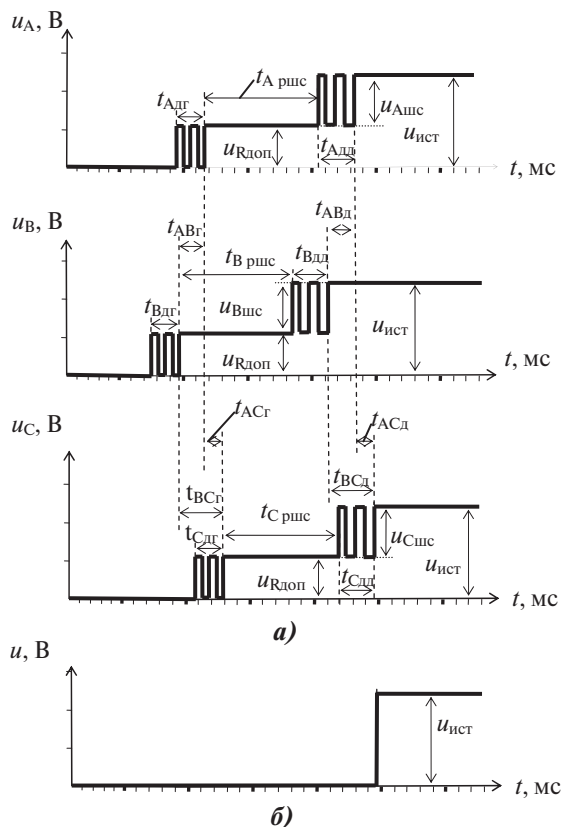
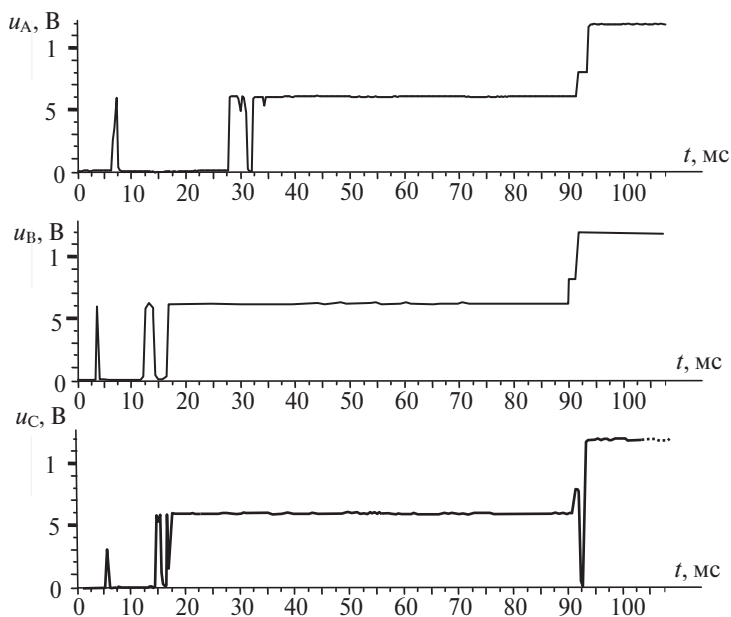


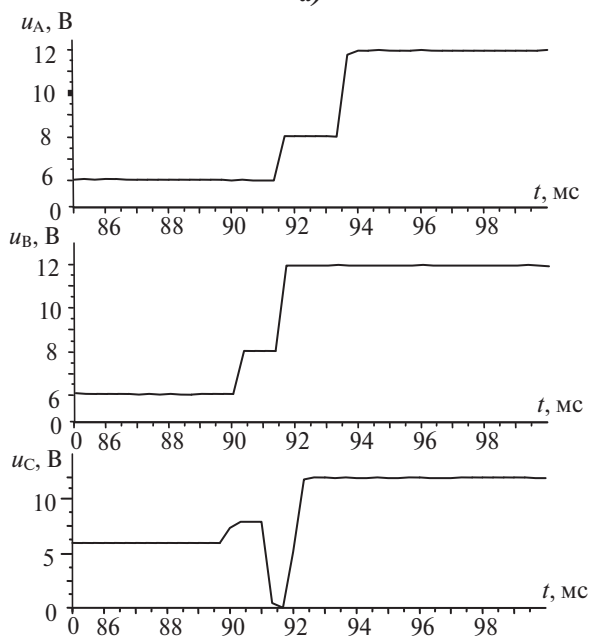
Рис. 5.11. Типовые осциллограммы включения высоковольтного выключателя с исправными шунтирующими сопротивлениями (а) и с неисправным шунтирующим сопротивлением в полюсе (б).

$t_{АВГ}$, $t_{ВСГ}$, $t_{АСГ}$ — разновременность включения главных контактов между фазами AB , BC и AC соответственно; $t_{АВЛ}$, $t_{ВЛД}$, $t_{АСЛ}$ — разновременность включения дугогасительных контактов между фазами A и B , B и C , A и C соответственно; $t_{АДЛ}$, $t_{ВДЛ}$, $t_{СДЛ}$ — время дребезга дугогасительных контактов соответственно фаз A , B , C ; $t_{АДГ}$, $t_{ВДГ}$, $t_{СДГ}$ — время дребезга главных контактов соответственно фаз A , B , C ; $t_{А ршс}$, $t_{В ршс}$, $t_{С ршс}$ — время работы цепей с шунтирующими сопротивлениями соответственно фаз A , B , C ; $u_{ист}$ — напряжение источника постоянного тока; $u_{Ашс}$, $u_{Вшс}$, $u_{Сшс}$ — напряжение на шунтирующих сопротивлениях соответственно фаз A , B , C ; $u_{Rдоп}$ — напряжение на прецизионных активных сопротивлениях.

В тех случаях, когда имеется измерительный трансформатор напряжения и сопротивление нагрузки выключателя соизмеримо с шунтирующим сопротивлением ВВ, например, нагрузкой является батарея статистических конденсаторов (БСК), после выполнения профилактических и ремонтных работ, предварительных испытаний и осциллографирования целесообразно провести заключительную регистрацию процессов включения ВВ под нагрузкой. Анализ этих цифровых программ позволяет дополнительно оценить длительность нахождения шунтирующих сопротивлений под рабочим током (Рис. 5.14) и время неодновременности включения фаз. Дополнительно по этой осциллограмме можно также определить расчётные значения шунтирующих сопротивлений каждой из фаз [292, 307].



а)



б)

Рис. 5.12. Осциллограммы выключателя типа У-110-2000 в режиме включения, установленного на подстанции «Батырево»:

а) осциллограммы напряжения на БПАС,
б) отдельные участки этих же осциллограмм в увеличенном масштабе.

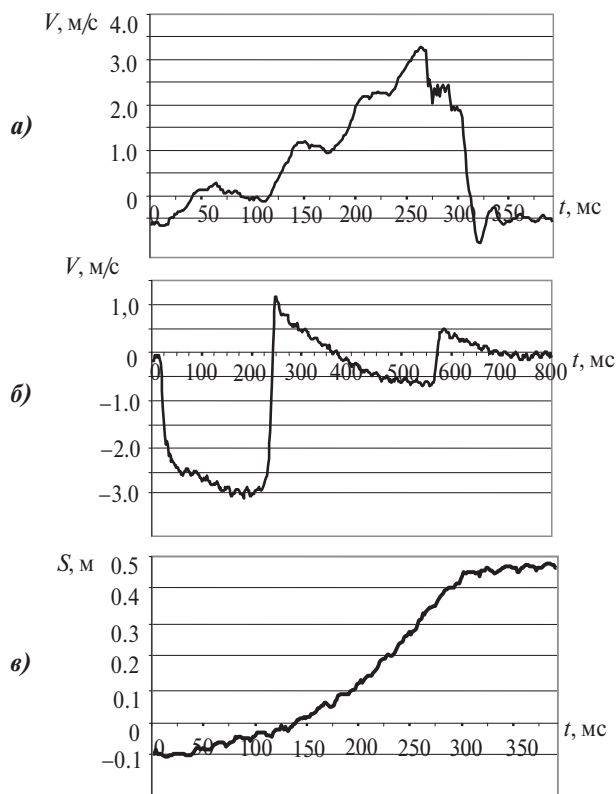


Рис. 5.13. Пример реальной осциллограммы скоростных характеристик выключателя типа МКП-110/630, установленного на подстанции «Канацкая»:
 а), б) график $V(t)$ соответственно в режиме включения и отключения;
 в) график $S(t)$ в режиме включения ВВ.

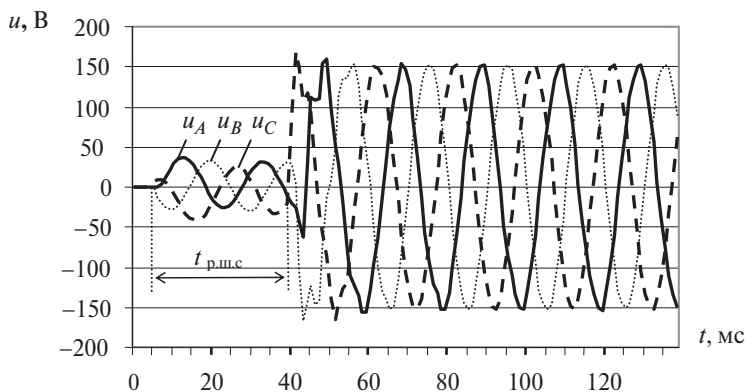


Рис. 5.14. Осциллограмма включения под нагрузку выключателя типа МКП-110 /630-20 (заводской № 10775) на присоединении БСК-110, установленного на подстанции «Венец».

$t_{\text{р.ш.с.}}$ — время работы шунтирующих сопротивлений.

5.3. Определение собственного времени включения и отключения ВВ

Многие энергосистемы для измерения времени включения и отключения высоковольтного выключателя используют устройство, в котором присутствуют источники напряжения постоянного и переменного токов, миллисекундомер и трёхполюсный автоматический выключатель [302].

Точность измерения времени включения и отключения высоковольтного выключателя с помощью вышеназванного устройства зависит от разновременности срабатывания полюсов автоматического выключателя. Процесс измерения времени не автоматизирован.

На базе цифрового регистратора возможно определить и эти параметры ВВ: собственное время включения ($t_{с.в.в}$) и отключения ($t_{с.в.о}$).

На **Рис. 5.15** представлена схема устройства для определения вышеназванных параметров.

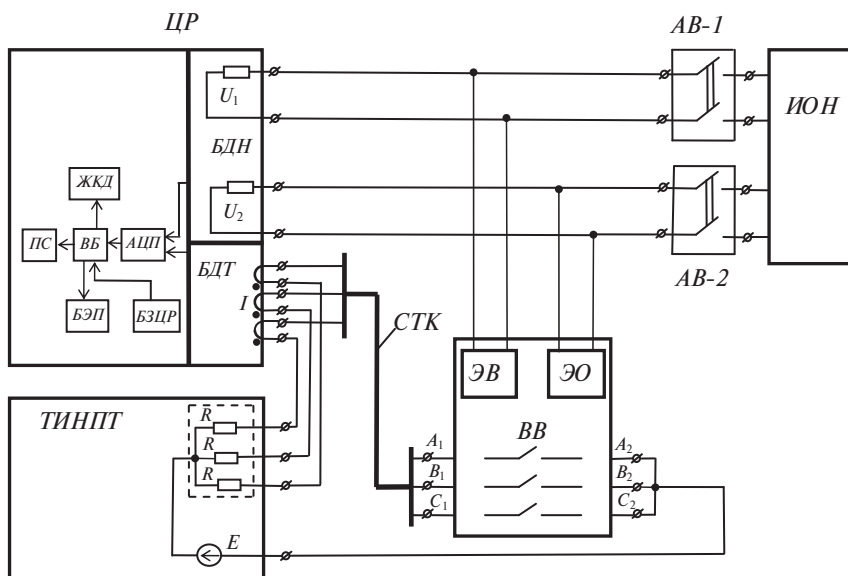


Рис. 5.15. Общий вид электрической схемы для определения параметров высоковольтных выключателей.

ЦР — цифровой регистратор, где *БДН* — блок датчиков напряжения, *БДТ* — блок датчиков тока, *АЦП* — аналого-цифровой преобразователь, *БЭП* — блок энергонезависимой памяти, *БЗЦР* — блок запуска цифровой регистрации, *ЖКД* — жидкокристаллический дисплей, *ПК* — порт связи с компьютером;
ТИНПТ — трёхканальный источник напряжения постоянного тока;
СТК — соединительный трёхпроводной кабель; *ВВ* — высоковольтный выключатель;
ИОН — источник оперативного напряжения;
АВ-1, АВ-2 — автоматические двухполюсные выключатели
ЭВ — электромагнит включения; *ЭО* — электромагнит отключения.

Работа цифрового регистратора по этой схеме аналогична работе предыдущего устройства.

В режиме дистанционного включения высоковольтного выключателя вначале замыкаются контакты двухполюсного выключателя *AB-1*, и на электромагнит включения *ЭВ* выключателя и первый канал блока датчика напряжения *БДН* подаётся напряжение от источника оперативного напряжения *ИОН*. Аналоговые сигналы с *БДТ* и первого канала *БДН* поступают на вход *АЦП*, после чего передаются в вычислительный блок *ВБ* для цифровой обработки. При превышении уставки пускового органа происходит его срабатывание, и цифровой регистратор автоматически переводится в режим записи: предпусковые и послепусковые значения цифровых сигналов с входов тока и напряжения записываются в блок энергонезависимой памяти *БЭП* и передаются на дисплей для визуализации и наблюдения. Через *ПС* все данные могут быть переданы также в персональный компьютер.

Рабочие осциллограммы процессов включения и отключения выключателя типа У-110-2000-40У, установленного на Чебоксарской ТЭЦ-2, показаны на **Рис. 5.16, а...е**.

В вычислительном блоке встроенный программный модуль измерения времени рассчитывает собственное время включения выключателя $t_{с.в.в}$ от переднего фронта осциллограммы напряжения, поданного на *ЭВ*, до переднего фронта осциллограммы тока последней включившейся фазы выключателя (**Рис. 5.16, г, д**).

Одновременно благодаря высокой разрешающей способности цифрового регистратора (период дискретизации менее 1 мс) с высокой точностью рассчитывается разброс времени $t_{раз}$ в момент касания контактов выключателя в разных фазах (t_{AB} , t_{AC} , t_{BC}) и определяется максимальный из них $t_{\max раз}$ (наибольшее из значений t_{AB} , t_{AC} , t_{BC}). Кроме того, с помощью специальной встроенной в *ВБ* программы цифровой обработки поступивших сигналов рассчитывается время дребезга $t_{др}$ контактов фаз выключателя (см. **Рис. 5.16, е**).

Дистанционное отключение *ВВ* сопровождается замыканием контактов *AB-2*. На *ЭО* (электромагните отключения) выключателя и одновременно на второй канал блока *БДН* цифрового регистратора подаётся напряжение от *ИОН*. Далее регистрация осциллограмм осуществляется так же, как в режиме включения выключателя. Временные параметры отключения ($t_{с.в.о}$, $t_{раз}$) рассчитываются с учётом заднего фронта осциллограмм тока (**Рис. 5.16, а...в**) [292].

В качестве следующего примера на **Рис. 5.17** представлена цифровая осциллограмма работы вновь введённого в эксплуатацию элегазового выключателя типа ВГТ-110 на подстанции «Западная» ОАО «Чувашэнерго» в режимах включения и отключения.

Анализ токов по трём фазам показывает высокие показатели элегазового выключателя и практически идеальную одновременную работу контактов в разных фазах.

На **Рис. 5.18** представлены осциллограммы токов маломасляного выключателя типа ВМТ-110. Максимальный разброс работы контактной системы выключателя фаз ($t_{\max раз}$) как в режиме включения, так и в режиме отключения составляет 2.8 мс.

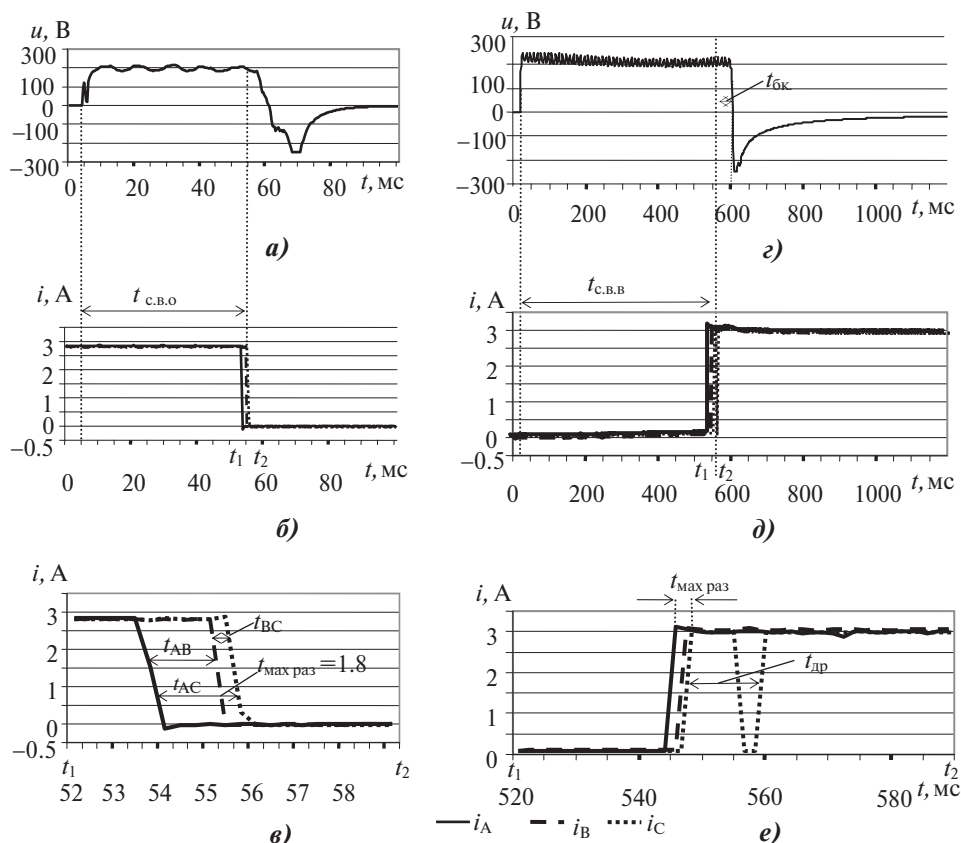


Рис. 5.16. Осциллограммы процессов отключения и включения масляного выключателя В-110 кВ типа У-110-2000-40У, установленного на Чебоксарской ТЭЦ-2:

- а) напряжение на электромагните отключения; б) фазные токи выключателя в режиме отключения в интервале времени от 0...100 мс; в) фазные токи выключателя в режиме отключения (масштаб увеличен) в интервале времени от 52...60 мс; г) напряжение на электромагните включения; д) фазные токи выключателя в режиме включения в интервале времени от 0...1000 мс; е) фазные токи выключателя в режиме включения (масштаб увеличен) в интервале времени от 520...600 мс.

$t_{max\ раз}$ — максимальное время разброса работы контактов разных фаз;
 $t_{c.B.O}$ — собственное время отключения; $t_{БК}$ — время работы блока контактов выключателя;
 $t_{c.B.B}$ — собственное время включения; $t_{др}$ — время дребезга контактов.

На **Рис. 5.19** представлены осциллограммы токов масляного выключателя типа МКП-110. Максимальный разброс работы контактной системы выключателя фаз в режиме включения составляет $t_{max\ раз} = 5.6$ мс, в режиме отключения — $t_{max\ раз} = 2.7$ мс.

В качестве следующего примера на **Рис. 5.20, а, б** приведены осциллограммы определения собственного времени включения ($t_{c.B.B}$) маломасляного выключателя типа ВМТ-220 кВ. На данном выключателе наблюдается наихудший вид дребезга в фазе С (**Рис. 5.20, б**).

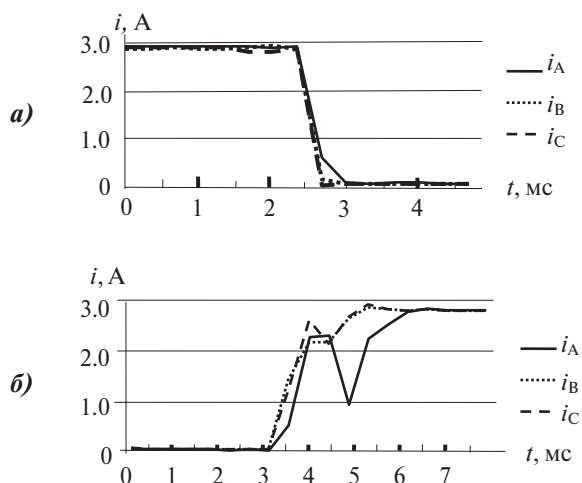


Рис. 5.17. Осциллограммы работы элегазового выключателя типа ВГТ-110 в режиме отключения (а) и в режиме включения (б).

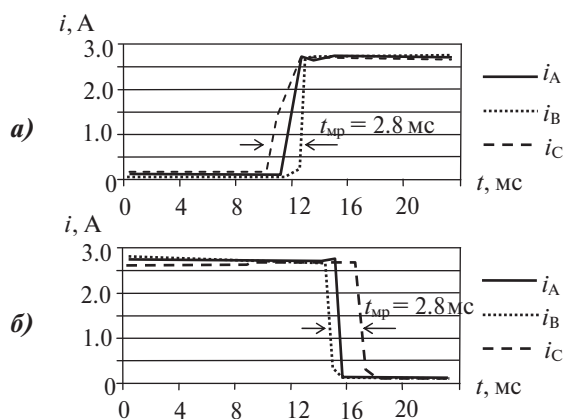


Рис. 5.18. Работа контактной системы фаз маломасляного выключателя типа ВМТ-110 в режиме включения (а) и в режиме отключения (б).

Пример определения собственного времени включения ($t_{с.в.в}$) и отключения ($t_{с.в.о}$) вакуумного выключателя показан на Рис. 5.21. Эти осциллограммы выполнены при вводе в работу нового оборудования на одном из химических заводов Республики Татарстан.

Заметим, что в изложенной методике все параметры выключателя определяются в режиме коммутации, практически близком к рабочему. По кривым осциллограмм напряжения на ЭВ и ЭО выключателя можно оценить работоспособ-

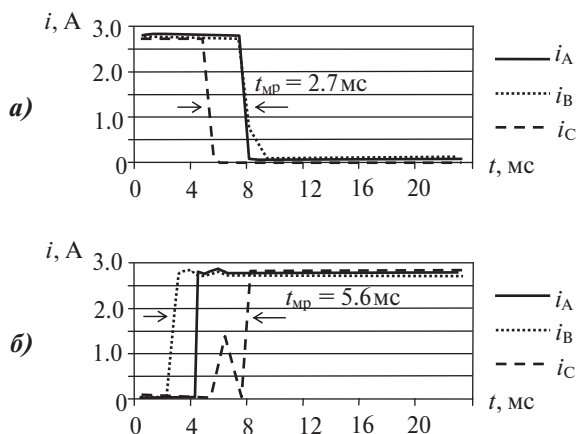


Рис. 5.19. Работа контактной системы фаз масляного выключателя типа МКП-110 в режиме отключения (а) и в режиме включения (б).

ность самих катушек электромагнитов и блок-контактов и даже определить значения параметров этих цепей.

Методика экспресс-диагностики ВВ на основе анализа цифровых осциллограмм (цифрограмм) дополняет сложившиеся в электроэнергетике методы (с традиционными устройствами и схемами испытаний) и даёт возможность оперативно выявить имеющиеся неисправности ВВ, документально подтверждать реальные значения технических параметров исправных или неисправных выключателей. Отличительной особенностью предложенной ускоренной методики является проведение обязательного цифрового осциллографирования работоспособности контактной системы без слива масла и вскрытия бака выключателя. В ряде случаев по результатам испытаний и измерений параметров выключателя отпадает необходимость трудоёмкой операции вскрытия ВВ.

Для полноты диагностирования цифровое осциллографирование целесообразно проводить несколько раз: вначале — сразу же после расшиновки выключателя, затем — после слива масла и вскрытия бака выключателя. На этом этапе анализ полученных цифрограмм позволяет персоналу целенаправленно осуществлять ремонт узлов ВВ, устранять выявленные неисправности или выполнять требуемую регулировку механизмов выключателя.

По окончании сборки ВВ снова необходимо получить новые цифрограммы, по которым можно оценить временные, скоростные и другие параметры отремонтированного выключателя. После заливки масла и установки бака в рабочее положение выполняется контрольное осциллографирование работы контактной системы выключателя, на основе которого формируется заключение его работоспособности и выносится обоснованное суждение о качестве ремонта. Подобный подход гарантирует объективность оценки работоспособности выключателя и надёжность его дальнейшей работы [307].

Из вышеизложенного можно сделать следующие выводы.

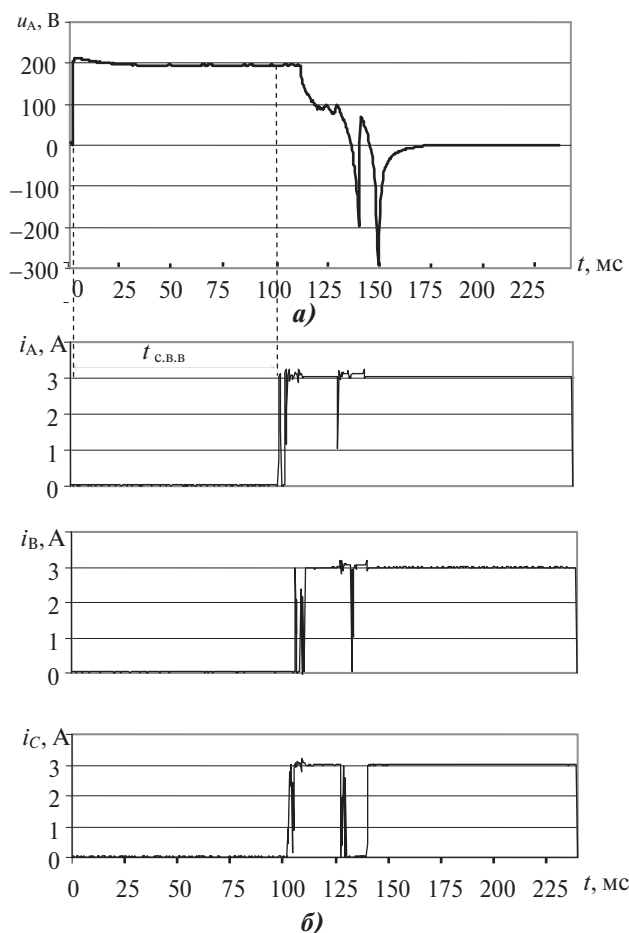


Рис. 5.20. Осциллограмма напряжения на катушке фазы *A* (*a*) и осциллограммы токов всех фаз выключателя типа ВМТ-220 кВ в режиме включения (*б*).

1. Современные цифровые методы и технические средства позволяют существенно повысить метрологические характеристики диагностики, сократить сроки проведения испытаний, автоматизировать обработку результатов измерений.

2. Ускоренную диагностику ВВ всех типов без их вскрытия можно проводить цифровой регистрацией работы контактной системы выключателя, напряжений на катушках включения и отключения, а также определением скоростных характеристик.

3. Достаточная надёжность работы высоковольтных выключателей может быть достигнута оперативной диагностикой, причём периодичность технического контроля должна увеличиваться по мере нарастания изношенности выключателей и выработки их ресурса.

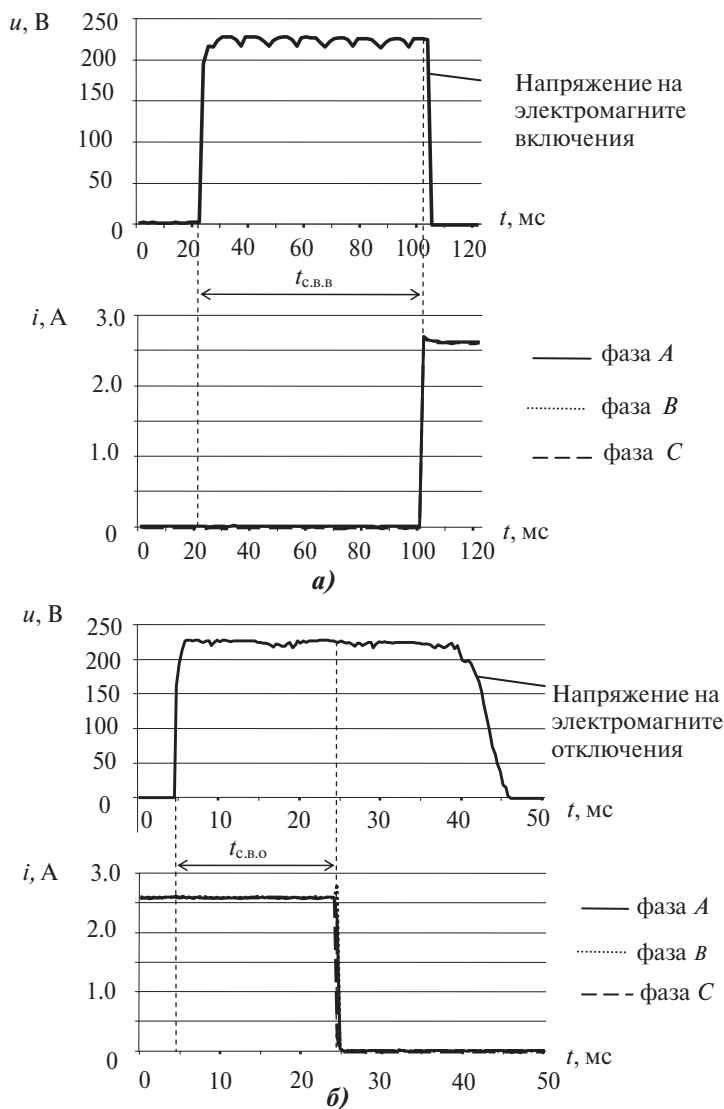


Рис. 5.21. Осциллограммы в режимах включения (а) и отключения (б) вакуумного выключателя типа ВБЭ-10-31.5.

Полное время включения составляет 80 мс (норма — 100 мс).

Полное время отключения составляет 20 мс (норма — 40 мс).

Разброс работы контактной системы между фазами составляет менее 1 мс.

4. Целостность шунтирующих сопротивлений масляных и воздушных выключателей можно определить без их вскрытия и осмотра цифровой регистрацией как при выводе в ремонт, так и при включении под нагрузку.

5. Цифровая регистрация работы ВВ с последующим представлением процессов коммутации в виде осциллограмм часто наиболее информативна, нежели измерения отдельных параметров ВВ.

В прил. 14 (разд. П.14.4) приведён один из протоколов осциллографирования параметров выключателя У-110 кВ в режимах включения и отключения, производимый до его ремонта.

5.4. Контроль аккумуляторных батарей на энергообъектах

В электроэнергетических системах источники оперативного тока служат, как известно, для электропитания вторичных цепей ответственных устройств, к которым относятся цепи релейной защиты, противоаварийной автоматики и телемеханики, аппаратура дистанционного управления, а также аварийная и предупреждающая сигнализация. В условиях эксплуатации к источникам оперативного тока предъявляются повышенные требования, причём их мощность должна быть вполне достаточной для надёжного действия вторичных устройств при самых тяжёлых авариях в системе электроснабжения, а напряжение должно отличаться достаточной стабильностью.

Источникам оперативного постоянного тока в энергосистемах уделяется в последнее время всё большее внимание [308...311]. Это обусловлено тем, что от состояния их работоспособности зависит надёжность работы всех систем автоматического управления, в том числе устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), автоматической системы коммерческого учёта электроэнергии (АСКУЭ), автоматической системы управления технологическими процессами (АСУ ТП), систем измерений, телемеханики и связи, а также силовых цепей катушек включения и отключения высоковольтных выключателей и др.

Наиболее надёжными источниками постоянного тока на крупных энергообъектах считаются аккумуляторные батареи [311...315]. Они получили широкое распространение в энергосистемах нашей страны и за рубежом.

Так, например, на подстанциях сетевой компании ОАО «Чувашэнерго» более 10% подстанций 35...220 кВ оснащены аккумуляторными батареями: 25% из них — типа OPzS и 75% — типа СК.

Большим их преимуществом является независимость (полная автономность) от внешних источников переменного напряжения, что позволяет обеспечивать работу вторичных устройств даже при полном исчезновении напряжения в основной электросети станции (подстанции). Другим немаловажным достоинством этого источника является способность выдерживать значительные кратковременные перегрузки, которые возникают в реальных условиях наложения на нормальный длительный режим аккумуляторной батареи бросков тока включения электроприводов высоковольтных выключателей в условиях оперативных переключений.

В качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты элементов главной схемы элект-

рических соединений и основного напряжения собственных нужд станции, а также в качестве аварийного источника для питания электродвигателей, резервных, особо ответственных, механизмов собственных нужд, преобразователей устройств связи и аварийного освещения на электростанциях предусматривается установка аккумуляторных батарей напряжением 220 В. Для устройства управления, релейной защиты, автоматики и контроля допускается применение оперативного постоянного тока напряжением 48 и 24 В, если при этом обеспечивается применение надёжных систем с использованием малогабаритных реле и бесконтактных элементов. В этом случае в качестве источника используются преобразователи, питаемые от аккумуляторной батареи напряжением 220 В [317, 318].

На подстанциях напряжением 110 кВ (кроме отпаечных и тупиковых) и выше должна применяться система оперативного постоянного тока напряжением 220 В. Другие величины напряжений или другие виды оперативного тока (выпрямленный, переменный) на таких подстанциях допускаются только по требованию заказчика. Аккумуляторная батарея должна быть закрытого исполнения. При работе в автономном режиме она должна обеспечивать максимальные расчетные толчковые токи после 2-часового разряда током нагрузки. На подстанции 110 кВ и выше рекомендуется применять аккумуляторную батарею со сроком службы не менее 20 лет. Каждая из двух аккумуляторных батарей, устанавливаемых на подстанции, должна выбираться с учетом суммарной нагрузки двух аккумуляторных батарей [317, 318].

В эксплуатации АБ требуется постоянный контроль ряда параметров, частота проверки которых различна; так, например, измерения напряжения, плотности и температуры электролита каждого элемента должны проверяться ежемесячно, а работоспособность батареи по падению напряжения при толчковых токах производиться один раз в год [23]. Поддержание требуемых уровней напряжения на зажимах электроприёмников в условиях оперативного подключения мощных нагрузок служит надёжной гарантией точного функционирования всех систем.

Экспресс-обследование состояния источников оперативного тока на большинстве подстанций ОАО «Чувашэнерго» показывает, что целый ряд источников оперативного тока выработал свой ресурс и требует всё большего внимания со стороны эксплуатационного персонала. Многие источники оперативного тока нуждаются в реконструкции, обновлении основных рабочих элементов, улучшении схем, замене кабелей и др. При этом непрерывно растут расходы на их текущее обслуживание. В этой связи весьма актуальны вопросы диагностики, причём с использованием современных цифровых методов и технических средств, позволяющих своевременно обнаружить дефекты, выявить неисправности и оперативно их устранить [319].

Согласно [23] на подстанциях и гидроэлектростанциях не менее одного раза в год должна проверяться работоспособность батареи измерением напряжения на зажимах аккумуляторных батарей в режиме импульсных токов. Причём значения напряжения на выводах аккумуляторной батареи (при отключенном подзарядном агрегате) при разряде в течение 5 с с наибольшим током (но не более 2.5 тока одночасового режима разряда без включения концевых элементов) должны сопоставляться с результатами предыдущих измерений и не могут снижаться

более чем на 0.4 В на каждый элемент от напряжения в момент, предшествующий броску тока [30, 320].

Проверку рекомендуется производить на специально выделенной нагрузке, в качестве которой рекомендуется использовать активное сопротивление. Допускается проведение испытания включением ближайшего к батарее выключателя с наиболее мощным электромагнитом включения с записью процесса на осциллографе или регистрирующем вольтметре.

Резистор подключается к шинам щита постоянного тока через автоматический выключатель, а имеющаяся постоянная нагрузка должна быть минимальной и одинаковой при сопоставимых испытаниях.

При проведении испытания от полностью заряженной батареи отключается подзарядное устройство, а затем через 0.5 ч подключается специально выделенная нагрузка. Регистрируются значения тока и напряжения разряда.

Снижение напряжения в среднем на элемент определяется как разность напряжений батареи непосредственно перед включением и через 5 с после включения разрядного тока, поделённая на число элементов, участвующих в разряде. Кроме напряжения батареи рекомендуется выполнять измерения напряжения непосредственно на 1—2 отстающих аккумуляторных батареях. Снижение напряжения более чем на 0.4 В на элемент означает снижение фактической ёмкости батареи более чем на 10% от номинальной и вызывает необходимость принятия мер для его восстановления.

Полученные значения тока и напряжения должны сопоставляться с результатами предыдущих измерений.

Одним из современных методов диагностики аккумуляторных батарей является цифровое осциллографирование реальных динамических процессов, возникающих на зажимах аккумулятора при коммутациях. Удобным измерительным прибором для испытаний аккумуляторных батарей в условиях эксплуатации на работающих объектах является мобильный многофункциональный цифровой регистратор типа МЦР-0702, рассмотренный в гл. 2. Упрощённая схема испытаний аккумуляторных батарей на типовой подстанции показана на **Рис. 5.22**.

В качестве наибольшей нагрузки используется, как правило, включающий электропривод высоковольтного выключателя (обычно выключатель резервной ячейки). Работа с выключателем резервной ячейки не нарушает оперативную схему подстанции и обеспечивает требуемый уровень толковых токов в режиме контроля напряжения на зажимах аккумуляторных батарей методом цифрового осциллографирования. Осциллограммы (**Рис. 5.23, 5.24**) наглядно демонстрируют изменения напряжения на зажимах аккумуляторных батарей в режиме проверки напряжения аккумуляторной батареи при импульсных токах в соответствии с нормативными требованиями [30]. Обе осциллограммы получены при подключении к батарее наибольшей нагрузки (в данном конкретном случае — электромагнита включения высоковольтного выключателя) и документально подтверждают исправность аккумуляторных батарей ($U_{\min} > U_{\text{доп}}$, $t_3 - t_1 < 5$ с).

Следует заметить, что результаты цифрового осциллографирования наглядно демонстрируют достаточно быстрое время восстановления $t_{\text{восст}}$ элементов аккумуляторных батарей, когда после резкого снижения напряжения до минимума

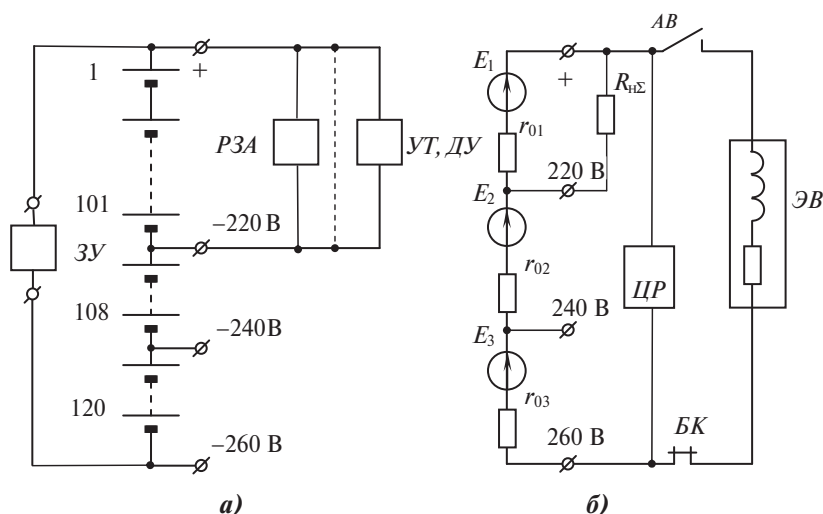


Рис. 5.22. Принципиальная схема типовой аккумуляторной батареи (а) и схема замещения цепей постоянного тока в режиме осциллографирования (б).

1, 101, 108, 120 — номера ячеек АБ; ЦР — цифровой регистратор; ЗУ — зарядное устройство; P3A — устройства релейной защиты; УТ — устройства телемеханики; ДУ — цепи системы дистанционного управления; БК — блок-контакты; АВ — автоматический выключатель; ЭВ — электромагнит включения.

начинается интенсивное движение зарядов в электролите и нарастание скорости химической реакции. Продолжительность химической реакции в электролите составляет время между моментами t_2 и t_3 (Рис. 5.23, 5.24).

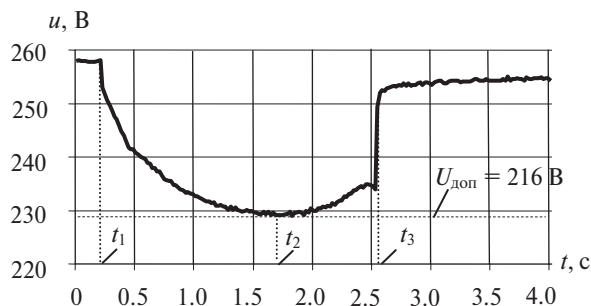


Рис. 5.23. Осциллограмма напряжения аккумуляторной батареи (800 А/ч) (подстанция «Канацкая») в режиме толковых токов нагрузки.

Обе осциллограммы исправных и с достаточным ресурсом аккумуляторных батарей имеют характерную похожую форму в виде параболы. В момент t_3 происходит отключение нагрузки с помощью блок-контактов (БК) выключателя и резкое увеличение напряжения на зажимах аккумуляторных батарей.

Очевидно, что время $t_{\text{восст}}$ будет зависеть в первую очередь от качества электролита и от площади пластин аккумуляторных батарей. Следовательно, зная этот параметр, через определённый достаточно длительный интервал времени (например, в течение двух-трёх лет) можно прогнозировать с достаточной точностью состояние аккумуляторных батарей и его остаточный ресурс.

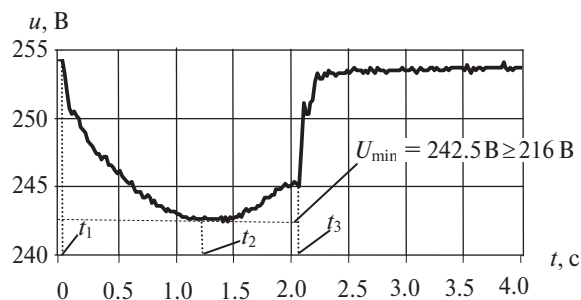


Рис. 5.24. Осциллограмма изменения напряжения аккумуляторной батареи (1000 А/ч) при толковых токах нагрузки (подстанция «Венец»).

ДИАГНОСТИКА И КОНТРОЛЬ ВЕНТИЛЬНЫХ РАЗРЯДНИКОВ

6.1. Методы и технические устройства контроля вентильных разрядников

В последние годы в энергосистемах страны вентильные разрядники активно заменяются более совершенными нелинейными ограничителями перенапряжений (ОПН). Однако до настоящего времени в энергосистемах количество эксплуатируемых вентильных разрядников значительно превышает количество ОПН. Так, например, на энергообъектах Чувашии по состоянию на 01.10.2004 г. количество установленных ОПН по отношению к вентильным разрядникам составляет менее одного процента. Заметим, что предприятия, эксплуатирующие вентильные разрядники, заинтересованы в продлении их срока службы, так как они зарекомендовали себя высоконадёжными устройствами. Хотя большая часть вентильных разрядников эксплуатируется от 10 до 20 лет, а некоторые — близко к предельному сроку службы, очевидно, что обновление или замена вентильных разрядников будет происходить в течение длительного времени, определяемого экономическими возможностями, интенсивностью повреждений и результатами отбраковки. Следовательно, своевременное выявление дефектов средств защиты от перенапряжений (СЗОП), качество работы которых гарантирует надёжность работы дорогостоящего электрооборудования, является актуальной проблемой энергетики.

К методам диагностики, позволяющим своевременно выявить дефекты в СЗОП, относятся:

1. Тепловизионное обследование (с помощью приборов инфракрасной техники с высокой разрешающей способностью по температуре (не ниже 0.5°C)).
2. Измерение сопротивления изоляции ($R_{\text{изол}}$).
3. Измерение пробивного напряжения ($U_{\text{пр}}$) промышленной частоты 50 Гц.
4. Измерение токов проводимости ($I_{\text{пр}}$) у разрядников с шунтирующими сопротивлениями, которые должны соответствовать нормативным значениям.

Методика тепловизионного контроля высоковольтных вентильных разрядников в рабочем состоянии достаточно хорошо разработана, и по ней опубликовано много работ [162...164, 168, 174, 180, 294, 321...327]. Благодаря её применению выявляются следующие виды неисправностей в элементах вентильных разрядников, приводящие к их аномальным нагревам [168]:

- нарушение герметичности;
- обрыв или увлажнение шунтирующих резисторов;
- замыкание искровых промежутков;
- нарушение заводской комплектации элементов.

В качестве примера на **Рис. 6.1** показаны термограммы разрядников, в которых отражены выявленные нарушения комплектации элементов разрядников после ремонтно-восстановительных работ. Особый интерес представляет термограмма на **Рис. 6.1, б**, из которой видно, что на верхнем элементе фазы *В* наблюдается «свечение» элемента как вниз, так и вверх. После отключения и тщательного осмотра состояния разрядника было установлено, что персонал предприятия электрических сетей вместо требуемого элемента типа РВС-33 ошибочно установил РВС-35 (у РВС-35 шунтирующие сопротивления находятся как в нижней, так и в верхней части, тогда как у РВС-33 — только в верхней половине элемента). У разрядника РВС-110 (**Рис. 6.1, а**) на фазе *А* перевернут его нижний элемент. Все термограммы, приведённые в настоящей работе, выполнены с помощью отечественного тепловизора типа ИРТИС-2000.

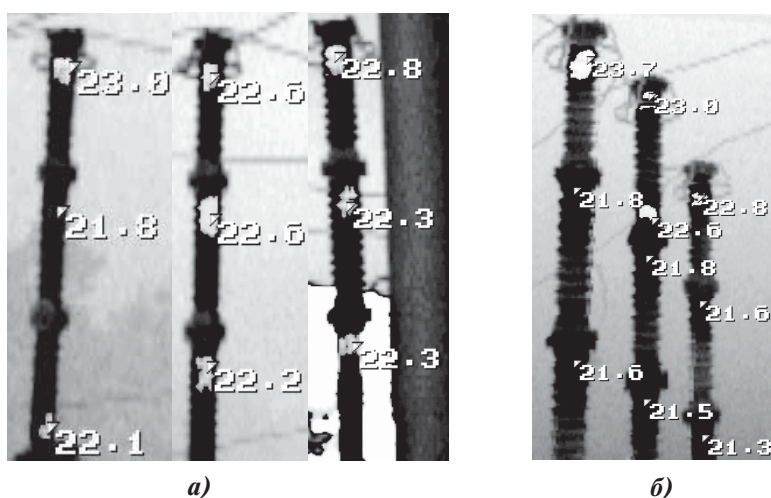


Рис. 6.1. Термограммы элементов разрядника РВС-110, фазы *А, В, С*:
а) подстанция «Стрелка» (Северные электрические сети);
б) подстанция 110/10 кВ «Семёновское» (Алатырские электрические сети).
 На фазе *А* (крайняя слева) перевернут нижний элемент разрядника РВС-110.

Руководящий документ [30] предлагает считать исправным разрядник, «верхние элементы которого в месте расположения шунтирующих резисторов нагреты одинаково». Однако опыт эксплуатации показывает, что температуры одинаковыми на всех верхних элементах фаз разрядника одного присоединения практически никогда не бывают (несимметрия фазных напряжений, неидентичное расположение разных фаз разрядников относительно точки съёмки, разная степень загрязнённости элементов разрядника и др.) и всегда отличаются (даже при ис-

правных элементах) на доли, а иногда и на целые градусы (см. Рис. 6.1, 6.2). Практический опыт показывает, что при разнице перепада температуры верхних элементов разрядника относительно соседних в 2—3°C можно с уверенностью утверждать, что элемент разрядника дефектный и его рекомендуется немедленно вывести в ремонт.

Если различие температур аналогичных элементов разных фаз разрядника в пределах от 2 до 5°C, то целесообразно провести дополнительные испытания. После анализа всех результатов диагностики окончательное решение о ремонте обычно остаётся за персоналом, в чьём введении находится СЗОП. Здесь уместно отметить, что аналогичных рекомендаций придерживаются и за рубежом, например в соответствии с американским стандартом [178].

Важным параметром и надёжным показателем, характеризующим работоспособность разрядников, является величина его пробивного напряжения. Это измерение на практике часто применяется в тех случаях, когда исправность того или иного элемента разрядника вызывает определённые сомнения по полученным термограммам тепловизионного контроля и данных измерений токов проводимости.

Как известно, измерение пробивного напряжения вентильных разрядников производится с целью определения состояния их искровых промежутков и соответствия защитных характеристик требуемым нормам [328]. Испытания на пробой позволяют эффективно выявить дефекты разрядников, появившиеся в результате неправильной транспортировки, разгерметизации в процессе эксплуатации или в результате снижения ими пропускной способности.

Заметим, что пробивным напряжением элементов вентильных разрядников принято считать среднее значение из не менее трёх измерений для разрядников РВС, пяти измерений для разрядников РВРД, десяти измерений для разрядников РВМ, РВМГ и РВМК.

Оценка состояния вентильных разрядников производится путём сопоставления измеренных значений пробивного напряжения с предельно допустимыми значениями, приведёнными в паспорте разрядника или в действующих нормах испытания электрооборудования [329].

После окончания измерений пробивных напряжений дополнительно должны быть измерены токи проводимости разрядников при выпрямленном напряжении для контроля целостности шунтирующих резисторов.

Измерения пробивных напряжений вентильных разрядников с шунтирующими резисторами могут выполняться только при обязательном соблюдении определённых требований [329]. Например, время подъёма напряжения частотой 50 Гц на элементе разрядников серии РВС, РВМ, РВРД, РВМГ, РВМК-330,

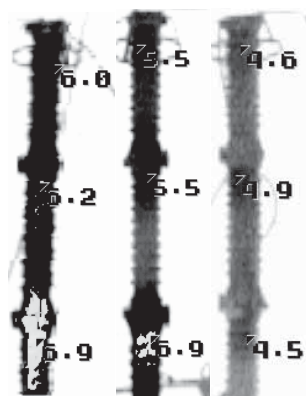


Рис. 6.2. Термограмма разрядников РВС-110 кВ (С, В, А) подстанции «Шумерлинская» (Алатырские электрические сети).

РВМК-500 до пробивного не должно превышать 0.5 с, а разрядников серии РВМК-400В, РВМК-750, РВМК-1150 — 1.0 с.

Превышение допустимого времени подъёма напряжения может привести к перегреву и разрушению шунтирующих резисторов разрядника. С другой стороны, время подъёма напряжения должно быть не менее 0.1 с.

Интервал между отдельными измерениями должен быть не менее 10 с и не более 1 мин, а длительность протекания тока через разрядник после пробоя его искровых промежутков не должна превышать 0.5 с; ток нужно ограничивать, например, дополнительным резистором до значения 0.7 А.

Эти требования могут быть выполнены в испытательной установке для измерения пробивного напряжения вентиляльных разрядников с шунтирующими резисторами, принципиальная схема которой показана на **Рис. 6.3**.

Как известно, серийный выпуск подобных установок для испытания вентиляльных разрядников не производится, однако она может быть укомплектована и изготовлена в виде стенда, например, в электротехнической лаборатории эксплуатационным персоналом с использованием следующих рекомендаций [329].

В качестве источника испытательного напряжения при определении пробивных напряжений разрядников РВС целесообразно использовать типовой трансформатор НОМ-100/10.

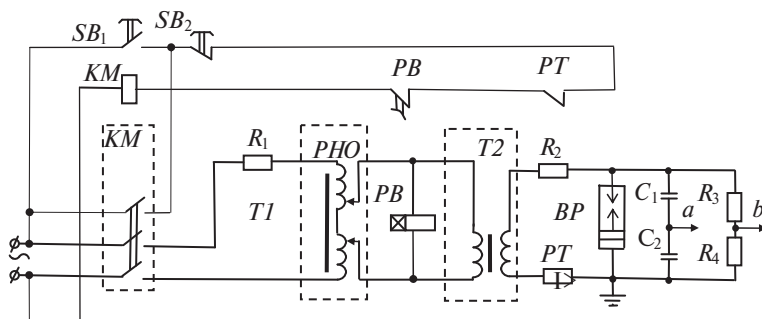


Рис. 6.3. Принципиальная схема испытательной установки для измерения пробивного напряжения вентиляльных разрядников с шунтирующими сопротивлениями.

SB₁, SB₂ — соответственно кнопки включения и отключения; *KM* — реле; *PB* — реле времени; *PT* — реле тока; *T1* — регулировочный автотрансформатор; *T2* — высоковольтный трансформатор; *R₁, R₄* — резисторы; *C₁, C₂* — конденсаторы; *BP* — вентиляльный разрядник; *a, б* — возможные точки подключения цифрового регистратора.

Для определения значений пробивных напряжений вентиляльных разрядников всех остальных типов, кроме элементов разрядников РВМК-400В, РВМК-750 и РВМК-1150, обычно используется испытательный трансформатор НОМ-100/25.

Повышение напряжения на испытательном трансформаторе *T2* до значения пробивного в течение допустимого времени осуществляется регулировочным автотрансформатором *T1* типа РНО-250-10, в котором червячный привод и гибкий трос регулятора, связывающий контактный ролик с рукояткой, заменены жёст-

кой тягой. В цепь питания *РНО* включается балластный резистор R_1 со значением сопротивления 0.5...1.0 Ом для ограничения тока в рабочих резисторах разрядника после пробоя искровых промежутков. Защитный резистор может быть включен со стороны испытуемого разрядника (R_2), при этом его сопротивление должно быть не менее 150 кОм.

Испытательная установка включается кратковременным нажатием кнопки SB_1 (отключается кнопкой SB_2).

Сетевое напряжение 220 В контактами кнопки SB_1 подаётся на обмотку магнитного пускателя *КМ* по последовательной цепи через замкнутые контакты реле времени *РВ* и реле тока *РТ*.

После замыкания контактов магнитного пускателя напряжение 220 В подаётся на регулировочный автотрансформатор *Т1*, в исходном состоянии которого скользящие выходные контакты находятся на минимальном числе витков его обмотки. Подъём напряжения на испытательном трансформаторе *Т2* осуществляется быстрым передвижением жёсткой тяги регулировочного автотрансформатора, благодаря чему обеспечивается практически линейно нарастающее напряжение на разряднике до его пробоя.

Однако скользящими контактами *РНО* подаётся питание на цепь обмотки реле времени *РВ*, контактами которого через 0.5 с размыкается цепь обмотки магнитного пускателя и происходит отключение испытательной установки от питающей сети.

Отключение испытательной установки происходит также и в результате разрыва цепи питания обмотки магнитного пускателя контактами реле тока *РТ* (типа РТ-40), через обмотку которого протекает ток вентильного разрядника *ВР* при пробое его искровых промежутков. Уставка реле тока должна быть около 0.2...0.3 А.

Обычно для измерения пробивного напряжения на разряднике используются электронно-лучевые осциллографы типов С1-5, ЭО-7 и др., работающие в режиме безынерционного вольтметра (с отключенной развёрткой), на пластины которых подаётся напряжение от низковольтного плеча C_2 ёмкостного делителя напряжения C_1 — C_2 , (вывод *а*). В случае использования светолучевых осциллографов, например типа Н-008, Н-115 и др., пробивное напряжение измеряется с использованием низковольтного плеча R_4 омического делителя напряжения R_3 — R_4 (зажим *б*).

Осциллограф с делителем напряжения должен быть отградуирован напряжением, измеренным электростатическим киловольтметром при отключенном разряднике. При испытании элементов разрядников с верхним пределом пробивного напряжения более 100 кВ необходимо применять специальный испытательный трансформатор с соответствующим значением напряжения высоковольтной обмотки и устройством, обеспечивающим время подъёма напряжения не более 1.0 с.

Однако проведение измерения *ВР* с шунтирующими сопротивлениями описанным устройством трудоёмко, оно не обладает высокой точностью при определении пробивного напряжения. Кроме того, определение времени развития разряда этим устройством затруднительно, а упомянутые осциллографы часто выходят из строя. Заметим, что устройство не позволяет оперативно сохранять в

электронном виде данные измерений с последующей передачей их в персональный компьютер для обработки и представления результатов измерений в соответствующей форме. Особенно это актуально в условиях рыночной экономики, когда исполнитель должен представить заказчику результаты испытаний в виде протокола с соответствующими данными, полученными с помощью электронных устройств.

Существующие новые универсальные цифровые осциллографы и регистраторы предназначены, как правило, для лабораторных условий и малопригодны для применения в составе высоковольтных установок с мощными электромагнитными импульсами и помехами. В то же время современная микроэлектронная база [183] позволяет создавать специализированные и сравнительно дешёвые цифровые устройства для этих целей.

6.2. Автоматическое определение пробивного напряжения вентильных разрядников

Разработанный в [245, 323] цифровой регистратор с успехом можно применить для определения пробивного напряжения вентильных разрядников 35...500 кВ.

Упрощённая функциональная электрическая схема этого устройства для определения пробивного напряжения вентильных разрядников приведена на Рис. 6.4.

Схема испытания содержит формирователь испытательного напряжения *ФИН*, испытуемое *СЗОП*, делитель напряжения *ДН*, состоящий из последовательно соединённых высокоомного сопротивления R_1 , измерительного сопротивления R_2 , дополнительного сопротивления R_3 , систему подавления помех *СПП*, а также *ЦР* с блоком гальванической развязки *БГР* аналогового сигнала. Структура *ЦР* содержит также аналого-цифровой преобразователь *АЦП*, вычислительный

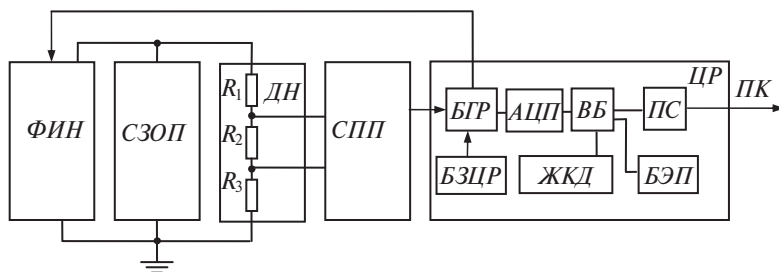


Рис. 6.4. Функциональная электрическая схема устройства.

ФИН — формирователь испытательного напряжения; *СЗОП* — средство защиты от перенапряжения;

ДН — делитель напряжения; $R_1...R_3$ — активные резисторы; *СПП* — система подавления помех;

БГР — блок гальванической развязки; *БЗЦР* — блок запуска цифровой регистрации;

АЦП — аналого-цифровой преобразователь; *ВБ* — вычислительный блок;

ЖКД — жидкокристаллический дисплей; *ПС* — порт связи; *БЭП* — блок энергонезависимой памяти;

ПК — персональный компьютер; *ЦР* — цифровой регистратор.

блок *ВБ*, блок энергонезависимой памяти *БЭП* на 500 осциллограмм, порт связи *ПС* для подключения к компьютеру, жидкокристаллический дисплей *ЖКД* и блок запуска *БЗЦР*.

Устройство работает следующим образом. Блок запуска цифровой регистрации *БЗЦР* формирует сигнал начала испытания средства защиты от перенапряжения, который подаётся на блок гальванической развязки *БГР* цифрового регистратора *ЦР*. При этом *ЦР* через блок гальванической развязки запускает формирователь испытательного напряжения *ФИН*. Последний начинает генерировать испытательное напряжение синусоидальной формы частотой 50 Гц с нарастающей амплитудой, которое подаётся на испытуемое *СЗОП* и делитель напряжения *ДН*. В результате на измерительном сопротивлении R_2 создаётся падение напряжения, пропорциональное напряжению на *СЗОП*, которое через систему подавления помех *СПП* подаётся на *БГР* цифрового регистратора. *СПП* эффективно подавляет поперечную и продольную составляющую помехи. Он также обеспечивает надёжную работоспособность *ЦР* в составе высоковольтного устройства, генерирующего мощные высоковольтные и высокочастотные помехи.

Напряжение с выхода *СПП* подаётся на аналоговый вход *БГР*, затем на *АЦП* и записывается в память цифрового регистратора в цифровом виде в течение некоторого промежутка времени до и после срабатывания *СЗОП*. На основе обработки этих данных *ВБ* определяет момент пробоя, по мгновенным значениям напряжения вычисляет действующее значение напряжения пробоя в соответствии с ГОСТом [328]. Полученные данные сохраняются в *БЭП* для математической обработки, последующей визуализации, а также передачи в персональный компьютер.

Через установленный промежуток времени после пробоя *СЗОП* формирователь испытательного напряжения отключается. Этим завершается первый цикл измерений. Такой цикл «измерение — вычисление — запись» многократно повторяется в соответствии с программой испытаний, записанной в памяти цифрового регистратора. Полученные в результате многократных испытаний параметры разряда *СЗОП* подвергаются статистической обработке в *ВБ* в соответствии с [328], а результаты сохраняются в *БЭП*. После завершения процесса испытаний *ЦР* может быть подключен к персональному компьютеру для дальнейшего документирования и архивирования.

На **Рис. 6.5** показаны в качестве примера осциллограммы, полученные при испытаниях элементов высоковольтных разрядников (РВС-110, РВС-35, РВМК-500) с помощью разработанного устройства, где u — напряжение на разряднике, меняющееся со временем t , $u_{\text{пр. мгн.}}$ — мгновенное значение напряжения на разряднике в момент начала пробоя.

В **Табл. 6.1** приведены осциллограммы пробивного напряжения разрядников серии РВС-35 и данные измерений сопротивления изоляции и тока проводимости элементов *СЗОП*. (Причём нормы напряжения пробоя, $U_{\text{проб}} = 71...103$ кВ, сопротивление изоляции, $R_{\text{изол}}$ — согласно требованиям заводской инструкции, ток проводимости, $I_{\text{провод}} = 450...620$ мкА.)

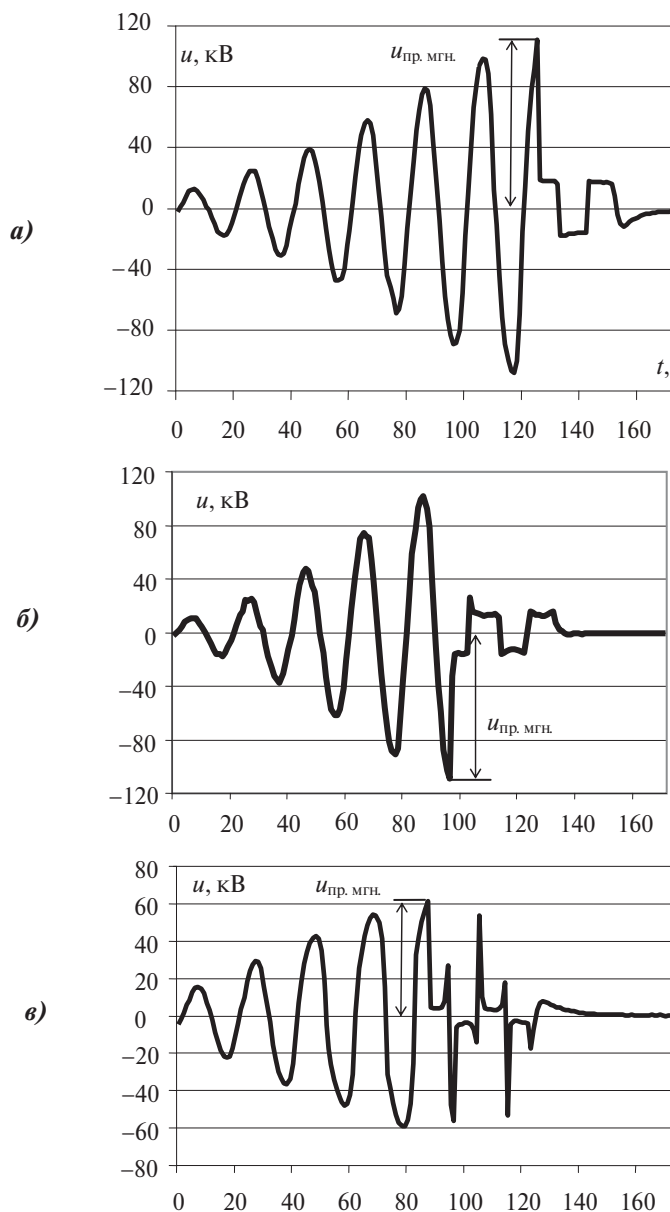
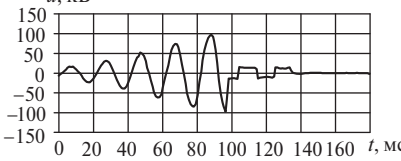
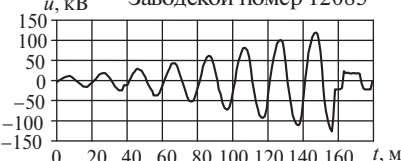


Рис. 6.5. Осциллограммы испытания элементов вентиляных разрядников с нарастающим напряжением частотой 50 Гц:
 а) РВС-110; б) РВС-35; в) РВМК-500.

Таблица 6.1. Осциллограммы напряжения пробоя элементов разрядника серии РВС-35

Осциллограмма	$U_{\text{проб}}$ [кВ]	$R_{\text{изоп}}$ [МОм]	$I_{\text{провод}}$ [мкА]
Заводской номер 3760 	70	10000	270
Заводской номер 12085 	90	1750	480
Заводской номер 3618 	90	10000	280
Заводской номер 2593 	75	9000	260
Заводской номер 7201 	74	1000	360

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, ВЫПУСКАЕМЫХ ООО «ТОЛЬЯТТИНСКИЙ ТРАНСФОРМАТОР»

Таблица П.1.1. С регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) в нейтрали ВН

Тип трансформатора	Вид регулирования напряжения		Напряжение номинальное обмоток [кВ]			Диапазон регулирования на стороне ВН/СН/НН	Система охлаждения	
	РПН	ПБВ	ВН	СН	НН		М	Д
ТМТН 6300/110	•	•	115	38.5	6.6; 11	$\pm 14\% \pm 8$ ст. $\pm 2 \times 2.5\%$	•	
ТДТН 10000/110	•	•	115	38.5	6.6; 11	$\pm 16\% \pm 9$ ст. $\pm 2 \times 2.5\%$		•
ТДТН 16000/110	•		115	38.5	6.6; 11	$\pm 14\% \pm 8$ ст.		•
ТДНШ 16000/110	•	•	115	6.3; 11	6.6; 11	$\pm 16\% \pm 9$ ст.		•
ТДТН 25000/110	•		115	11; 38.5	6.6; 11	$\pm 16\% \pm 9$ ст. $\pm 2 \times 2.5\%$		•
ТДТН 40000/110	•		115	11; 38.5	6.6; 11	$\pm 16\% \pm 9$ ст. $\pm 2 \times 2.5\%$		•
ТДТН 63000/110	•		115	11; 38.5	6.6; 11	$\pm 16\% \pm 9$ ст. $\pm 2 \times 2.5\%$		•
ТДЦТН 80000/110	•		115	38.5	6.3	$\pm 16\% \pm 9$ ст. $\pm 2 \times 2.5\%$		•

Таблица П.1.2. С регулированием напряжения (ПБВ) на стороне ВН и без ПБВ

Тип трансформатора	Вид регулирования напряжения		Напряжение номинальное обмоток [кВ]			Диапазон регулирования на стороне ВН/СН/НН	Система охлаждения	
	РПН	ПБВ	ВН	СН	НН		Д	ДЦ
ТД-40000/110		•	121		6.3; 10,5	$\pm 2 \times 2.5\%$	•	
ТДЦ-80000/110			121		6.3			•
ТДЦ-125000/110			121		10.5; 13.8			•
ТДЦ-200000/110		•	121		18	$\pm 2 \times 2.5\%$		•

Таблица П.1.3. С регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) в нейтрали ВН

Тип трансформатора	Вид регулирования напряжения		Напряжение номинальное обмоток [кВ]			Диапазон регулирования на стороне ВН/СН/НН	Система охлаждения		
	РПН	ПБВ	ВН	СН	НН		М	Д	ДЦ
ТМН 2500/110	•		115		6.6; 11	$\pm 15\% \pm 10$ ст. $\pm 16\% \pm 9$ ст. $\pm 12\% \pm 8$ ст.	•		
ТМН 6300/110	•		115		6.6; 11	$\pm 12\% \pm 8$ ст.	•		
ТДН 10000/110	•		115		6.6; 11	$\pm 16\% \pm 9$ ст.		•	
ТДН 16000/110	•		115		6.6; 11	$\pm 16\% \pm 9$ ст.		•	
ТРДН 25000/110	•		115		6.6...6.6	$\pm 16\% \pm 9$ ст.		•	
ТРДН 40000/110	•		115		6.6...6.6	$\pm 16\% \pm 9$ ст.		•	
ТРДН 63000/110	•		115		6.6...6.6	$\pm 16\% \pm 9$ ст.		•	
ТРДН 80000/110	•		115		6.3...6.3; 10.5...10.5	$\pm 16\% \pm 9$ ст.		•	
ТРДЦН 80000/110	•		115		6.3...6.3; 10.5...10.5	$\pm 16\% \pm 9$ ст.			•

Таблица П.1.4. С регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) на стороне ВН без ПБВ

Тип трансформатора	Вид регулирования напряжения		Напряжение номинальное обмоток [кВ]		Диапазон регулирования на стороне ВН/СН/НН	Система охлаждения	
	РПН	ПБВ	ВН	НН		Д	ДЦ
ТРДНМ $\frac{63000}{100000}$ /110	•		115	10.5...10.5	$\pm 16\% \pm 9$ ст.	•	
ТРДЦНКМ $\frac{63000}{100000}$ /110	•		115	10.5...10.5	$\pm 16\% \pm 9$ ст.		•
ТДНМ $\frac{63000}{100000}$ /110	•		115	38.5	$\pm 16\% \pm 9$ ст.	•	

Таблица П.1.5. С регулированием напряжения под нагрузкой РПН в нейтрали ВН, со сниженной мощностью обмоток СН и НН и повышенной нагрузочной способностью

Тип трансформатора	Вид регулирования напряжения		Напряжение номинальное обмоток [кВ]			Диапазон регулирования на стороне ВН/СН/НН	Система охлаждения		
	РПН	ПБВ	ВН	СН	НН		М	Д	Ф
ТДТН 16000/110	•		115	38.5	6.6; 11	$\pm 16\% \pm 9$ ст.		•	
ТДТНФ 16000/110	•		115	38.5	6.6; 11	$\pm 16\% \pm 9$ ст.		•	•
ТДТН 25000/110	•		115	11; 38.5	6.6; 11	$\pm 16\% \pm 9$ ст.		•	

(продолжение)

Тип трансформатора	Вид регулирования напряжения		Напряжение номинальное обмоток [кВ]			Диапазон регулирования на стороне ВН/СН/НН	Система охлаждения		
	РПН	ПБВ	ВН	СН	НН		М	Д	Ф
ТДТНФ 25000/110	•		115	11; 38.5	6.6; 11	$\pm 16\% \pm 9$ ст.		•	•
ТДТН 40000/110	•		115	11; 38.5	6.6; 11	$\pm 16\% \pm 9$ ст.		•	
ТДТН 40000/110	•		115	11; 38.5	6.6; 11	$\pm 16\% \pm 9$ ст.		•	•
ТДТН 63000/110	•		115	38.5	6.6; 11	$\pm 16\% \pm 9$ ст.		•	
ТДТНФ 63000/110	•		115	38.5	6.6; 11	$\pm 16\% \pm 9$ ст.		•	•

Таблица П.1.6. С повышенной нагрузочной способностью, с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) в нейтрали ВН без ПБВ

Тип трансформатора	Вид регулирования напряжения		Напряжение номинальное обмоток [кВ]			Диапазон регулирования на стороне ВН/СН/НН	Система охлаждения		
	РПН	ПБВ	ВН	СН	НН		М	Д	Ф
ТДНФ 16000/110	•		115		6.6; 11	$\pm 16\% \pm 9$ ст.		•	•
ТРДНФ 16000/110	•		115		6.6...6.6	$\pm 16\% \pm 9$ ст.		•	•
ТРДНФ 25000/110	•		115		6.6...6.6	$\pm 16\% \pm 9$ ст.		•	•
ТРДНФ 40000/110	•		115		6.6...6.6	$\pm 16\% \pm 9$ ст.		•	•

Приложение 2

ВЕЛИЧИНЫ ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИХ РЕЗИСТОРОВ РПН

Тип трансформатора	Тип РПН	Номинальный ток РПН [А]	Значение токоограничивающего резистора [Ом] $\pm 5\%$	Омическое сопротивление обмотки на номинальном положении РПН при 20°C [Ом]	Примечание
ТРДН-32000/110	РСГ-3	400	3.675	0.689	
ТДН-16000/110/10	РС-4	100	8	1.540	
ТМН-2500/35	РС-4	200	4	3.362	
ТМН-6300/110/10	РС-4	200	4	1.78	
ТМН-16000/110/10	РС-4	200	4	1.452	
ТМН-4000/35	РС-4	200	4	2.006	
ТДТН-25000/110/10	РС-9	200	4	0.710	
ТРДН-25000/110	РНТА-У-35/200Р-16/20	200	6 ± 0.66 или 21 ± 2.31	1.025	
АТДЦТН-200000/220/6	РНОА-110/1000	1000	1.5	0.148	С предызбирателем для схемы с реверсом; 650...1060 А
			2.3		С предызбирателем для схемы с реверсом; 450...650 А
			2.3		Без предызбирателя; 450...650 А
ТДНС-16000/35	SCV3-1250-41/123	1250	1.44	0.0131	
ТРДН-25000/35	SDV1-630-41/41	630	0.68	0.0144	
ТМН-2500/35	РНТА-35/320	320	3.14	3.54	

УСТРОЙСТВА РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ: ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Термин	Определение
Устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой (РПН)	Устройство регулирования, предназначенное для регулирования напряжения без перерыва нагрузки и без отключения обмоток трансформатора от сети
Избиратель ответвлений	Часть РПН, предназначенная для выбора наружного ответвления обмотки перед переключением и для длительного пропуска тока. Избиратель ответвлений не служит для изменения и отключения тока
Предызбиратель ответвлений	Часть РПН, длительно пропускающая ток, предназначенная для использования контактов избирателя, а также присоединённых к нему ответвлений обмотки более одного раза при прохождении всего диапазона регулирования трансформатора. Предызбиратель может производить реверсирование регулировочной части обмотки или переключение грубых ступеней регулирования
Реверсор	Предызбиратель, который служит для реверсирования регулировочной части обмотки трансформатора
Переключатель грубых ступеней	Предызбиратель, который служит для переключения грубых ступеней регулировочной части обмотки трансформатора
Контактор РПН	Часть РПН, предназначенная для изменения и отключения тока в цепях устройства, предварительно подготовленных к этому избирателем
Токоограничивающий элемент	Часть РПН, обладающая активным или индуктивным сопротивлением и предназначенная для включения между работающим и вводимым в работу ответвлением с целью ограничения тока переключаемой части обмотки и перевода нагрузки с одного ответвления на другое без перерыва этого тока и без существенного его изменения
Токоограничивающий резистор	Токоограничивающий элемент, обладающий главным образом активным сопротивлением
Токоограничивающий реактор	Токоограничивающий элемент, обладающий главным образом индуктивным сопротивлением
Переключатель нагрузки	Часть РПН, способная пропускать и переключать токовую нагрузку и совмещающая функции избирателя и контактора
Приводной механизм	Средства для приведения в действие устройства РПН
Механизм переключения	Часть устройства переключения ответвлений обмоток без приводного механизма
Блокированные положения	Ступени, переключаемые без остановки на фиксированных положениях при получении одного сигнала на изменение позиции

(продолжение)

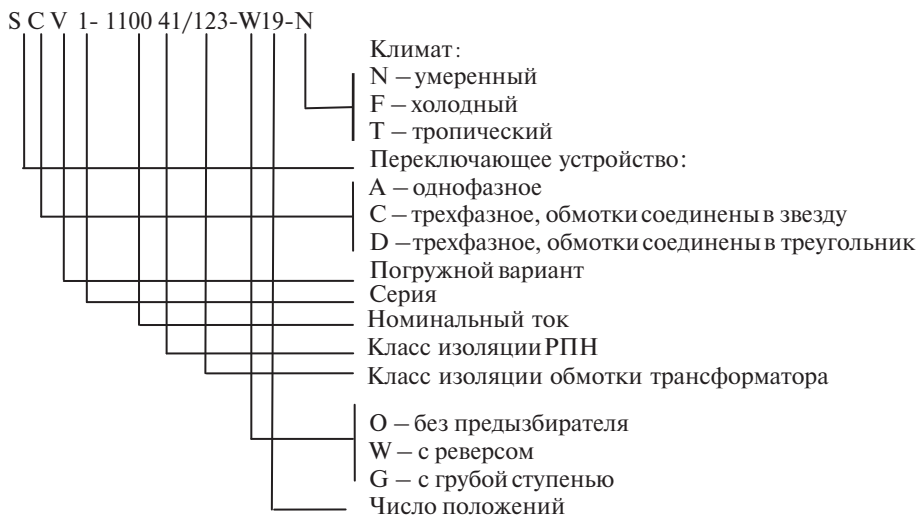
Термин	Определение
Сопротивление электрического контакта	Сопротивление, состоящее из сопротивления деталей контактов и переходного сопротивления контакта
Переключение	Процесс, происходящий в отдельных элементах РПН или в устройстве в целом, связанный с изменением при переходе из одного фиксированного положения в другое
Номинальный ток устройства РПН	Наибольшее стандартизованное значение тока, которое устройство может длительно пропускать и переключать при определённом напряжении ступени при условии соблюдения требований настоящего стандарта
Номинальное напряжение ступени РПН	Наибольшее значение напряжения между клеммами, соединёнными с соседними ответвлениями обмоток одной фазы трансформатора при соответствующем значении номинального тока устройства
Восстанавливающее напряжение	Действующее значение напряжения промышленной частоты, которое возникает на контактах контактора в первый полупериод после погасания на них дуги
Уровень изоляции	Совокупность выдерживаемых значений испытательных импульсных напряжений и напряжений промышленной частоты для изоляционных промежутков РПН
Циркулирующий ток в РПН	Ток, протекающий в контуре, содержащем часть обмотки между двумя ответвлениями и токоограничивающий резистор или обмотку резистора, под воздействием напряжения между двумя ответвлениями в процессе переключения
Время переключения РПН	Промежуток времени от выдачи команды на переключение до полного окончания процесса переключения
Цикл переключения	Процесс работы РПН, связанный с переключением фиксированного положения ответвления от одного к другому и обратно
Круговая диаграмма	Диаграмма последовательности действия контактов РПН в зависимости от угла поворота ведущего вала приводного механизма
Временная диаграмма контактора	Диаграмма последовательности действия контактов контактора в зависимости от времени
Указатель положения	Электрическое и механическое устройство, служащее для определения положения РПН
Значение ступени регулирования (U)	Наименьшая разность напряжений, получаемая при регулировании
Диапазон регулирования напряжения	Разность максимального и минимального значения напряжения обмотки, получаемых при регулировании
Номинальное напряжение РПН	Условная величина, устанавливаемая в настоящем стандарте и характеризующая уровень испытательных напряжений относительно земли
Число ступеней	Число изменений значения коэффициента трансформации трансформатора в диапазоне регулирования
Число положений РПН	Суммарное число фиксируемых положений по указателю положения, которое обеспечивает использование всего диапазона регулирования
Рабочее положение	Установленное технической документацией фиксированное согласованное состояние нормально функционирующего РПН, определяемого по указателю положения

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ЗАРУБЕЖНЫХ РПН

П.4.1. РПН производства Болгарии



П.4.2. РПН производства Германии



Приложение 5

ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Данные приведены по [17, 18, 233].

Тип	I_n [А]	U [кВ]	Максимальное число положений	Коли- чество фаз	Тип привода	Масса РПН без масла [кг]	Масса масла в контакторе [кг]
PHT-13-625/35	625	35	17	3	ПДП-4У	1050	200
PHT-18-1200/35	1200	35	23	3	МП-4	1646	1250
PHT-20-625/35	625	35	23	3	МА-1	1300	390
PHTA-35/320	320	35	18	3	ПДП-4У	930	160
PHOA-35/1000	1000	35	40	1	ПДП-4У	3900	230
PHOA-110/1000	1000	110	15	1	ПДП-4У	1000	300
ЗРНОА-110/1000	1000	110	12	3	ПДП-4У	2033	150
PHOA-110/1000	1000	110	40	1	ПДП-4У	1600	400
PHOA-110/1250	1250	110	12	1	ПДП-4У	933	235
PHOA-220/1250	1250	220	16	1	ПДП-4У	1063	317
PHOA-220/2000	2000	220	16	1	ПДП-4У	1530	600
SCV1-1000	1100	41	19	3	ЕМ-1	3750	250
SCV1-1000	1100	41	19	1	ЕМ-1	840	250
SDV1-630	630	41	19	3	ЕМ-1	980	150
SDV1-1250	1250	41	19	3	ЕМ-1	1400	480
SAV1-1600	1600	220	13	1	ЕМ-1	1100	300
PC-4	400	35	17	3	МЗ-2	470	150
PC-3	400	35	19	3	МЗ-2	500	200
PC-4	200	35	19	3	МЗ-2	295	130
PC-4	200	35	27	3	МЗ-4	295	130
PC-4	400	35	19	3	МЗ-4	295	130
PC-4	400	150	19	1	МЗ-4	235	173
PC-4	630	35	19	3	МЗ-4	285	130
PC-9	200	35	19	3	МЗ-4	285	140
PC-9	400	35	19	3	МЗ-4	285	100
PC-9	630	35	19	3	МЗ-4	285	100
PHTA-Y-35/200P	200	35	20	3	МЗ-4	260	70

Приложение 6

РПН С ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИМИ РЕЗИСТОРАМИ

Данные приведены по [17, 233].

Тип РПН	Типоисполнение	$U_{\text{раб}}$ ступени [В]	Число ступеней и схема регулирования
РНТА-1	РНТА-2-10-400	200	16 с предызбирателем (реверсором) или одной грубой ступенью
	РНТА-2-35/630	550	То же
	РНТА-2-35/1250	550	То же
	РНТА-2-35/320	550	12 с предызбирателем или одной грубой ступенью или 18 с предызбирателем или двумя грубыми ступенями
РНТА-2	РС-3-35/400	800	ПУ типа РС-3 имеют разные исполнения, различающиеся схемами соединения ответвлений регулировочной обмотки, количеством положений. Они выполняются с предызбирателями, которые могут быть реверсорами или иметь грубые ступени. Есть исполнения без предызбирателей
	РС-3-110/400	960	
	РС-3-110/630	1185	
	РС-3-110/630	1350	
	РС-3-150/400	1370	
	РС-3-220/400	1400	
	РС-3-330/120	2350	
РНТА-3	РНТА-4-35-1000	1500	16 с предызбирателем (реверсором)
	SDV-35/630	—	17 с предызбирателем (реверсором)
	SDV-35/630	—	То же
	SDV-35/630	—	То же
РНОА	РНОА-35/1000	630	40 с предызбирателем (реверсором)
	РНОА-110/1000	1500	12 с предызбирателем (реверсором)
	3РНОА-110/1000	1920	12
	РНОА-220/2000	2100	12 и 16
	SAV-110/1600	—	17 с предызбирателем (реверсором)
	SAV-220/1600	2920	17 с предызбирателем (реверсором)
	РНОА-220/3000	1950	16
	РНОА-330/2000	—	12 и 16

(продолжение)

Тип РПН	Типоисполнение	$U_{\text{раб}}$ ступени [В]	Число ступеней и схема регулирования
РНТАВ	РНТА-10/400 В	170	10 или 19 с предызбирателем
	РНТА-35/1000 В	550	То же
	РНТА-110/1250 В	1500	12
РНТАТ	РНТА-Y-35/200P-16/20-93У1	1330	16 ступеней, 20 положений
	РНТА-Y-35/200P-8/9-2000У1	1330	8 ступеней, 9 положений
	РНТА-Y-35/300P-24/28-96У1	1330	24 ступени, 28 положений

Примечание. Переключающие устройства РНТА-1 изготавливает Запорожский трансформаторный завод и устанавливает их наравне с РПН с токоограничивающими реакторами на трансформаторы 10 и 35 кВ. Переключающие устройства РНТА-2 изготавливались софийским заводом «Васил Коларов» (ныне — предприятие «Хундай Элпром Трафо») и известны под названием «болгарские переключатели». Переключающие устройства РНТАВ завода «Уралэлектротяжмаш» основаны на применении вакуумных дугогасительных камер и устанавливаются на мощных трансформаторах для преобразовательных установок. Переключающие устройства РНОА Запорожского трансформаторного завода. Переключающие устройства РНТАТ производства ООО «Тольяттинский трансформаторный завод». РПН типов SAV, SDV SCV поставляются немецкой фирмой Maschinen Fabric Reinhausen.

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РПН ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА

Номинальное напряжение РПН [кВ]	Номиналь- ный ток РПН [А]	Рекомен- дуемое число ступеней	Номинальное напряжение ступени при рекомендуемом числе ступеней [кВ], не менее	Количество фаз в одном конструк- тивном блоке	Соединение фаз в РПН	Условное обозначение уровня испытательных напряжений
10	63	12	0.10	3	Y	1
	63		0.15	3	Δ	2
	100; 200	16	0.10	3	Y	3
	315; 400; 630		0.15	3	Δ	
		9; 18	2.00	3	Δ	4
37.5	63; 125; 200	12	0.30	3	Y	5
	400	16	0.30			8
	200; 630	18	1.10			9; 10
	630	8; 12; 18	1.20			10
	630; 1000; 1600	16	1.35			11
	400	8; 12; 18	1.75			10
	400	16	1.90			11
	200	8; 12; 18	2.50			10
	200; 400; 630	16; 18; 24	2.50			13
	63; 315	12; 18	0.50			7
	200; 315; 400; 630; 1000	16	0.50		Δ, Y	8
	1000	9; 13; 18; 26	2.00	3	Δ	6
	1250	16	0.60	3	Δ	8
	1000; 1250; 2000	12; 14; 16; 18; 24; 26; 32; 34; 40; 42	1.20	1	I	12
		9; 13; 18; 26	2.00	1	I	6
60	315; 400	16	1.35	3	Y	14

(продолжение)

Номинальное напряжение РПН [кВ]	Номиналь- ный ток РПН [А]	Рекомен- дуемое число ступеней	Номинальное напряжение ступени при рекомендуемом числе ступеней [кВ], не менее	Количество фаз в одном конструк- тивном блоке	Соединение фаз в РПН	Условное обозначение уровня испытательных напряжений
110	400; 630; 1000; 1250; 1600; 2000	12	1.40	3	Δ	15
	1000; 1250; 1600; 2000	12; 16; 24; 32; 40	1.40	1	I	16; 17
150	400	16	1.00	1	I	18
	1000; 1250; 1600	12	1.80	1	I	18
220	1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000	12; 16; 18; 24; 32; 40	1.90	1	I	19
330	1000; 1250; 1600; 2000	12; 16; 24; 32; 40	2.1	1	I	20

Примечание. У — трёхфазные РПН с общей нулевой точкой; Δ — трёхфазные РПН с изоляцией между фазами; I — однофазные РПН.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПРИВОДОВ РПН

Данные приведены по [18, 235].

Таблица П.8.1. Параметры редукторов РПН

Тип	Вид редуктора	Количество положений	Количество оборотов рукоятки на одно переключение	Количество оборотов выходного вала на одно переключение	Время переключения на одно положение [с]
ПДП-4У	Червячный	9...43	15.5	0.5; 1	10; 3
МА-1	Шестёренчатый	6...90	2; 4	0.5; 1	3
МА-2	Шестёренчатый	9	1	0.1	1
МП-4	Шестёренчатый	22	8	1	3
МЗ-2	Планетарный	До 38	33	33	4.5
ЕМ-1	Редукторный	До 35	15	6	5.7

Таблица П.8.2. Параметры РПН МЗ-4, ЕМ-1

Параметр	МЗ-4	ЕМ-1
Способ управления	Ручное, местное, дистанционное, автоматическое	
Тип указателя положений	Логометр	
Способ торможения привода	Закорачивание статорных обмоток двигателя	
Мощность двигателя [кВт]	0.55; 0.75; 1.1	0.6
Частота вращения двигателя [об/мин]	1410	1400
Момент на выходном валу [Нм]	12.0; 17.0; 24.0	98.0
Число оборотов вала на одно переключение	33	6
Число оборотов рукоятки на одно переключение	33	15
Время переключения [с]	4.5	5.7
Число рабочих положений	До 38	До 35
Обогрев привода (вид управления, мощность [Вт])	Автоматический, 2×125	Автоматический, 200

ХАРАКТЕРНЫЕ НЕИСПРАВНОСТИ ПРИВОДНЫХ МЕХАНИЗМОВ И ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВ И МЕТОДЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ

Данные приведены по [235].

№	Вид неисправности	Вероятная причина	Метод устранения
1	Приводные механизмы (ПМ) не запускаются при всех видах управления	Разомкнуты контакты ручной блокировки при снятой рукоятке управления	Отрегулировать контакты ручной блокировки на замыкание при снятой рукоятке и на размыкание при установленной рукоятке
		Обрыв в цепях управления ПМ	Проверить последовательно все цепи управления и устранить обрыв
		Повреждение электродвигателя	Проверить сопротивление изоляции электродвигателя и сопротивление обмоток постоянному току. При обнаружении повреждения электродвигатель заменить
		Отключен автоматический выключатель питания в ПМ	Включить автоматический выключатель питания и проверить наличие напряжения на всех фазах
2	Останов ПМ в промежуточном положении	Исчезновение напряжения в цепях питания ПМ	Восстановить питание ПМ. При восстановлении питания ПМ МЗ-4 будет доведён до нормального положения автоматически. Для ПМ ЕМ-1 доводку до нормального положения осуществить повторной подачей команды от ключа дистанционного управления или кнопки местного управления
		Короткое замыкание в цепях управления или силовых цепях электродвигателя ПМ с отключением питания	Устранить короткое замыкание и довести ПМ до нормального положения
		Повреждение кинематической схемы ПМ (заклинивание ПМ)	Снять питание с ПМ. Устранить причину, вызвавшую заклинивание ПМ в промежуточном положении
3	Непрерывное переключение ПМ при кратковременной подаче команды для всех видов управления	Залипание контактора направления	Произвести полную ревизию контактора. Удалить с магнитной системы и контактов смазку, грязь, пыль
		Отказ в работе контактора однократности (обрыв в обмотке, заклинивание подвижной части)	Выявить причину отказа контактора и устранить
		Для ПМ типа ЕМ-1: отказ в работе переключателя Д и, как следствие, отказ контактора однократности, контакты Д' постоянно замкнуты	Отрегулировать работу переключателей Д и Д'

(продолжение)

№	Вид неисправности	Вероятная причина	Метод устранения
4	То же при длительной команде и местном управлении	Для ПМ типа МЗ-4 причины те же, что и указанные в п. 3	См. п. 3
5	Прекращение движения ПМ после подачи команды на переключение для всех видов управления	Неправильное чередование фаз питания ПМ	Восстановить правильное чередование фаз в цепях питания ПМ
		Малая длительность команды на переключение для ПМ типа МЗ-4	Увеличить длительность команды на переключение
6	ПМ проходит без остановок промежуточные положения, номера которых не соответствуют паспортным (для ПМ типа МЗ-4)	Разрегулирование выключателя S 14 для прохождения промежуточных положений	Проверить взаимодействие выключателя S 14 с ползуном коммутатора, при необходимости произвести регулирование
7	Несоответствие показаний указателей положения на щите управления и в ПМ	Отсутствие питания в цепях указателя положений	Проверить отсутствие обрывов в цепях указателя положений и надёжность замыкания контактов коммутатора
		Несоответствие полярности в цепях питания	Устранить несоответствие
8	Работа схемы управления ПМ в 1-м (2-м) положении при подаче команды в 1-ю (2-ю) сторону (выход за крайние положения)	Короткое замыкание в цепях конечных выключателей	Устранить короткое замыкание
		Отказ конечных выключателей	Провести ревизию и отрегулировать конечные выключатели
9	Нехарактерный шум и скрежет в шкафу ПМ во время переключения	Загрязнение и разрегулирование контакторов	Произвести осмотр и ревизию дефектных контакторов
		Отсутствие смазки в редукторе	Заполнить редуктор ПМ смазкой. Проверить отсутствие течи масла
10	Отключение трансформатора только струйным реле защиты контактора во время переключения РПН	Отсутствие воздушной подушки под крышкой контактора	Закрывать кран между баком контактора и расширителем. Открыть пробку для выпуска воздуха и через сифонное устройство слить масло до уровня пробки. Пробку для выпуска воздуха закрыть; открыть кран между расширителем и контактором и опломбировать его в открытом положении
		Увеличение времени переключения контактора	Получить консультацию на заводе — изготовителе трансформатора
		Выход контактора из «замка» и перегрев элементов токоограничивающих резисторов	Получить консультацию на заводе — изготовителе трансформатора

КАНАЛЫ НАПРЯЖЕНИЯ И ТОКА МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОГО ЦИФРОВОГО РЕГИСТРАТОРА

№	Вид измерения	Датчики напряжения (максимальное количество 3 канала)	Датчики тока (максимальное количество 3 канала)	Дискретные сигналы (максимальное количество 8 каналов)
1	Определение группы соединения обмоток силовых трансформаторов 6...750 кВ	3	—	—
2	Определение омического сопротивления обмоток силовых трансформаторов 110...750 кВ	—	3	—
3	Измерение тока и потерь холостого хода при малом однофазном возбуждении силовых трансформаторов 6...750 кВ	1	1	—
4	Определение коэффициента трансформации обмоток силовых трансформаторов 6...750 кВ	3	—	—
5	Определение полного сопротивления короткого замыкания обмоток силовых трансформаторов 110...750 кВ	3	3	—
6	Осциллографирование токов в контактной системе переключающего устройства силовых трансформаторов 35...750 кВ без вскрытия бака РПН и слива трансформаторного масла	—	3	—
7	Снятие круговой диаграммы ПУ силовых трансформаторов 35...750 кВ	3	—	7
8	Измерение собственного времени включения и отключения высоковольтных выключателей 6...750 кВ	1	3	—
9	Измерение временных, скоростных и ходовых характеристик высоковольтных выключателей 6...750 кВ	2	3	—
10	Определение пробивного напряжения вентильных разрядников 15...750 кВ при частоте 50 Гц	1	—	—
11	Контроль аккумуляторных батарей	1	—	—

**МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
ЦИФРОВОГО РЕГИСТРАТОРА**

Измеряемая характеристика	Режим регистратора	Диапазон измерений	Основные погрешности Δ , δ , γ^*	Дополнительные условия
Действующие значения (50 Гц)				
Напряжение [В] Ток [А]	Мультиметр	0.5...250 0.05...2.8	0.5 (δ) 0.5 (γ)	$n < 60$ $n < 60$
Постоянные				
Напряжение [В] Ток [А]	Мультиметр	$\pm(0.5...350)$ $\pm(0.1...3.6)$	0.5 (δ) 0.5 (δ)	$n < 60$ $n < 60$
Действующие значения (50 Гц $\pm 5\%$)				
Фазное напряжение [В] Линейное напряжение Ток [А]	Векторная диаграмма	0.5...250 0.5...250 0.05...2.8	± 2 (δ) ± 2 (δ) ± 2 (δ)	$0 < n < 6$
Последовательности напряжения [В]				
Нулевая Прямая Обратная	Векторная диаграмма	0.5...250 0.5...250 0.5...250	± 2 (δ) ± 2 (δ) ± 2 (δ)	$0 < n < 6$
Последовательности тока [А]				
Нулевая Прямая Обратная	Векторная диаграмма	0.05...2.8 0.05...2.8 0.05...2.8	± 2 (δ) ± 2 (δ) ± 2 (δ)	$0 < n < 6$
Мгновенные значения				
Напряжение [В] Ток [А]	Пробой разрядника Временная характеристика ВВ	$\pm(0.5...350)$ $\pm(0.1...3.6)$	0.5 (δ) 0.5 (γ)	При выборе минимального из возможных диапазонов U
Временные интервалы [с]	Временная характеристика ВВ	0...0.24 с 0...1.2 с 0...1.8 с 0...14.4 с	0.33 мс (Δ) 1.67 мс (Δ) 2.5 мс (Δ) 20 мс (Δ)	$f = 3$ кГц $f = 600$ Гц $f = 400$ Гц $f = 50$ Гц

(продолжение)

Измеряемая характеристика	Режим регистратора	Диапазон измерений	Основные погрешности Δ , δ , γ^*	Дополнительные условия
Углы	Круговая диаграмма РПН	0...50 об. вала	$\pm 30^\circ$ (Δ)	$\varphi < 10$ об/с
Скорость [м/с]	Скоростная характеристика ВВ	0...7 м/с	± 7 (δ)	$a < 50$ g, прямолинейное перемещение датчика
Перемещение [м]	Ходовая характеристика ВВ	0...0.9 м	± 7 (δ)	
Температура окружающей среды [$^\circ\text{C}$]		-20...+50	$\pm 3^\circ$ (Δ)	
Сопротивление [Ом]	Определение шунтирующих сопротивлений ВВ	1...750	$\pm 3^\circ$ (Δ)	$2.5 < I < 3.5$ А
* Δ — погрешность абсолютная; δ — погрешность относительная; γ — погрешность приведённая; n — количество гармоник.				

ОСНОВНЫЕ НОРМЫ ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ СНЯТИЯ КРУГОВОЙ ДИАГРАММЫ

Данные приведены по [18, 235, 330].

Таблица П.12.1. Нормы на круговую диаграмму переключающих устройств производства Германии

Тип ПУ	Размыкание контактов избирателя (от начала процесса переключения) [°], не менее	Замыкание контактов избирателя (до момента срабатывания контактора переключения) [°], не менее	Срабатывание контактора (до завершения процесса переключения) [°], не менее	Число оборотов выходного вала на переключение
SCVI-1100	300	330	450	6
SAVI-1600	315	350	440	6
SDVI-630	160	180	440	6
SDVI-1250	300	340	440	6

Таблица П.12.2. Последовательность действия контактной системы, снятие круговой диаграммы РПН типа РС-9

Переключе- ния	Число рабочих положений	Число оборотов выходного (приводного) вала, считая с позиции «нормальное положение»					
		Избиратель		Предызбиратель		Переключение контактора	Конец движения моторного двигателя
		Размыкание контактов	Замыкание контактов	Размыкание контактов	Замыкание контактов		
Норма							
		3...12	12...21	8...16	12...20	25...30	33 ±1
Измеренное							
2 → 1	19	5	17			27 ¹ / ₂	33
9 → 10		6	18			27 ¹ / ₂	33
10 → 11		5	16 ³ / ₄	9	13	28 ¹ / ₂	33
11 → 12		6	18			27 ¹ / ₂	33
12 → 11		5	17			27 ¹ / ₂	33
11 → 10		6 ¹ / ₂	18			26 ¹ / ₂	33
10 → 9		5	17	9	13	27 ¹ / ₂	33
18 → 19		5	16 ³ / ₄			28 ¹ / ₂	33

Таблица П.12.3. Нормы на круговую диаграмму переключающих устройств производства Болгарии

Тип ПУ	Число оборотов выходного вала			Число оборотов выходного вала на переключение
	До размыкания контакторов избирателя	До замыкания контакторов избирателя	До срабатывания контактора	
РС-4	4...12	12...21	25...29	33

Таблица П.12.4. Нормированные значения круговых диаграмм быстродействующих переключающих устройств типа РНОА

Состояние контактов	Поворот вала [°]			
	РНОА-110/1250	РНОА-220/1250	РНОА-220/2000	РНОА-35/1000
Срабатывание K_1	252...276	252...276	250...280	260...276
Срабатывание K_2	252...276	252...276	250...280	260...276
Размыкание I_1	47...77	47...77	90...110	64...80
Замыкание I_1	195...225	195...225	133...149	139...155
Размыкание I_2	47...77	47...77	90...110	64...80
Замыкание I_2	195...225	195...225	133...149	139...155
Размыкание P	75...105	75...105	—	73...89
Замыкание P	161...191	161...191	—	130...146
Размыкание $ШK_1$	—	—	166...202	—
Замыкание $ШK_1$	—	—	300...316	—
Размыкание $ШK_2$	—	—	166...202	—
Замыкание $ШK_2$	—	—	300...316	—
γ	≥ 45	≥ 45	≥ 101	≥ 100

Примечание. γ — угол поворота вала от нормального положения переключателя до момента размыкания контактов контактора или от момента замыкания его до нормального положения переключателя; $ШK$ — шунтирующий контакт.

ООО «Инженерный центр»
Служба диагностики

(объект)
Магистральные сети

РПН — АТ-2Т
(наименование присоединения)

06 июня 2006 г.

ПРОТОКОЛ № 85

СНЯТИЕ КРУГОВОЙ ДИАГРАММЫ МЕХАНИЗМА ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ РПН (РНОА-110/1000) АТ-2 п/ст. «Канашская»

Наименование работающего элемента	По норме [°]	От 7 к 9 [°]	От 9 к 7 [°]
Фаза С. Зав. № 70			
Переключение контактора	266 ± 5	282	257
Размыкание нечётного контакта избирателя	62 ± 15	77	47
Замыкание нечётного контакта избирателя	210 ± 15	233	198
Размыкание чётного контакта избирателя	62 ± 15	78	45
Замыкание чётного контакта избирателя	210 ± 15	233	196
Фаза В. Зав. № 72			
Переключение контактора	266 ± 15	265	267
Размыкание нечётного контакта избирателя	62 ± 15	59	65
Замыкание нечётного контакта избирателя	210 ± 15	215	210
Размыкание чётного контакта избирателя	62 ± 15	58	67
Замыкание чётного контакта избирателя	210 ± 15	214	210
Фаза А. Зав. № 71			
Переключение контактора	266 ± 15	275	260
Размыкание нечётного контакта избирателя	62 ± 15	65	48
Замыкание нечётного контакта избирателя	210 ± 15	224	197
Размыкание чётного контакта избирателя	62 ± 15	66	49
Замыкание чётного контакта избирателя	210 ± 15	224	195

ЗАКЛЮЧЕНИЕ: круговая диаграмма РПН фазы С не соответствует норме.

Приложение 13

ИСПЫТАНИЯ КОНТАКТОРА РПН СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

ООО «Инженерный центр»
Служба диагностики

(объект)
Чебоксарская ТЭЦ-2

РПН — 11Т
(наименование присоединения)

22 сентября 2005 г.

ПРОТОКОЛ № 28

ИСПЫТАНИЯ КОНТАКТОРА РПН СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА (после ремонта)

1. Основные данные.

Тип	Предприятие-изготовитель	Заводской номер	Год изготовления
SDV-1-630-41/41 W19	ГДР	72509	1979

2. Результаты измерений.

2.1. Сопротивление постоянному току токоограничивающих резисторов контактора, измеренное при $t = 23^{\circ}\text{C}$.

Сопротивления токоограничивающих резисторов [Ом]						Максимальное расхождение [%]
Фаза А		Фаза В		Фаза С		
Левое плечо	Правое плечо	Левое плечо	Правое плечо	Левое плечо	Правое плечо	
0.708	0.715	0.72	0.709	0.721	0.712	1.80

2.2. Переходное сопротивление постоянному току контактов контактора, измеренное при $t = 23^\circ\text{C}$.

Наименование контактов	Переходные сопротивления постоянному току контактов плеч контактора [мкОм]					
	Фаза А		Фаза В		Фаза С	
	Левый ¹⁾	Правый	Левый	Правый	Левый	Правый
Дуогасительные контакты	616	560	303	343	616	619
Вспомогательные контакты — гибкая связь	295	332	252	284	376	365
Вспомогательные дуогасительные контакты	505	443	253	776	975	698
¹⁾ См. со стороны привода РПН.						

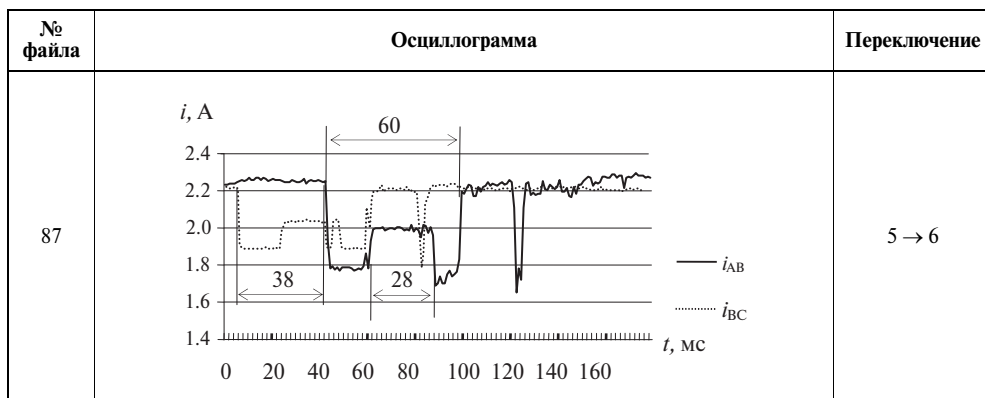
2.3. Расстояние между главными контактами.

Расстояние между главными контактами плеч контактора [мм]					
Фаза А		Фаза В		Фаза С	
Левый	Правый	Левый	Правый	Левый	Правый
75	75	75	75	74	75

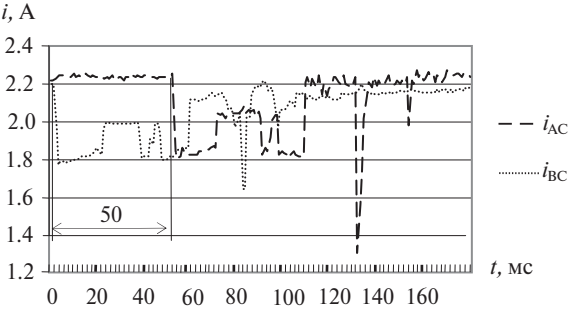
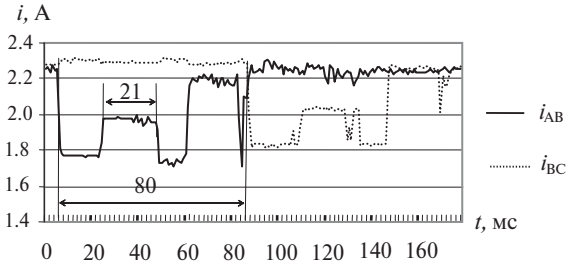
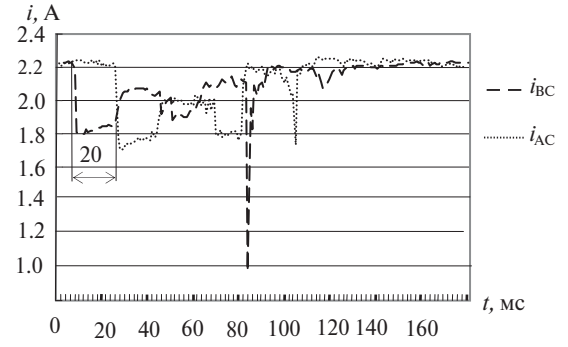
Дополнительные проверки:

- чистка и подтяжка контактов;
- подтяжка болтовых контактных соединений;
- осмотр контактов;
- чистка механизма переключения от шлама, грязи, копоти;
- осмотр пружин.

3. Осциллографирование контактов контактора РПН типа SDV со сливом масла, установленного на силовом трансформаторе 11-Т типа ТРДНС-25000/18.5/6 (Чебоксарская ТЭЦ-2) от 22.09.2005 г.



(продолжение)

№ файла	Осциллограмма	Переключение
88		5 → 6
89		6 → 5
90		6 → 5

Пояснения

1. Снятие осциллограмм токов проводилось попарно на фазах *AB*, *BC* и *BC*, *AC*.
2. Полюса контактора располагаются в баке в следующем порядке: ближайший к приводу РПН включён в обмотку между вводами трансформатора *AB*, средний полюс контактора включён в обмотку *BC* и полюс контактора, ближайший к вводам трансформатора, включён в обмотку *CA*. Причём средняя точка полюса контактора РПН, ближайшего к приводу, подключена непосредственно к вводу фазы *A* трансформатора и через обмотку — к вводу фазы *B*, средний полюс

контактора РПН подсоединён непосредственно к вводу фазы *B*, дальний от привода полюс контактора соединён с вводом фазы *C*.

3. Каждое из плеч контактора РПН состоит из двух главных и двух вспомогательных контактов, кроме того, из двух защёлкивающих контактов ножевого типа. Контакты каждой группы соединены между собой.

Выводы по результатам осциллографирования контактной системы РПН

При переключении контактов контактора РПН обнаружено:

- переключения контактов контактора РПН в каждой фазе длятся 50 мс, что соответствует норме (45...85 мс);
- через 24 мс после переключения замыкаются защёлкивающие ножи;
- длительность интервала «мост» составляет: *AC*, *AB* и *CA* от 27 до 28 мс (что соответствует норме);
- разновременность переключения контактов из нечётного положения в чётное составляет:
 - (*AB—BC*) — 38 мс (файл № 87);
 - (*BC—AC*) — 50 мс (файл № 88);
- в режиме переключения из чётного положения в нечётное:
 - (*AB—BC*) — 80 мс (файл № 89);
 - (*BC—AC*) — 20 мс (файл № 90).

Форма кривой свидетельствует о неисправности контактов контактора РПН.

Заключение:

- не рекомендуется переключение переключающего устройства под нагрузкой;
- РПН требует ремонта.

ПРИБОРЫ:

Наименование прибора	Тип	Зав. № прибора	Класс точности	Дата проверки	Примечания
Микроомметр	ИКС-5	12547	0.5	12.05.2005	
Многоканальный цифровой регистратор	МЦР-0702	002	0.5	02.04.2005	

Измерения произвели:

Начальник службы диагностики

_____ М. И. Иванов
 _____ А. Н. Пулин
 _____ А. С. Панфилов

ПРОТОКОЛЫ ИНТРОДИАГНОСТИКИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

П.14.1. Протокол интродиагностики РПН типа РС-4

ООО «Инженерный центр»
Служба диагностики

СЭС ПС «Кугеси»
(объект)
РПН Т-1
(наименование присоединения)

12 апреля 2007 г.

ПРОТОКОЛ № 49

ИНТРОДИАГНОСТИКА РПН ТИПА РС-4 (до ремонта)

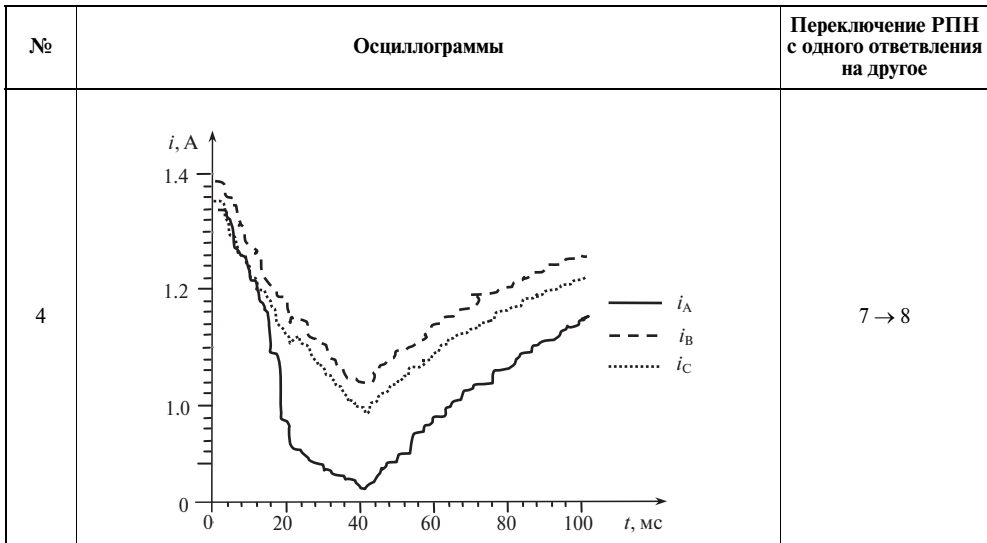
1. Основные данные электрооборудования.

Тип трансформатора	Тип РПН	Зав. номер трансформатора	Год изготовления	Номинальное напряжение [кВ]
ТДТН-10 000/110/10	РС-4	8453	1977	110

2. Результаты осциллографирования.

№	Осциллограммы	Переключение РПН с одного ответвления на другое
1		8 → 7
2		7 → 6
3		6 → 7

(продолжение)



3. Результаты измерения сопротивления постоянному току высоковольтной обмотки трансформатора ТДН-16000/110/10 с РПН типа РС-4 при температуре 12°C верхних слоёв масла в баке силового трансформатора.

Номер положения переключателя РПН	Активное сопротивление [Ом]			Отклонение [%]
	A-N	B-N	C-N	
1	3.264	3.352	3.353	2.727
2	3.281	3.273	3.258	0.706
3	3.129	3.210	3.196	2.589
4	3.122	3.135	3.121	0.449
5	2.982	3.072	3.058	3.018
6	2.980	3.001	2.989	0.705
7	2.840	2.932	2.919	3.239
8	2.840	2.855	2.842	0.528
9	2.700	2.787	2.775	3.222
10	2.692	2.683	2.670	0.824
11	2.692	2.749	2.738	2.117

Замечания:

При переключении контактов контактора РПН с одного положения на другое выявлено:

1. Расхождение омического сопротивления на всех нечётных ответвлениях обмотки ВН более 2%.

2. Переключение контактов контактора РПН в каждой фазе занимает 38 мс, что соответствует норме (норма от 30 до 50 мс).

3. При переключении отсутствует разновременность работы контактов между фазами.

4. Длительность переключения контактов в режиме «мост» составляет 4.3 мс (норма от 1 до 7 мс).

5. Имеется дефект в цепи главного контакта РПН одного из плеч контактора фазы А.

Вероятными причинами нарушения контактной системы являются:

- нагар на контактных пластинах;
- ослабление давления контактов из-за расхождения расстояния между подвижными и неподвижными главными контактами.

ПРИБОРЫ:

Наименование прибора	Тип регистратора	Зав. № прибора	Класс точности	Дата поверки
Цифровой регистратор	МЦР-0702	0002	0.5	02.04.07

Закключение:

- не рекомендуется переключение РПН под нагрузкой;
- РПН неисправен и требует ремонта.

Измерения произвели:

_____ А. Н. Пулин

_____ А. В. Андреев

Начальник службы диагностики

_____ А. С. Панфилов

П.14.2. Протокол испытания РПН типа РС-4 после работы газовой защиты

ООО «Инженерный центр»

Служба диагностики

(объект)

_____ АЭС ПС «Ходары»

_____ РПН Т-1

(наименование присоединения)

03 мая 2007 г.

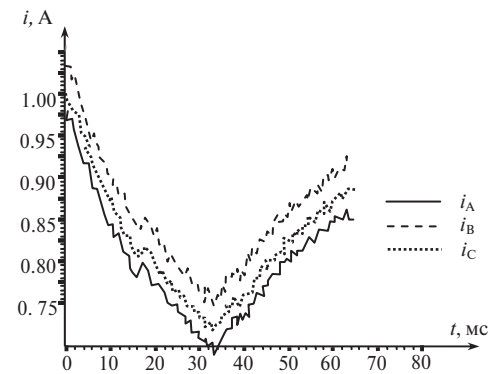
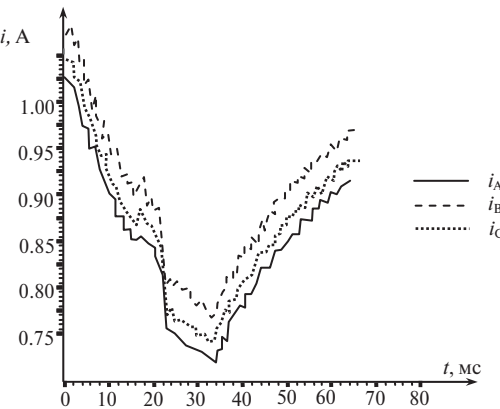
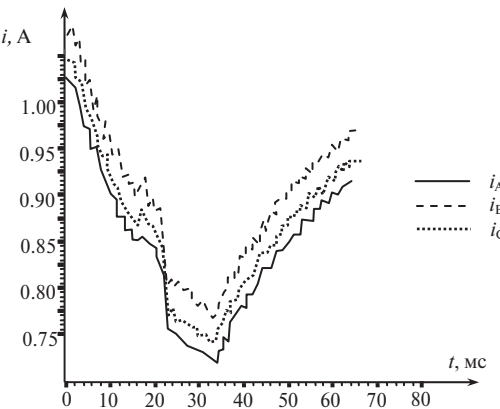
ПРОТОКОЛ № 65

ИНТРОДИАГНОСТИКА РПН ПОСЛЕ РАБОТЫ ГАЗОВОЙ ЗАЩИТЫ

1. Основные данные.

Тип трансформатора	Тип РПН	Зав. номер трансформатора	Год изготовления	Номинальное напряжение [кВ]
ТМН-6 300/110	РС-4	92550	1975	110

2. Результаты осциллографирования РПН после работы газовой защиты силового трансформатора с выбросом масла.

№ п/п	Осциллограмма	Переключение
1		8 → 9
2		9 → 10
3		10 → 9

(продолжение)

№ п/п	Осциллограмма	Переключение
4		9 → 8
5		2 → 1

3. Результаты измерения сопротивления постоянному току обмотки высшего напряжения трансформатора ТМН-6300/110/10 с РПН типа РС-4 при температуре +1°С верхних слоёв масла в баке силового трансформатора.

Положение переключателя	Сопротивление [Ом]			Максимальное расхождение между фазами [%]
	A-N	B-N	C-N	
1	6.558	Обрыв	6.562	—
2	6.461	6.562	6.462	1.54
3	6.358	6.458	6.361	1.55
4	6.259	6.357	6.259	1.54
5	6.161	6.258	6.160	1.57
6	6.020	6.120	6.022	1.63
7	5.880	5.979	5.880	1.66
8	5.744	5.840	5.738	1.75
9	5.604	5.697	5.599	1.72
10	5.466	5.557	5.458	1.78
11	5.495	Обрыв	5.489	—
12	5.400	Обрыв	5.392	—
13	5.298	Обрыв	5.290	—
14	5.197	Обрыв	5.191	—
15	5.099	Обрыв	5.092	—

Замечания:

При переключении контактов контактора РПН с одного положения на другое выявлено:

- расхождение омического сопротивления на ответвлениях (2...10) не превышает 2%;
- длительность переключения контактов контактора РПН в каждой фазе занимает 39 мс, что соответствует норме (норма от 30 до 50 мс);
- отсутствие разновременности работы контактов между фазами;
- длительность переключения контактов в режиме «мост» составляет 5 мс (норма от 1 до 7 мс);
- форма кривой осциллографирования РПН носит аномальный характер;
- на 1, 11...19 ответвлениях обмотки ВН фазы В обнаружен обрыв (файл № 5).

Заключение:

Требуются дополнительные испытания и измерения РПН со сливом масла, а также капитальный ремонт трансформатора.

ПРИБОРЫ:

№ п/п	Наименование прибора	Тип	Зав. номер прибора	Класс точности	Дата поверки
1	Цифровой регистратор	МЦР-0702	0002	0.5	02.04.06

Измерения произвели:

_____ А. Н. Пулин

_____ А. В. Андреев

Начальник службы диагностики

_____ А. С. Панфилов

П.14.3. Программа осциллографирования РПН**Согласовано:**

Главный инженер

ОАО «Чебоксарская ГЭС»

_____ В. Г. Дорофеев

Утверждаю:

Главный инженер

ООО «Инженерный центр»

_____ Г. М. Михеев

«12» октября 2006 г.

«12» октября 2006 г.

ПРОГРАММА

осциллографирования процесса переключения контактора РПН типа SAV силового автотрансформатора АТ-1 на ОРУ-500/220 кВ Чебоксарской ГЭС

1. Цели и задачи исследований:

- 1.1. Оценка параметров процесса переключения контактов контактора РПН.
- 1.2. Оценка разновременности переключения РПН.
- 1.3. Оценка токоограничивающих резисторов.

2. Оборудование и приспособления:

- 2.1. Осциллограф-регистратор МЦР-0702, выносной блок питания.
- 2.2. Токопроводящие провода.
- 2.3. Изолирующие штанги — комплект.
- 2.4. Телескопическая штанга.

3. Порядок выполнения работ:

- 3.1. Собрать электрическую цепь осциллографирования.
 - 3.1.1. Предварительно выводы обмоток 500/220 кВ автотрансформатора АТ-1 заземляются посредством заземляющих ножей (ЗН).
 - 3.1.2. Рабочее место располагается на поверхности земли около фазы В АТ-1.
 - 3.1.3. Токопроводящие провода подключаются к выводам обмотки 220 кВ трансформатора посредством телескопических штанг и зажимных приспособлений.
- 3.2. Отключить ЗН со стороны вводов 220 кВ (выполняет дежурный диспетчер ГЭС).
- 3.3. Подключить блок питания и цифровой регистратор к питающему напряжению ~220 В.
- 3.4. Переключить РПН в следующее положение — увеличить на одну ступень (выполняет дежурный диспетчер ГЭС). В процессе переключения зарегистрировать осциллограмму.
- 3.5. Переключить РПН в первоначальное положение — понизить на одну ступень (выполняет дежурный диспетчер ГЭС). В процессе переключения зарегистрировать осциллограмму.
- 3.6. Оценить осциллограммы на корректность.
- 3.7. Отключить осциллограф-регистратор и выносной блок питания от питающего напряжения ~220 В.
- 3.8. Включить ЗН со стороны выводов 220 кВ.
- 3.9. Разобрать электрическую цепь осциллографирования.

Начальник службы диагностики
ООО «Инженерный центр»

_____ А. С. Панфилов

П.14.4. Протокол осциллографирования параметров выключателя У-110 кВ

ООО «Инженерный центр»
Служба диагностики
г. Чебоксары

ПС «Батырево»
(объект)

В-110 «Батырево-2»
(наименование присоединения)

«26» марта 2007 г.

ПРОТОКОЛ № 36

ОСЦИЛЛОГРАФИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ В РЕЖИМАХ ВКЛЮЧЕНИЯ И ОТКЛЮЧЕНИЯ (до ремонта) Паспортные данные выключателя

п/п	Тип выключателя	Год изготовления	Заводской номер
1	У-110-2000-40 (ШПЭ)	1974	1670

Определение собственного времени включения и отключения, разновременности работы контактной системы выключателя

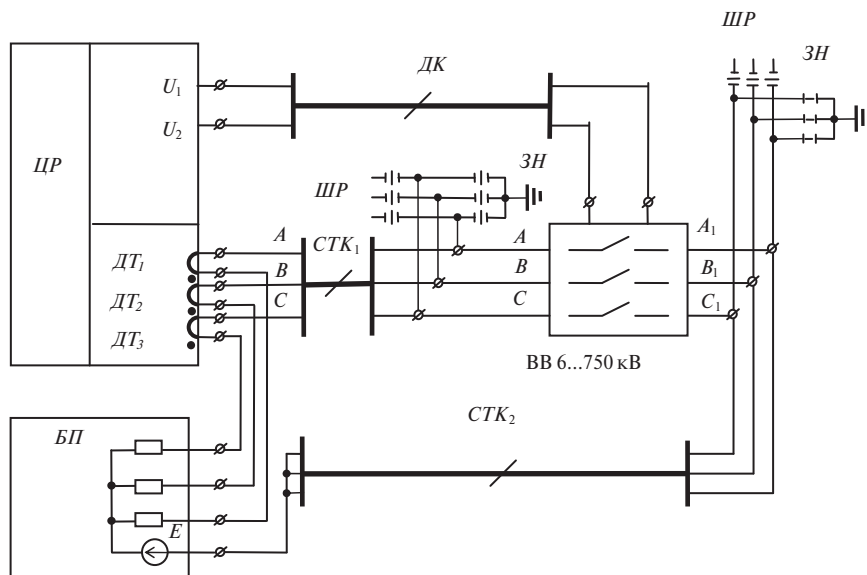
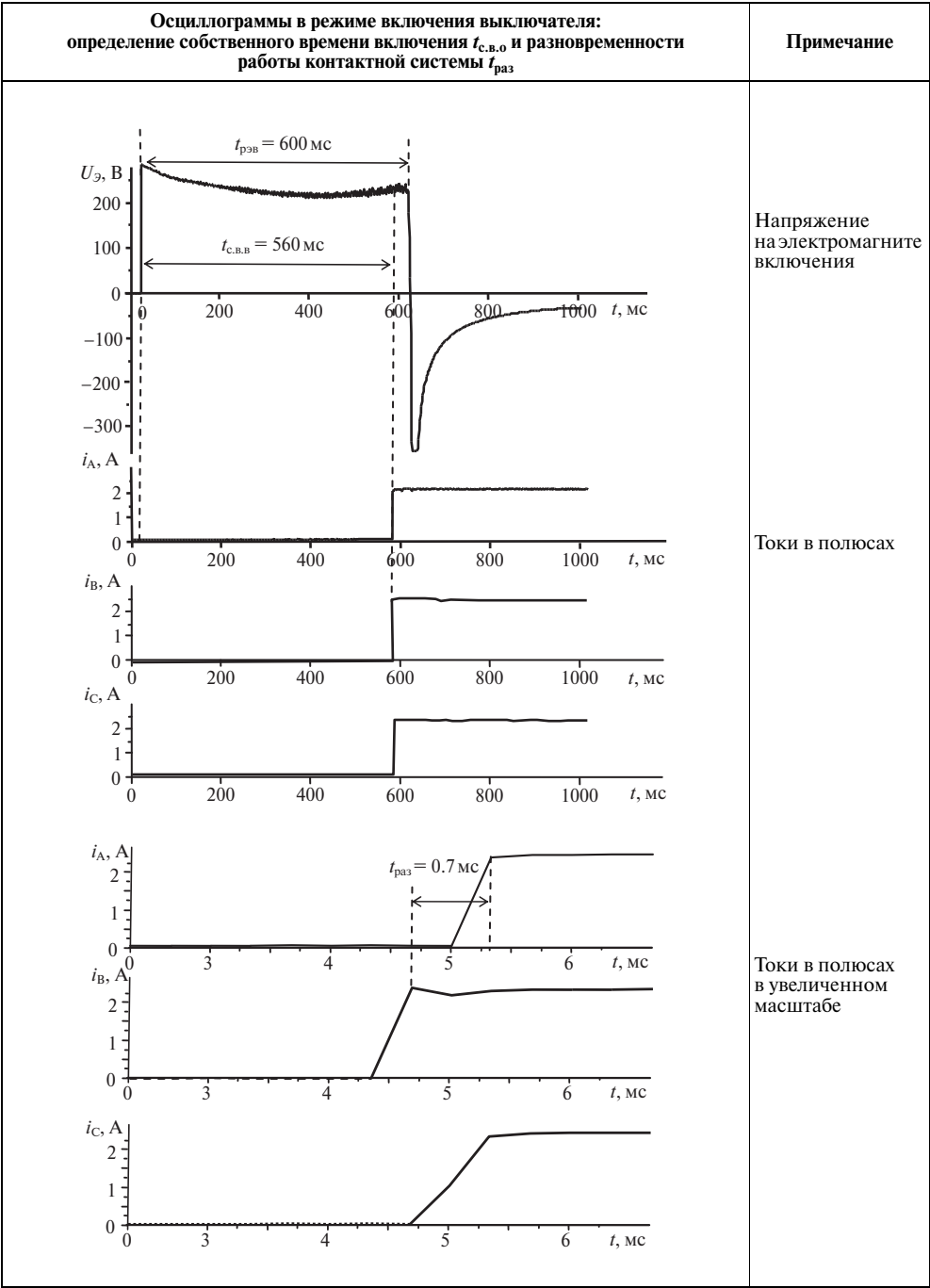
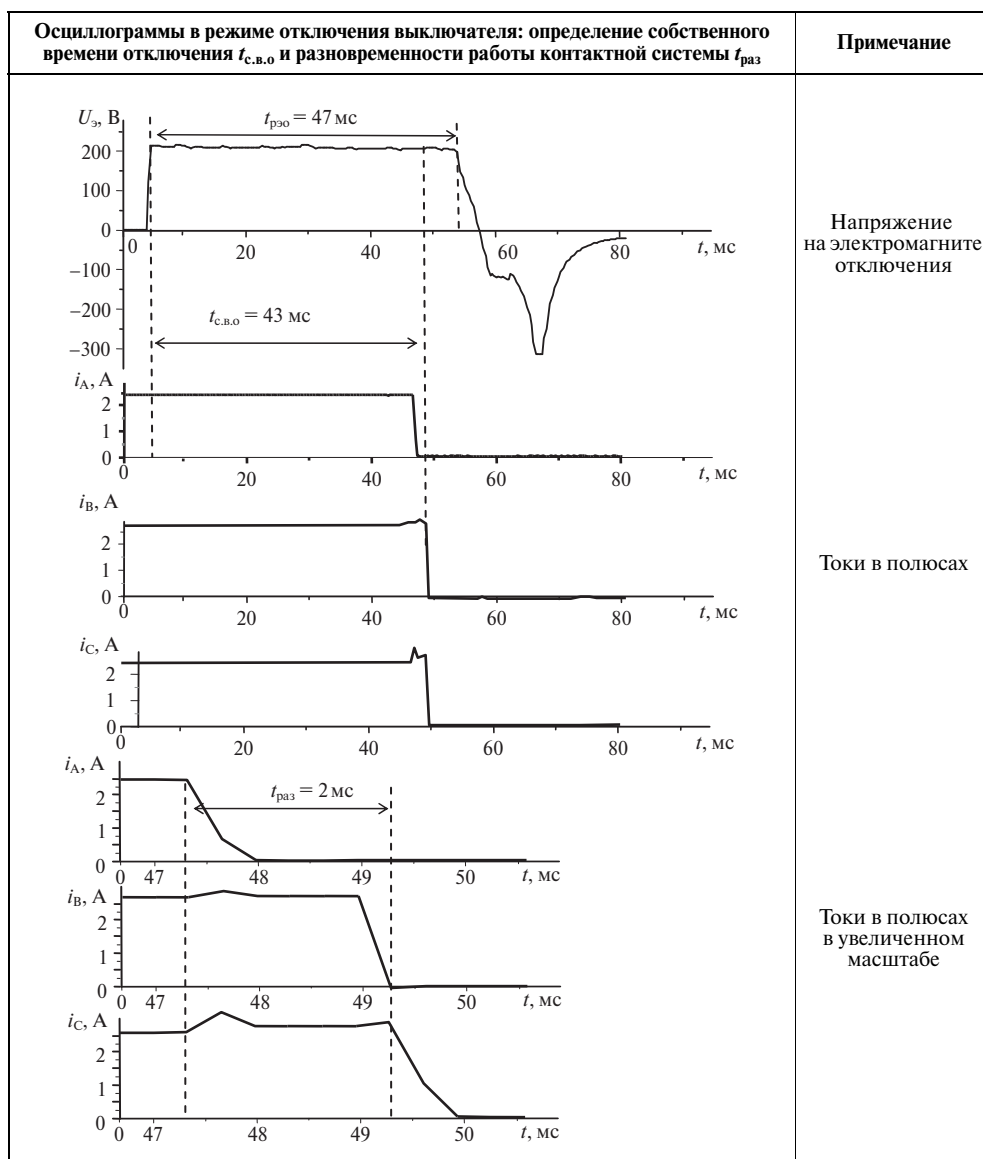


Схема № 1.

ДК — двухпроводной кабель; ШР — шинный разъединитель; ЗН — заземляющие ножи; БП — блок питания; ДТ — датчики тока; ВВ — высоковольтный выключатель; СТК₁, СТК₂ — трёхпроводные кабели, первый и второй соответственно.

Условия проведения измерений: температура воздуха +5°С.





Результаты измерений по первой схеме

Режим выключателя	Собственное время [мс]		Амплитуда импульса напряжения питания [В]	Время работы электромагнита под напряжением [мс]	Разновременность работы контактной системы полюсов $t_{\text{раз}}$ [мс]
	Измеренное	Норма			
Включение	43	< 60	221	600	0.7
Отключение	560	< 700	260	47	2

Диагностика силовых цепей высоковольтных выключателей с шунтирующими сопротивлениями

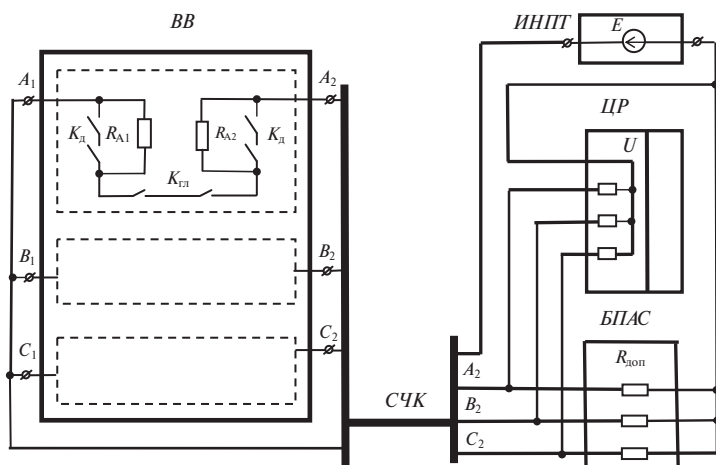
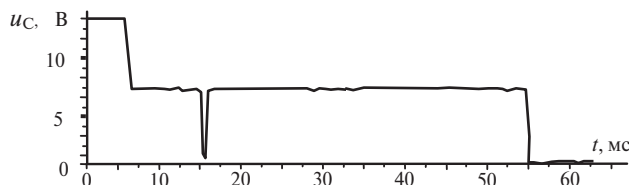
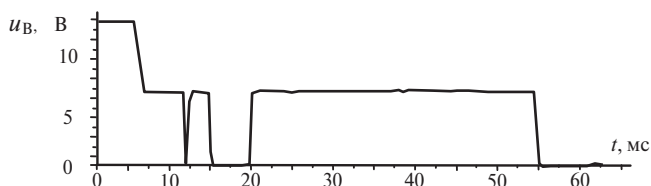
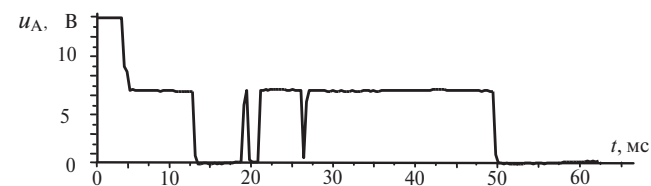


Схема № 2.

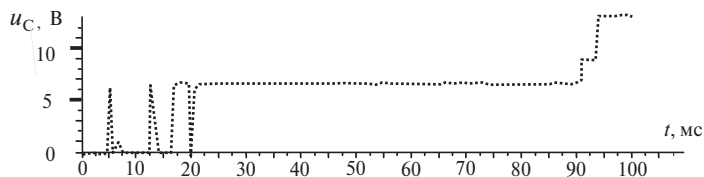
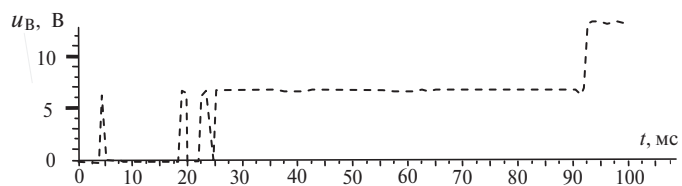
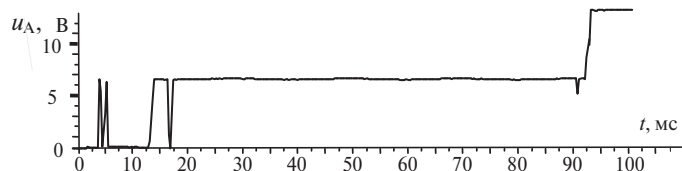
ИНПТ — источник напряжения постоянного тока; ЦР — цифровой регистратор;
 БПАС — блок прецизионных активных сопротивлений; СЧК — соединительный четырёхпроводной кабель с цветовой маркировкой; ВВ — высоковольтный выключатель;
 R_{A1} , R_{A2} — шунтирующие сопротивления фазы А выключателя; $K_д$ — дугогасительные контакты;
 $K_{гл}$ — главные контакты.

**Осциллограммы в режиме отключения (а) и включения (б) выключателя:
определение дребезга в контактной системе и целостности шунтирующих
сопротивлений**

Примечание



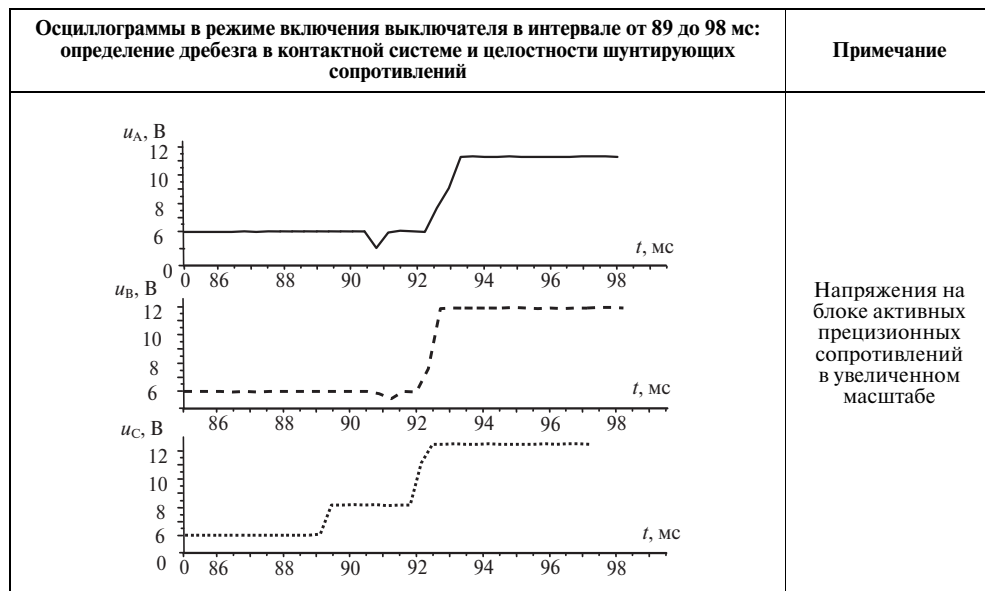
а)



б)

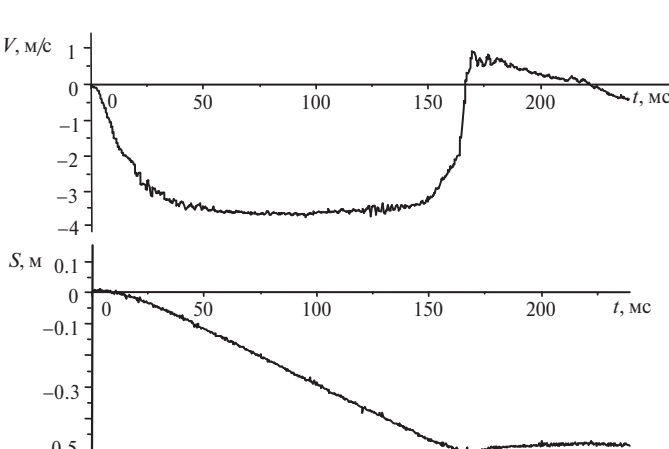
Напряжения
на блоке
прецизионных
активных
сопротивлений

Напряжения
на блоке активных
прецизионных
сопротивлений



Результаты измерений по второй схеме

Измеряемые параметры	Фаза		
	A	B	C
Значения шунтирующих сопротивлений в каждом из полюсов [Ом]	1500	1500	1500
Длительность прохождения токов по шунтирующим сопротивлениям в режиме включения ($t_{\text{дршс}}$ [мс])	80	70	76
Длительность прохождения токов по шунтирующим сопротивлениям в режиме отключения ($t_{\text{дршс}}$ [мс])	45	49	49
Разновременность работы шунтирующих сопротивлений в фазах в режиме включения ($t_{\text{раз}}$ [мс])	0	0	3
Разновременность работы шунтирующих сопротивлений в фазах в режиме отключения ($t_{\text{раз}}$ [мс])	0	0	0

Осциллограммы скорости и перемещения в режиме отключения для полюса фазы А	Примечание
 The figure contains two vertically aligned graphs sharing a common x-axis representing time t in milliseconds (ms), ranging from 0 to 250 ms. The top graph shows speed V in m/s. The y-axis ranges from -4 to 1. The signal starts at 0, drops sharply to a minimum of approximately -3.5 m/s around 100 ms, remains relatively stable until about 165 ms, then rises sharply to a peak of about 1 m/s at 175 ms, before gradually decaying back towards 0 by 250 ms. The bottom graph shows displacement S in meters (m). The y-axis ranges from -0.5 to 0.1. The signal starts at 0 and decreases steadily and almost linearly to a value of approximately -0.5 m at 250 ms.	Скоростная характеристика Ходовая характеристика

Результаты измерений по третьей схеме

Фаза	Скорость при включении [м/с]		Скорость при отключении [м/с]	
	Главных контактов (норма 3.5 ± 0.4 при $U_3 = 220$ В)	Дугогасительных контактов (норма 1.8 ± 0.2 при $U_3 = 220$ В)	Главных контактов (норма 4.0 ± 0.4)	Дугогасительных контактов (норма 1.6 ± 0.3)
A	3.0	1.7	3.7	1.9
B	3.0	1.7	3.8	1.9
C	3.2	1.7	3.8	1.9

Заключение

Рекомендуется при последующем ремонте выключателя устранить:

- причины, препятствующие плавному перемещению траверс полюсов в режиме включения;
- дребезг главных контактов в режиме включения;
- кратковременный дребезг главных контактов в режиме отключения;
- кратковременный синхронный разрыв с последующим восстановлением цепей полюсов в режиме отключения.

ПРИБОРЫ

№ п/п	Наименование прибора	Тип	Зав. номер прибора	Класс точности	Дата поверки
1	Цифровой регистратор	МЦР-0702	0702	0.5	02.04.06
2	Датчик перемещения	ЛИР-152	121233	($\pm 7\%$ для скоростных характеристик)	21.01.07

Измерения и анализ произвели:

Инженер
Ведущий инженер
Начальник службы диагностики

А. Н. Пулин
Ю. А. Фёдоров
А. С. Панфилов

Список литературы

1. *Алексеев, Б.А.* Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов / Б.А. Алексеев. — М.: НЦ ЭНАС. — 2002. — 169 с.
2. *Myers, C.* Transformers Condition Monitoring by Oil Analysis, Large or Small Contentment or Catastrophe / C. Myers // IEE/IMeChE International Conference on Power Station Maintenance—Profitability through Reliability. — 1998. — P. 53—58.
3. *Akbari, Alireza.* Software Modules for Monitoring and Diagnosis of Power Transformers / Alireza Akbari, Asghar Akbari, A. Setayeshmehr, H. Borsi, E. Gockenbach // 19-th International Power System Conference (PSC), Teheran, Iran. No. 49-E-TRN-752.
4. *Belanger, M.* Transfomer diagnosis: Part 1. A statistical justification for preventative maintenance / M. Belanger // Electricity today. — 1999. — N 6. — P. 15—17.
5. *Григорьев, В.И.* Приборы и средства диагностики электрооборудования и измерений в системах электроснабжения: Справочное пособие / В.И. Григорьев, Э.А. Киреева, В.А. Миронов, А.Н. Чохонелидзе // Под ред. В.И. Григорьева. — М.: Колос. — 2006. — 272 с.
6. *Авдеева, А.А.* Хроматография в энергетике / А.А. Авдеева. — М.: Энергия. — 1980. — 272 с.
7. *Козлов, В.Н.* Нетрадиционное использование современных аварийных многопроцессорных регистраторов / В.Н. Козлов, Н.С. Ефимов, О.Н. Григорьев, А.Г. Балясников // Релейная защита, низковольтная аппаратура управления, регулируемый электропривод: Материалы научно-технической конференции, посвященной 40-летию ОАО «ВНИИР». Чуваш. ун-т. Чебоксары. — 2001. — С. 128—130.
8. *Евтихеев, Н.Н.* Измерение электрических и неэлектрических величин: Учеб. пособие. Под общ. ред. Н.Н. Евтихеева / Н.Н. Евтихеев, Я.А. Купершмидт, В.Ф. Папуловский, В.Н. Скугоров. — М.: Энергоатомиздат. — 1990. — 352 с.: ил.
9. *Линт, Г.Э.* Автоматические осциллографы при измерениях / Г.Э. Линт. — М.: Энергия. — 1972. — 96 с.

10. *Михеев, Г.М.* Решение проблемы диагностики высоковольтного электрооборудования с помощью современных цифровых устройств / Г.М. Михеев // Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике: Материалы VI Всерос. науч.-техн. конф. — Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та. — 2006. — С. 289—297.
11. *Некряченко, Г.П.* Диагностика трансформаторов / Г.П. Некряченко, Г.М. Михеев, И.П. Готлиб // Известия инженерно-технологической академии Чувашской Республики. — Чебоксары. — 1997. — № 4—7. — С. 287—291.
12. *Некряченко, Г.П.* Результаты эксплуатации силовых трансформаторов в системе АО «Чувашэнерго» / Г.П. Некряченко, Г.М. Михеев, И.П. Готлиб, В.К. Филиппов // Известия Инженерно-технологической академии Чувашской Республики. — Чебоксары. — 1997. — № 4—7. — С. 296—299.
13. *Розейнман, М.И.* Ремонт магнитопроводов трансформаторов: (Технология и оборудование) / М.И. Розейнман, Г.В. Антонов. — М.: Энергия. — 1979. — 200 с., ил. (Трансформаторы. Вып. 34).
14. *Джон, У. Колтмен.* Трансформатор / У. Колтмен Джон // В мире науки. — 1988. — № 3. — С. 68—76.
15. *Аншин, В.Ш.* Трансформаторы для промышленных электропечей / В.Ш. Аншин, А.Г. Крайз, В.Г. Мейксон. — М.: Энергоиздат. — 1982. — 296 с.: ил. (Трансформаторы. Вып. 39).
16. *Фарбман, С.А.* Ремонт мощных силовых трансформаторов / С.А. Фарбман, З.И. Худяков, Г.В. Антонов. — М.: Высшая школа. — 1972. — 232 с.
17. *Фарбман, С.А.* Ремонт и модернизация трансформаторов. 3-е изд., перераб. и доп. / С.А. Фарбман, А.Ю. Бун, И.М. Райхлин. — М.: Энергия. — 1976. — 616 с.: ил. (Трансформаторы. Вып. 29).
18. *Филиппишин, В.Я.* Монтаж силовых трансформаторов / В.Я. Филиппишин, А.С. Туткевич. — М.: Энергоиздат. — 1981. — 432 с. — (Трансформаторы. Вып. 38).
19. *Вольдек, А.И.* Электрические машины: Учебник для студентов высш. техн. учеб. заведений. 2-е изд., перераб. и доп. / А.И. Вольдек. — Л.: Энергия. — 1974. — 840 с.
20. *Котеленец, Н.Ф.* Испытания, эксплуатация и ремонт электрических машин: Учебник для вузов / Н.Ф. Котеленец, Н.А. Акимова, М.В. Антонов. — М.: Издательский центр «Академия». — 2003. — 384 с.
21. *Чернев, К.К.* Мощные трансформаторы / К.К. Чернев. — М.: Энергия. — 1972. — 121 с.
22. *Алексенко, Г.В.* Испытания высоковольтных и мощных трансформаторов и автотрансформаторов. Часть II с черт. // Г.В. Алексенко, А.К. Ашрятов, Е.С. Фрид. — М.— Л.: Госэнергоиздат. — 1962. — 832 с. (Трансформаторы. Вып. 9)
23. *Правила* технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. — М.: Изд-во НЦ ЭНАС. — 2003. — 264 с.

24. *Могузов, В.Ф.* Обслуживание силовых трансформаторов / В.Ф. Могузов. — М.: Энергоатомиздат. — 1991. — 192 с.: ил. (Б-ка электромонтера. Вып. 627).
25. *Могузов, В.Ф.* Обслуживание силовых трансформаторов. Часть I / В.Ф. Могузов. — М.: НТФ «Энергопрогресс». — 2002. — 96 с.: ил. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик». Вып. 1 (37)].
26. *Рудняков, К.А.* Применение регулируемых электроприводов в системах охлаждения силовых трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов / К.А. Рудняков // Промышленная энергетика. — 1997. — № 3. — С. 24—25.
27. *Щербаков, А.В.* Масляные насосы для систем охлаждения силовых трансформаторов / А.В. Щербаков, В.М. Бизня // Электрические станции. — 2003. — № 12. — С. 66—68.
28. *Порудоминский, В.В.* Устройства переключения трансформаторов под нагрузкой. 2-е изд., перераб. и испр. / В.В. Порудоминский. — М.: Энергия. — 1974. — 288 с.: ил. (Трансформаторы. Вып. 25).
29. *Фишлер, Я.Л.* Преобразовательные трансформаторы / Я.Л. Фишлер, Р.Н. Урманов. — М.: Энергия. — 1974. — 224 с.
30. Объём и нормы испытаний электрооборудования / Под общ. ред. Б.А. Алексеева, Ф.Л. Когана, Л.Г. Мамиконянца. РД 34.45-51.300-97. 6-е изд., с изм. и доп. — М.: Изд-во НЦ ЭНАС. — 2002. — 256 с.
31. *Голенко, О.В.* Опыт регистрации частичных разрядов с помощью цифрового осциллографа / О.В. Голенко, С.В. Живодерников, А.Г. Овсянников // Энергетик. — 2001. — № 6. — С. 35 — 37.
32. *Аксенов, Ю.П.* Результаты длительной периодической диагностики силовых трансформаторов / Ю.П. Аксенов, А.В. Голубев, В.И. Завидей, А.В. Юрин, И.В. Ярошенко // Электро. — 2006. — № 1. — С. 28—35.
33. *Boggs, S.A.* Partial Discharge: Overview and Signal Generation / S.A. Boggs // IEEE Electrical Insulation Magazine. — 1990. — Vol. 6. — P. 33—39.
34. *Boggs, S.A.* Partial Discharge — Part III: Cavity-Induced PD in Solid Dielectrics / S.A. Boggs // IEEE Electrical Insulation Magazine. — 1990. — Vol. 6. — P. 11—20.
35. *Stone, G.C.* Partial Discharge — Part VII: Practical Techniques for Measuring PD in Operating Equipment / G.C. Stone // IEEE Electrical Insulation Magazine. — 1990. — Vol. 7. — P. 9—19.
36. *Kreuger, E.G.F.H.* Classification of Partial Discharges / E.G.F.H. Kreuger, A. Krivda // IEEE Transactions on Electrical Insulation. — 1993. — Vol. 28. — P. 917—931.
37. *Lundgaard, L.E.* Partial Discharge — Part XIII: Acoustic Partial Discharge Detection Fundamental Considerations / L.E. Lundgaard // IEEE Electrical Insulation Magazine. — 1992. — Vol. 8. — P. 25—31.
38. *Jiangdong, Deng H.X.* Optical fiber sensor-based detection of partial discharges in power transformers / Deng H.X. Jiangdong, W. Huo, M. Luo, R. May, A. Wang, Y. Liu // Optics and Laser Technology. — 2001. — Vol. 33. — P. 305—311.

39. *Eleftherion, P.M.* Partial Discharge XXI: Acoustic Emission-Based PD Source Location in Transformers / P.M. Eleftherion // IEEE Electrical Insulation Magazine. — 1995. — Vol. 11. — P. 22—26.
40. *Zhao Zhiqiang, M.M.* The directionality of an optical fiber high-frequency acoustic sensor for partial discharge detection and location / M.M. Zhao Zhiqiang, M.S. Demokan // Journal of Lightwave Technology. — 2000. — Vol. 18. — P. 795—806.
41. *Ahmed, N.H.* On-Line Partial Discharge Detection in Transformer / N.H. Ahmed, N.N. Srinivas // Conference Record of the 1998 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Arlington, USA. — 1998. — P. 39—42.
42. *Алексеев, Б.А.* Системы непрерывного контроля состояния крупных силовых трансформаторов / Б.А. Алексеев // Электрические станции. — 2000. — № 8. С. 62—70.
43. *Абрамцева, Н.Н.* Устройство для диагностики под нагрузкой радиальных механических деформаций мощных двухобмоточных трансформаторов / Н.Н. Абрамцева, В.Ю. Горшунов, Е.Г. Григорьева и др. // Электрические станции. — 1996. — № 11. — С. 63—66.
44. *Аликин, С.В.* Диагностика обмоток силовых трансформаторов методом низковольтных импульсов / С.В. Аликин, А.А. Дробышевский, Е.И. Левицкая, М.А. Филатова // Электротехника. — 1994. — № 10. — С. 30—35.
45. *Беляков, Ю.С.* По поводу статьи Федорова Г.П. «Определение сопротивлений КЗ трансформаторов, автотрансформаторов 110—220 кВ при различных положениях РПН» / Ю.С. Беляков // Электрические станции. — 2000. — № 6. — С. 66—69.
46. *Соколов, В.В.* Определение деформаций обмоток крупных силовых трансформаторов / В.В. Соколов, С.В. Цурпал, Ю.С. Конов, В.В. Короленко // Электрические станции. — 1988. — № 6. — С. 52—56.
47. *Дробышевский, А.А.* Диагностика деформаций обмоток силовых трансформаторов и реакторов методом низковольтных импульсов / А.А. Дробышевский, Е.И. Левицкая, Д.В. Андреев, В.Р. Бельцер // Электротехника. — 1997. — № 3. — С. 48—51.
48. *Дробышевский, А.А.* Диагностика деформаций обмоток силовых трансформаторов и реакторов методом низковольтных импульсов / А.А. Дробышевский, Е.И. Левицкая, Д.В. Андреев // Электрические станции. — 1997. — № 3. — С. 71—74.
49. *Дробышевский, А.А.* Индикация повреждений обмоток трансформаторов с использованием метода низковольтных импульсов / А.А. Дробышевский, Е.И. Левицкая // Электротехника. — 1991. — № 12. — С. 27—28.
50. *Левицкая, Е.И.* Проблема электродинамической стойкости трансформаторов при коротких замыканиях / Е.И. Левицкая, А.И. Лурье, А.Н. Панибратец // Электротехника. — 2001. — № 9. — С. 31—38.
51. *Пат. № 2281522 РФ, МПК G01R 31/02.* Устройство для определения сопротивления короткого замыкания обмоток трёхфазного трансформатора с введенной на корпус нейтралью / Г.М. Михеев, Ю.А. Федоров, С.Н. Баталы-

- гин, В.М. Шевцов; заявитель и патентообладатель авторы, заявл. 11.01.05; опубл. 10.08.06. Бюл. № 22.
52. *Михеев, Г.М.* Определение полного сопротивления короткого замыкания обмоток трёхфазного трансформатора с применением цифрового регистратора / Г.М. Михеев, В.М. Шевцов, С.Н. Баталыгин, Ю.А. Федоров // Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике: Материалы VI Всерос. науч.-техн. конф. — Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та. — 2006. — С. 303 — 08.
53. *Шинкаренко, Г.В.* Измерение сопротивления короткого замыкания блочных трансформаторов под рабочим напряжением / Г.В. Шинкаренко // Энергетика и электрификация. — 1996. — № 3. — С. 19—24.
54. *Федоров, Г.П.* Определение сопротивлений КЗ трансформаторов, автотрансформаторов 110—220 кВ при различных положениях РПН / Г.П. Федоров // Электрические станции. — 1999. — № 2. — С. 52—55.
55. *Абрамцева, Н.Н.* Макет автоматизированной системы диагностики в эксплуатации механического состояния обмоток и защиты силовых трансформаторов / Н.Н. Абрамцева, В.Ю. Горшунов, Е.Г. Григорьева, М.Л. Коврижных, В.А. Петровичев // Электрические станции. — 1993. — № 4. — С. 40—43.
56. Пат. № 2136099 РФ, МПК 6Н02Н 7/04, G01R 31/02. Устройство контроля и защиты обмоток трансформаторов от деформаций при коротких замыканиях / А.Ю. Хренников; заявитель и патентообладатель Учебно-научно-производственный комплекс УНПК «Энергия»; заявл. 06.10.1994; опубл. 27.08.1999. Бюл. № 22.
57. *Хренников, А.Ю.* Диагностика повреждений силовых трансформаторов, находящихся в эксплуатации на ТЭЦ Волжского автозавода / А.Ю. Хренников, О.А. Шлегель, М.И. Запорожец // Электрические станции. — 1994. — № 2. — С. 43—46.
58. *Хренников, А.Ю.* Диагностика силовых трансформаторов в Самараэнерго методом низковольтных импульсов / А.Ю. Хренников, О.М. Киков // Электрические станции. — 2003. — № 11. — С. 47—51.
59. *Хренников, А.Ю.* Применение метода низковольтных импульсов для диагностики состояния силовых трансформаторов / А.Ю. Хренников, О.М. Киков, В.А. Передельский, А.А. Сафонов, В.А. Якимов // Энергетик. — 2005. — № 9. — С. 11—14.
60. *Хренников, А.Ю.* Диагностика повреждений и методика обработки результатов измерений силовых трансформаторов при динамических испытаниях и в эксплуатации / А.Ю. Хренников, О.А. Шлегель // Электротехника. — 1997. — № 2. — С. 32—34.
61. *Хренников, А.Ю.* Основные причины внутренних повреждений обмоток силовых трансформаторов напряжением 110—500 кВ в процессе эксплуатации / А.Ю. Хренников // Промышленная энергетика. — 2006. — № 12. — С. 12—14.

62. *Щурская, Т.В.* О подходе к оценке электродинамической стойкости трансформаторов при коротких замыканиях / Т.В. Щурская // *Электротехника*. — 2002. — № 7. — С. 17—19.
63. *Рыбаков, Л.М.* Методы и средства обеспечения работоспособности электрических распределительных сетей 10 кВ: Научное издание / Л.М. Рыбаков. — М.: Энергоатомиздат. — 2004. — 421 с.
64. *Сотников, В.В.* Внешнее магнитное поле трансформатора как диагностический признак витковых замыканий / В.В. Сотников, Л.М. Рыбаков, А.А. Солдаткин // *Сборник трудов XV Международной межвузовской школы-семинара. Методы и средства технической диагностики*. — Йошкар-Ола, МарГУ. — 1998. — С. 59—62.
65. *Русов, В.А.* Контроль прессовки обмоток и магнитопровода крупных трансформаторов по вибропараметрам / В.А. Русов // *Электрические станции*. — 1998. — № 6. — С. 52—57.
66. *Петрищев, Л.С.* Исследования возможности диагностики усилий прессовки обмоток трансформаторов по их вибрационным характеристикам // Л.С. Петрищев, В.М. Салтанов, В.Н. Осотов // *Электрические станции*. — 1995. — № 8. — С. 32—37.
67. *Гервиц, М.Н.* Методика диагностики усилия прессовки обмоток трансформатора / М.Н. Гервиц, В.Н. Осотов, Л.С. Петрищев // *Электрические станции*. — 1997. — № 5. — С. 58—60.
68. *Алексеев, Б.А.* Контроль влажности изоляции силовых трансформаторов. Использование поляризационных явлений / Б.А. Алексеев // *Электрические станции*. — 2004. — № 2. — С. 57—62.
69. *Ванин, Б.В.* Оценка влагосодержания изоляции обмоток силовых трансформаторов по диэлектрическим характеристикам / Б.В. Ванин, Ю.Н. Львов, М.Ю. Львов // *Электрические станции*. — 2004. — № 9. — С. 61—63.
70. *Айвазов, Б.В.* Введение в хроматографию / Б.В. Айвазов. — М.: Высшая школа. — 1963. — 270 с.
71. *Михеев, Г.М.* Об отборе проб масла из герметичных вводов 500—750 кВ / Г.М. Михеев, Гн.М. Михеев, В.К. Филиппов // *Электрические станции*. — 2001. — № 1. — С. 39—42.
72. *Аракелян, В.Г.* Газовая хроматография в диагностике высоковольтного оборудования / В.Г. Аракелян // *Электротехника*. — 1994. — № 2. — С. 8—17.
73. *Михеев, Гн.М.* The potentialities of the power delivery fibers for the materials processing / Гн.М. Михеев, Г.М. Михеев, Г.П. Некряченко, В.С. Идиатулин // *Тезисы докладов на 4-м Международном российско-китайском симпозиуме «Advanced materials of processes»*. — Пекин. — 1997. — С. 178.
74. *Аракелян, В.Г.* Разложение изоляционных жидкостей под действием частичных разрядов, тепла и ультразвукового поля / В.Г. Аракелян, Л.А. Дарьян, А.К. Лоханин // *Электричество*. — 1988. — № 5. — С. 33—38.

75. *Аркелян, В.Г.* Ранняя диагностика маслonaполненного высоковольтного оборудования / В.Г. Аракелян, Е.Д. Сенкевич // Электрические станции. — 1985. — № 6. — С. 50—54.
76. *Михеев, Г.М.* О необходимости хроматографического контроля силовых трансформаторов мощностью менее 60 МВ·А после замены высоковольтных вводов / Г.М. Михеев, С.Ф. Никитин // Энергетик. — 2001. — № 12. — С. 30.
77. *Бузаев, В.В.* Роль и возможности хроматографии при оценке состояния высоковольтного электрооборудования / В.В. Бузаев, Ю.М. Сапожников // Электрические станции. — 2004. — № 9. — С. 57—60.
78. *Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворённых в масле силовых трансформаторов.* РД 34.46.303-89. — М.: Союзтехэнерго. — 1990. — 58 с.
79. *Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворённых в масле.* РД 153-34.0-46.302-00. — М.: НЦ ЭНАС. — 2001. — 41 с.
80. *Смоленская, Н.Ю.* Газохроматографический анализ трансформаторного масла на содержание в нём воздуха, воды, кислорода и азота / Н.Ю. Смоленская, Ю.М. Сапожников // Электрические станции. — 1994. — № 8. — С. 34—37.
81. *Михеев, Гн.М.* Выделение водорода из диэлектрической жидкости под действием ультразвука / Гн.М. Михеев, Г.М. Михеев, Г.П. Некряченко, И.П. Готлиб // Письма в ЖТФ. — 1998 — Т. 24. — Вып. 1. — С. 79—84.
82. *Некряченко, Г.П.* Альтернативный метод определения содержания газов в трансформаторном масле / Г.П. Некряченко, Г.М. Михеев, В.К. Филиппов // Известия Инженерно-технологической академии Чувашской Республики. — Чебоксары. — 1997. — № 4—7. — С. 292—294.
83. *Михеев, Г.М.* Контроль за содержанием водорода в трансформаторных маслах методом лазерной спектроскопии / Г.М. Михеев, Гн.М. Михеев // Тезисы докладов 2-й Российской университетско-академической научно-практической конференции. — Ижевск. — 1995. — Ч. 3. — С. 54.
84. *Михеев, Г.М.* Оптимизация ВКР генератора для контроля водорода в трансформаторном масле / Г.М. Михеев, И.П. Готлиб, Гн.М. Михеев, Г.П. Некряченко // Тезисы докладов Всероссийской межвузовской научно-практической конференции. — Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та. — 1996. — С. 34—47.
85. *Свид. об офиц. рег. программы для ЭВМ № 2001610644.* Оперативное хранение и эффективный поиск данных характеристик высоковольтного электрооборудования / Г.М. Михеев, Л.Н. Михеева: опубл. 31.05.2001.
86. *Свид. об офиц. рег. программы для ЭВМ № 2002610293.* Хроматографический контроль энергетического оборудования / Г.М. Михеев, Т.Г. Михеева: опубл. 28.02.2002.
87. *Mikheev, Gn.M.* Nonlinear optical diagnostics of hydrogen emission process from dielectric oil / Gn.M. Mikheev, G.M. Mikheev, A.N. Kulikov, S.F. Nikitin // Papers of 17 International conference on coherent and nonlinear optics, Minsk, Belarus, June 26-July 1, 2001, FS4.

88. Roger. «IEEE and IEC codes to interpret incipient faults in transformers, using gas in oil analysis» / Roger // IEEE Trans. Elec. Insul. — 1978. — Vol. 13. — N 5. — P. 349—354.
89. Duval, M. Dissolved Gas Analysis: It Can Save Your Transformer / M. Duval // IEEE Electrical Insulation Magazine. — 1989. — Vol. 5. — P. 22—27.
90. Morse, W. Trusting the results of dissolved gas analysis / W. Morse // Electricity today. — 2003. — N 2. — P. 12—14.
91. Duval, M.A. Review of faults detectable in gas-in-oil analysis in transformers / M.A. Duval // IEEE Electrical Magazine. — 2002. — Vol. 18. — N 3. — P. 8—17.
92. Clark, R. Analysis of dissolved gas data before and after a critical transformer repair / R. Clark, T.C. Garg, R. Bérubé // Electricity today. — 2003. — N 3. — P. 44—49.
93. Mikheev, Gen.M. Manifestations of collisions in the laser SRS-CARS diagnostics of hydrogen in rarefied gas mixtures / Gen.M. Mikheev, G.M. Mikheev, T.N. Mogileva, D.G. Kalyuzhnyi // Kvantovaya Elektronika and Turpion Ltd 32(1). — 2002. — P. 39—44.
94. Houhanessian, V.D. «Time domain measurements of dielectric response in oil-paper insulation systems» / V.D. Houhanessian, W.S. Zaengl // IEEE Intern. Sympos. Electr. Insul. (Canada). — 1996. — Vol. 1. — P. 47—52.
95. Du, Y. A review of moisture equilibrium in transformer paper-oil systems / Y. Du, M. Zahn, B.C. Lesieutre, A.V. Marnishev, S.R. Lindgren // IEEE Electrical Insulation Magazine. — 1999. — Vol. 15. — No. 1. — P. 11—20.
96. Margolis, S.A. A coulometric for determining substances that interfere with the measurement of water in oils and other chemicals by the Karl Fischer method / S.A. Margolis, J. Paulsen, E. Park // Analytical and bioanalytical chemistry. — 2002. — Vol. 374. — N 7-8. — P. 1274—1281.
97. Unsworth, J. Degradation of Electrical Insulating Paper Monitored with High Performance Liquid Chromatography / J. Unsworth, F. Mitchell // IEEE Trans. Electr. Insul. — 1990. — Vol. 25. — P. 737—746.
98. Hill, D.J.T. A study of degradation in a power transformer Part 3: Degradation products of cellulose paper insulation / D.J.T. Hill, T.T. Le, M. Darveniza, T.K. Saha // Polymer Degradation and Stability. — 1996. — Vol. 51. — P. 211—218.
99. Emsley, A.M. «Degradation of Cellulosic Insulation in Power Transformers. Part 3: Effects of Oxygen and Water on Ageing in Oil» / A.M. Emsley, X. Xiao, R.J. Heywood, and M. Ali // IEE Proc. Sci., Measur. Techn. — 2000. — Vol. 147. — P. 115—119.
100. Бузаев, В.В. Газохроматографический анализ трансформаторного масла на содержание в нём ионнола / В.В. Бузаев, Ю.Н. Львов, Н.Ю. Смоленская, Ю.М. Сапожников // Электрические станции. — 1996. — № 1. — С. 51—53.
101. Lapworth, J. «A Novel Approach Scoring System for Integrating Dissolved Gas Analysis Results into a Life Management System» / J. Lapworth // IEEE Intern. Sympos. Electr. Insul. — 2002. — P. 137—144.

102. *Burton, P.J.* «Application of Liquid Chromatography to the Analysis of Electrical Insulating Materials» / P.J. Burton, M. Carballeira, M. Duval, C.W. Fuller, J. Graham, A. DePablo, J. Samat, and E. Spicar // CIGRE, Intern. Conf. Large High Voltage Electric Systems, Paris, France, Paper N 12-12, 1988.
103. *Lewand, L.R.* «Using Insulation Liquid Analysis by DBA to Diagnose Oil Circuit Breaker Condition» / L.R. Lewand, W. Bordash // Proceedings of the 2003 Annual International Conference of Doble Clients, 2003, Sec M-3.
104. *Pereira, A.* «Safe handling Procedures for Insulating Oil with a High Concentration of Combustible Gases» / A. Pereira // Proceedings of the 1996 Annual International Conference of Doble Clients, 1996, Sec 5-7.
105. *Troisi, J.F.* «Degassing of a Large Oil Circuit Breaker with High Combustible Gas Present» / J.F. Troisi // Proceedings of the 2004 Annual International Conference of Doble Clients, 2004, Sec IM-12.
106. *Griffin, P.J.* «Discussion of the Bert R. Hughes and Harold Moore Paper, Analysis of Gases in a Large GSU and Special Operating Guidelines for a Family of Large Westinghouse Transformers, Manufactured Without Insulated T-Beams Generating High Levels of Combustible Gases» / P.J. Griffin // Proceedings of the 1996 Annual International Conference of Doble Clients, 1996, Sec 8-11B.
107. *Михеев, Г.М.* Прибор для определения содержания водорода и влаги в диэлектрических жидкостях / Г.М. Михеев, Гн.М. Михеев // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. — 2001. — № 6. — Т. 67. — С. 38—41.
108. *ГОСТ 5885-79.* Метод определения кислотности и кислотного числа. — М.: Изд-во стандартов. — 1985. — 8 с.
109. *ГОСТ 6307-75.* Нефтепродукты: Метод определения наличия водорастворимых кислот и щелочей. — М.: Изд-во стандартов. — 1981. — 4 с.
110. *ГОСТ 7822-75.* Масла нефтяные: Метод определения растворённой воды. — М.: Изд-во стандартов. — 1986. — 9 с.
111. *РД.34.43.107-95:* Методические указания по определению содержания воды и воздуха в трансформаторном масле. — М.: РАО «ЕЭС России». — 1996. — 29 с.
112. *А.С. №238864 СССР, G01N 29/02.* Устройство для определения влаги в масле // С.Н. Конев, А.П. Наумчук, А.Н. Голубко, Г.А. Воробьева, Г.Г. Воробьев; заявл. 18.11.1967; опубл. 10.03.1969. Бюл. № 10.
113. *Дудкин, С.М.* Измерение влажности трансформаторного масла: Учебное пособие / С.М. Дудкин, А.Е. Монастырский, А.И. Таджикибаев, В.В. Бузаев, Ю.М. Сапожников. — СПб.: Изд. ПЭИПК. — 2001. — 36 с.
114. *Емельянов, П.М.* Влагомер трансформаторного масла / П.М. Емельянов, А.А. Ткачев, А.В. Рубцов // Электрические станции. — 1997. — № 4. — С. 68—71.
115. *Пат. № 2137119 РФ, МПК G01N 29/02.* Устройство для определения растворённых в диэлектрических жидкостях водорода и влаги / Гн.М. Михеев, Г.М. Михеев, Г.П. Некряченко; заявитель и патентообладатель АО «Чувашэнерго»; заявл. 24.11.1997; опубл. 10.09.1999. Бюл. № 25.

116. *Михеев, Г.М.* Лазерное устройство для определения водорода и влаги в диэлектрических жидкостях / Г.М. Михеев, Гн.М. Михеев, Г.П. Некряченко // Сборник трудов XV Международной межвузовской школы-семинара: Методы и средства технической диагностики. — Йошкар-Ола, МарГУ. — 1998. — С. 188—189.
117. *Михеев, Г.М.* Устройство для определения содержания водорода и влаги в диэлектрических жидкостях / Г.М. Михеев, Гн.М. Михеев // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. — 2001. — № 6. — Т. 67. — С. 38—41.
118. *Митрофанов, Г.А.* Применение кварцевых пьезорезонаторов для определения влагосодержания жидких диэлектриков / Г.А. Митрофанов, С.В. Венедиктов, М.Ю. Стрельников // Заводская лаборатория. — 1997. — № 1. — С. 29—30.
119. *Михеев, Г.М.* Исследование зависимости пробивного напряжения трансформаторного масла от влагосодержания / Г.М. Михеев, О.А. Коробейников // Проблемы электроэнергетики на региональном уровне: Межвуз. сб. науч. тр. — Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та. — 1998. — С. 155—157.
120. *ГОСТ 6356-75.* Методы определения температуры вспышки в закрытом тигле. — М.: Изд-во стандартов. — 24 с.
121. *Пат. 1806359 СССР, МПК G01N 25/52.* Устройство для определения температуры вспышки горючих жидкостей / Г.М. Михеев, В.И. Антонов; заявитель и патентообладатель авторы, заявл. 25.09.1990; опубл. 30.03.1993. Бюл. № 12.
122. *Пат. 2178885 РФ, МПК G01N 25/52.* Устройство для определения температуры вспышки горючих жидкостей / Г.М. Михеев; заявитель и патентообладатель автор, заявл. 06.04.2000; опубл. 27.01.2002. Бюл. № 3.
123. *Пат. №2176786 РФ, МПК G01N 25/52.* Устройство для определения температуры вспышки и тангенса угла диэлектрических потерь горючих жидкостей / Михеев Г.М.; заявитель и патентообладатель автор; заявл. 25.02.2000; опубл. 10.12.2001. Бюл. № 34.
124. *Михеев, Г.М.* Автоматизированное устройство определения температуры вспышки трансформаторного масла / Г.М. Михеев, И.П. Готлиб, П.А. Улисов // Электрические станции. — 1997. — № 7. — С. 55—58.
125. *Михеев, Г.М.* Автоматизированный цифровой прибор для определения температуры вспышки диэлектрических жидкостей / Г.М. Михеев // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. — 1998. — № 11. — Т. 64. — С. 43—45.
126. *Михеев, Г.М.* Исследование влияния легковоспламеняющихся веществ (бензин) на изменение температуры вспышки трансформаторного масла / Г.М. Михеев, Г.П. Некряченко, И.П. Готлиб // Сб. тр. XV Междунар. межвуз. школы-семинара: Методы и средства технической диагностики. — Йошкар-Ола: Изд-во МарГУ. — 1988. — С. 190.
127. *Михеев, Г.М.* О взаимосвязи температуры вспышки трансформаторного масла и дефектов, вызванных частичными разрядами и нарушением контактной системы в трансформаторах / Г.М. Михеев, И.П. Готлиб, Г.П. Некряченко // Тезисы докладов Всероссийской межвузовской научно-практической конференции. — Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та. — 1996. — С. 31—33.

128. *Михеев, Г.М.* Измерение температуры вспышки при контроле диэлектрической жидкости хроматографическим методом в высоковольтном оборудовании / Г.М. Михеев // Тезисы докладов 28-й научно-производственной конференции Ижевской государственной сельскохозяйственной академии. — Ижевск. (18—20 февраля). — С. 45.
129. *Готлиб, И.П.* Устройство для определения температуры вспышки трансформаторного масла / И.П. Готлиб, Г.М. Михеев, П.А. Улисов // Тезисы докладов Всероссийской межвузовской научно-практической конференции. — Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та. — 1996. — С. 33—34.
130. *Михеев, Г.М.* Трансформаторное масло / Г.М. Михеев // Учебное пособие. — Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та. — 2003. — 148 с.
131. *ГОСТ 6370-83* (СТ СЭВ 2876-81). Нефть, нефтепродукты и присадки: Метод определения механических примесей. — М.: Изд-во стандартов. — 1983. — 6 с.
132. *Сачалели, М.В.* Опыт определения механических примесей в масле трансформаторов высших классов напряжения во время монтажа и эксплуатации / И.В. Сачалели // Электрические станции. — 1993. — № 3. — С. 53—55.
133. *РД 34.43.105-89.* Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел. — М.: СПО ОРГРЭС. — 1995. — 86 с.
134. *Иващенко, В.Е.* Прибор для определения общего газосодержания в трансформаторном масле / В.Е. Иващенко, Л.З. Савкун, Т.С. Воронова, А.В. Рубцов // Электрические станции. — 2002. — № 4. — С. 41—42.
135. *Львов, Ю.Н.* Количественная оценка содержания фурановых веществ и присадки ионол в изоляционных маслах / Ю.Н. Львов, Н.А. Писарева, Я.В. Ланкау, А.К. Старостина // Электрические станции. — 1998. — № 1. — С. 59—60.
136. *Львов, Ю.Н.* Применение тонкослойной хроматографии при определении микроколичеств фурановых соединений в изоляционном масле электрооборудования / Ю.Н. Львов, Н.А. Писарева, Ю.М. Сапожников // Электрические станции. — 1993. — № 8. — С. 48—51.
137. *Львов, Ю.Н.* Об оценке состояния изоляции маслонаполненного оборудования по наличию фурановых веществ в масле / Ю.Н. Львов, Н.А. Писарева, Я.В. Ланкау // Электрические станции. — 1999. — № 11. — С. 54—55.
138. *Сычев, С.Н.* Определение производных фурана в электроизоляционных маслах методом фазовой ВЭЖХ с применением хроматографов серии «Милихром» / С.Н. Сычев, М.М. Кострубин, К.С. Сычев // Заводская лаборатория. — 2002. Т. 68. — № 9. — С. 19—20.
139. *Saha, T.K.* Review of Modern Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers / T.K. Saha // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. — 2003. — Vol. 10. — N 5. — P. 903—917.
140. *Ванин, Б.В.* Методологические аспекты оценки степени старения изоляции обмоток силовых трансформаторов по измерению степени полимеризации / Б.В. Ванин, Я.В. Ланкау, Ю.Н. Львов, М.Ю. Львов, Н.А. Писарева, В.Б. Комаров, Л.Н. Шифрин // Электрические станции. — 2001. — № 1. — С. 35—39.

141. *Bozzini, C.A.* «Transformer Ageing Diagnosis by Means of Measurements of the Degree of Polymerization-Results of New Experiments» / C.A. Bozzini // CIGRE, Paris, France, Paper No. 12-08, 1968.
142. *Hill, D.J.T.* «A Study of Degradation of Cellulosic Insulation Materials in a Power Transformer Part 1: Molecular Weight Study of Cellulose Insulation Paper» / D.J.T. Hill, T.T. Le, M. Darveniza, and T.K. Saha // Polymer Degradation and Stability. — Vol. 48. — P.79—87. — 1995.
143. *Львов, М.Ю.* Старение целлюлозной изоляции обмоток силовых трансформаторов в процессе эксплуатации / М.Ю. Львов, В.Б. Комаров, Ю.Н. Львов и др. // Электрические станции. — 2004. — № 10. — С. 26—29.
144. *Ванин, Б.В.* О нормировании концентрации растворённых газов и мутности масла для выявления дефектов высоковольтных вводов / Б.В. Ванин, М.Ю. Львов, Ю.Н. Львов и др. // Электрические станции. — 2000. — № 2. — С. 52—55.
145. *Львов, М.Ю.* Оптический метод контроля состояния трансформаторного масла высоковольтных герметичных вводов / М.Ю. Львов // Вестник ВНИИЭ. — 1998. — С. 55—56.
146. *Львов, М.Ю.* Применение оптической мутности масла для оценки состояния высоковольтных герметичных вводов трансформаторов / М.Ю. Львов // Электрические станции. — 1999. — № 6. — С. 60—63.
147. *Bognar, A.* «Spectrum of Polarization Phenomena of Long Timeconstant as a Diagnostic Method of Oilpaper Insulating Systems» / A. Bognar, G. Csepes, L. Kalocsai, and I. Kispal // IEEE Proc. 3rd Intern. Conf. Properties Applications Dielectr. Materials (ICPADM). — Vol. 2. — P. 723—726. — 1991.
148. *Bognar, A.* «Diagnostic Test Method of Solid/liquid Electrical Insulations using Polarisation Spectrum in the Range of Long Time-constants» / A. Bognar, G. Csepes, L. Kalocsai, and I. Kispal // 7-th Internl. Sympos. HV Eng., Dresden Univ. Technol., Dresden, Germany. — Vol. 9. — Paper N 25. 11. — 1991.
149. *Ekanayake, C.* «Diagnostic of Power Transformers in Sri Lanka: Application of Dielectric Spectroscopy in Frequency Domain» / C. Ekanayake, S.M. Gubanski, K.D. Mularachchi, and M.A.R.M. Fernando // Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing and Coil Winding Conference, USA. — P. 593—596. — 2001.
150. *Saha, T.K.* «Investigation of Interfacial Polarisation Spectra Parameters for Accelerated Aged Oil-Paper Insulation and Its Correlation with Molecular Weights and Furan Compounds» / T.K. Saha, Z.T. Yao, D.J.T. Hill, and T.T. Le // CIGRE, Intern. Conf. Large HV Electr. Systems, Paris, France 2000, Paper N 15-201, 2000.
151. *Jota, P.R.S.* «Modeling the Polarization Spectrum in Composite Oil/paper Insulation Systems» / P.R.S. Jota, S.M. Islam, and F.G. Jota // IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. — Vol. 6. — P. 145—151. — 1999.
152. *Cotae, C.* Magneto-dielectric properties of unpolar ferrofluids / C. Cotae, Gh. Crlugru // Czechoslovak Journal of Physics. — 1981. — Vol. 31. — N 6. — P. 639—643.

153. Митрофанов, Г.А. Измеритель диэлектрических потерь с автоматическим балансированием моста / Г.А. Митрофанов, М.Ю. Стрельников // Приборы и техника эксперимента. — 1997. — № 3. — С. 165—166.
154. Митрофанов, Г.А. Контроль электрофизических показателей жидких диэлектриков / Г.А. Митрофанов, М.Ю. Стрельников // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. — 2000. — № 12. — С. 29—31.
155. Михеев, Г.М. Автоматизированный цифровой прибор для определения тангенса угла диэлектрических потерь трансформаторного масла / Г.М. Михеев // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. — 2001. — № 4. — С. 38—41.
156. Houhanessian, V.D. «Time domain measurements of dielectric response in oil-paper insulation systems» / V.D. Houhanessian, W.S. Zaengl // IEEE Intern. Sympos. Electr. Insul. (Canada). — 1996. — Vol.1. — P. 47—52.
157. Туркот, В.А. Оценка состояния трансформаторных масел по проводимости / В.А. Туркот // Электротехника. — 1994. — № 9. — С. 45—48.
158. Братыгин, А.Л. Обработка и анализ результатов тепловизионного обследования объектов энергетики / А.Л. Братыгин, Ю.В. Матвеев // Энергетик. — 2006. — № 6. — С. 46.
159. Newport, R. Improving electrical system reliability with infrared thermography: Part 1 / R. Newport // Electricity Today. — 1999. — N 5. — P. 27—33.
160. Лапонов, С.Н. Диагностика электрооборудования приборами инфракрасной техники / С.Н. Лапонов, В.В. Шишменцев // Промышленная энергетика. — 2000. — № 7. — С. 12—17.
161. Власов, А.Б. Оценка влияния ветровой нагрузки на результаты тепловизионного контроля объектов энергетики / А.Б. Власов // Электротехника. — 2006. — № 12. — С. 15—21.
162. Власов, А.Б. Результаты многолетнего использования тепловизора для контроля состояния электрооборудования в Колэнерго / А.Б. Власов // Электрические станции. — 1996. — № 8. — С. 61—63.
163. Власов, А.Б. Использование тепловизоров для контроля состояния электрооборудования в Колэнерго / А.Б. Власов, Н.С. Афанасьев, А.В. Джуга // Электрические станции. — 1994. — № 12. — С. 44—45.
164. Климов, С.П. Опыт применения тепловизионной техники для контроля электроэнергетического оборудования / С.П. Климов // Энергетик. — 2002. — № 1. — С. 44.
165. Власов, А.Б. Анализ данных тепловизионного контроля электрооборудования в Колэнерго / А.Б. Власов, А.В. Джуга // Электрические станции. — 2002. — № 7. — С. 47—50.
166. Горбунов, К.В. О тепловизионном контроле электрооборудования / К.В. Горбунов, Ю.С. Попрыкин, А.В. Соловьев // Энергетик. — 2002. — № 2. — С. 43.
167. Лапонов, С.Н. Диагностика электрооборудования приборами инфракрасной техники / С.Н. Лапонов, В.В. Шишминцев // Промышленная энергетика. — 2000. — № 7. — С. 12—17.

168. Лапонов, С.Н. Тепловизионный контроль и диагностика электрооборудования / С.Н. Лапонов, В.В. Шишминцев // Промышленная энергетика. — 2000. — № 11. — С. 15—17.
169. Малов, А.В. Тепловизионное обследование силовых трансформаторов / А.В. Малов, А.Ю. Снетков // Энергетик. — 2000. — № 2. — С. 34—35.
170. Михеев, Г.М. Тепловизионный контроль высоковольтного оборудования / Г.М. Михеев // Электрические станции. — 1997. — № 11. — С. 59—61.
171. Lebold, J. Circulating induced current detection with thermography / J. Lebold // Electricity Today. — 2003. — N 2. — P. 50.
172. Некряченко, Г.П. Опыт тепловизионного контроля высоковольтного оборудования / Г.П. Некряченко, И.П. Готлиб, Г.М. Михеев // Известия Инженерно-технологической академии Чувашской Республики. — Чебоксары. — 1996. — № 2(3). — С. 114—116.
173. Моисеев, В.А. Инфракрасная термография в диагностике высоковольтного электрооборудования / В.А. Моисеев, А.Н. Лукичев // Энергетик. — 2003. — № 10. — С. 40—41.
174. Баталыгин, С.Н. Комплексное обследование силовых трансформаторов / С.Н. Баталыгин, Г.М. Михеев, В.М. Шевцов // XXVI сессия семинара «Кибернетика электрических систем по тематике «Диагностика электрооборудования». — Новочеркасск. — 2004. — С. 14—16.
175. Новоселов, О.О. О тепловизионном контроле систем охлаждения мощных силовых трансформаторов / О.О. Новоселов, В.Н. Осотов // Электрические станции. — 2000. — № 5. — С. 63—65.
176. Обложин, В.А. Тепловизионный контроль при организации ремонтов электротехнического оборудования по его состоянию / В.А. Обложин // Электрические станции. — 2000. — № 6. — С. 58—63.
177. Pearson, J. Using IR thermography in power quality assessment at the New Jersey International @ Bulk Mail Center / J. Pearson, D.A. Pandya // InfraMation Proceedings. — 2005. — ITC 108 A 2005-06-01.
178. Standart Guide for Examining Electrical and Mechanical Equipment with Infrared Thermography. E1934-99a.
179. Тарасов, В.В. Инфракрасные системы «смотрящего» типа / В.В. Тарасов, Ю.Г. Якушенков. — М.: Логос. — 2004. — 444 с.+8 с. цв. вкл.
180. Хренников, А.Ю. Тепловизионный контроль генераторов и импульсное дефектографирование силовых трансформаторов / А.Ю. Хренников, А.Ф. Еганов, В.Б. Курылев и др. // Электрические станции. — 2001. — № 8. — С. 48—52.
181. Blue, R. Инфракрасная техника для оценки деградации трансформаторной изоляции при ускоренном тепловом старении / R. Blue, D. Uttamchandani, O. Farish // IEEE Trans. on Dielect. & Electr. Insul. — 1998. — Vol. 5. — N 2. — P. 165-1681-8.
182. Declercq, J. Контроль наиболее нагретых точек в трансформаторе / J. Declercq // Power Industry Development. — 2000. Spring. — P. 76, 77.

183. *Mixed-Signal and DSP Design Technigues*. Edited by ADI's Walt Kester, Newnes 2003. — 336 p.
184. *Faccinto, R.A.* The use of infrared thermography in evaluating substation transformers / R.A. Faccinto // *Proceedings of SPIE*. — 1985. — Vol. 581. — P. 103.
185. *McComb, J.* Infrared thermography and overloaded neutral conductors / J. McComb, H.E. Niebla // *Proceedings of SPIE*. — 1999. — Vol. 3700. — P. 268—272.
186. *Wang, M.* «Review of condition assessment of power transformers in service» / M. Wang, A.J. Vandermaar // *IEEE Electrical Insulation Magazine* / — Vol. 18. — N 6. Nov/Dec. — 2002. — P. 12—25.
187. *Обложин, В.А.* Компьютерная модель тепловизионных обследований электроустановок / В.А. Обложин // *Электрические станции*. — 2002. — № 6. — С. 78—83.
188. *Pearson, J.* Using IR Thermography in Power Quality Assessment at the New Jersey International @ Bulk Mail Center / J. Pearson, D.A. Pandya // *Infra-Mation Proceedings*. — 2005. — ITC 108 A 2005-06-01.
189. *Roy, A.J.* «The Use of Thermography for Evaluating LTCs» / A.J. Roy // *Proceedings of the Fiftieth Annual International Conference of Doble Clients*, 1983, Sec 6-501.
190. *Belén, G.* Transformer tank vibration modeling as a method of detecting winding deformations-Part II: Experimental verification / G. Belén, B.J. Carlos, A.A. Matias // *IEEE transactions on power delivery*. — 2006. — Vol. 21. — No. 1. — pp. 164—169.
191. *Garcia, B.* Winding deformations detection in power transformers by tank vibrations monitoring / B. García, J.C. Burgos, 'A. Alonso // *Electric Power Systems Research*. — 2005. — Vol. 74. — No. 1. — pp. 129—138.
192. *Шеремет, А.А.* Сигнализатор горючих газов СГГ-1 для диагностики маслонаполненных трансформаторов / А.А. Шеремет, В.Т. Головненко, Г.В. Логунова, Л.В. Серебрякова, В.Г. Аракелян // *Электротехника*. — 1996. — № 9. — С. 47—49.
193. *Каплан, Д.А.* Влияние влажности на электрическую прочность трансформаторного масла / Д.А. Каплан, Г.С. Кучинский // *Электротехника*. — 1964. — № 2. — С. 30—33.
194. *Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворённых в масле силовых трансформаторов.* РД 34.46.303-89. — М.: Союзтехэнерго. — 1990. — 58 с.
195. *Oomen, T.V.* «Moisture Equilibrium in Paper Oil Insulation» / T.V. Oomen // *Presented at Proceedings of the 16th Electrical. Electronics Insulation Conference*, Chicago, USA, 1983.
196. *Neimanis, R.* «Determination of Moisture Content in Impregnated Paper Using Near Infrared Spectroscopy» / R. Neimanis, L. Lennholm, and R. Eriksson // *IEEE Conf. Electr. Insul. Dielectr. Phenomena*. — 1999. — P. 162—165.

197. *Saha, T.K.* «Electrical and Chemical Diagnostics of Transformers Insulation. Aged Transformer Samples» / T.K. Saha, M. Darveniza, D.J.T. Hill, and T.T. Le // IEEE Trans. Power Del. — Vol. 12. — 1997. — P. 1547—1554.
198. *Bengtsson, C.* Status and trends in transformer monitoring / C. Bengtsson // IEEE Trans. Power Delivery. — 1996. — Vol.11. — N 3. — P. 1379—1384.
199. *Bengtsson, T.* «Directivity of Acoustic Signals from Partial Discharges in Oil» / T. Bengtsson, M. Leijon, L. Ming, B. Jonsson // IEE Proc. — Sci. Meas. Technol. — Vol. 142. — N 1, Jan 1995. — P. 85—88.
200. *Гурин, В.В.* Диагностика автотрансформатора в эксплуатации методом измерения и локации частичных разрядов / В.В. Гурин, В.В. Соколов // Электрические станции. — 1993. — № 10. — С. 60—62.
201. *Asche, R.G.* Dissolved Gas Analysis of Load Tap Changers, Subcommittee Project Report / R.G. Asche // Proceedings of the 2002 Annual International Conference of Doble Clients, Transformer Test and Maintenance, 2002, Sec 13E.
202. *Lau, M.* Successful Application of Filtration System on On-Load Tap Changers / M. Lau, W. Horn, H. Schellhase, N. Dominelli, B. Ward // Proceedings of the 2002 Annual International Conference of Doble Clients, Transformer Test and Maintenance, 2002, Sec 13C.
203. *Schellhase, H.U.* A Critical Assessment Of Fouling And Coking Of Load Tap Changers / H.U. Schellhase, E.A. Hall, and E.C. Korolenko // Proceedings of the 2003 Annual International Conference of Doble Clients, 2003, Sec IM-2.
204. *Youngblood, R.* Application of DGA to Detection of Hot Spots in Load Tap Changers / R. Youngblood, F. Jakob, and T. Hauptert // Proceedings of the 1993 Annual International Conference of Doble Clients, 1993, Sec 6—4.
205. *Youngblood, R.* An Update on Load Tap Changer Hot Spot Detection Through the Use of DGA / R. Youngblood // Proceedings of the 1994 Annual International Conference of Doble Clients, 1994, Sec 6—14.
206. *Youngblood, R.* Preliminary Results of Online Filtration of Load Tap Changers / R. Youngblood // Proceedings of the 2000 Annual International Conference of Doble Clients, 2000, Sec 5—6.
207. *Bates, D.E.* On-Line LTC Oil Filtration and Temperature Monitoring: A Case Study / D.E. Bates // Proceedings of the Sixty-Fifth Annual International Conference of Doble Clients, 1998, Sec 8—16.
208. *Null, W.C.* On-Line Filtration Systems for Load Tap Changers / W.C. Null // Proceedings of the 1995 Annual International Conference of Doble Clients, 1995, Sec 5—11.
209. *Isecke, J.C.* Experiences with Load Tap Changer (LTC) Monitoring / J.C. Isecke // Proceedings of the 1998 Annual International Conference of Doble Clients, 1998, Sec 8—17.
210. *Gill, K.E.* New York State Electric & Gas Experience with Load Tap Changer Diagnostic Procedures and On-Line Monitoring / K.E. Gill // Proceedings of the 1998 Annual International Conference of Doble Clients, 1998, Sec 8—8.

211. *Alfieri, M.* Temperature Monitoring as a Means of Reducing Outages, Failures, and Associated maintenance Costs of Load Tap Changers / M. Alfieri // Proceedings of the 1994 Annual International Conference of Doble Clients, 1994, Sec 6—13.
212. *Foata, M.* Field Experience with Acoustic Monitoring of Load Tap Changers / M. Foata et. al. // Proceedings of the Sixty-Sixth Annual International Conference of Doble Clients, 1999, Sec 8—5.
213. *Deskins, F.M.* Use of Infrared Thermal Image Tests and Dissolved Gas-in-Oil Analysis to Detect Abnormal Conditions in Transformer Load Tap Changers / F.M. Deskins, S.P. Patel, and T.R. Bode // Proceedings of the 1995 Annual International Conference of Doble Clients, 1995, Sec 8—16.
214. *Teunissen, J.* Fiber optical online monitoring for high-voltage transformers / J. Teunissen, C.C. Helmig, R.R. Merte, and D. Peier // Proc. SPIE. — 2001. — Vol. 4204. — P. 198—205.
215. *Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования.* Вып. 11. 8—10 февраля 2000, Екатеринбург, Среднеуральская ГРЭС, 5—9 июня 2000, Санкт-Петербург, ПЭИПК / В.С. Поляков // Диагностика высоковольтных вводов и трансформаторов тока под рабочим напряжением. — С. 272—287.
216. *Константинов, А.Г.* О контроле состояния высоковольтных маслонаполненных вводов под рабочим напряжением / А.Г. Константинов, В.Н. Осотов, В.И. Комаров // Электрические станции. — 1998. — № 1. — С. 64—66.
217. *Долин, А.П.* Диагностика развивающихся дефектов силовых трансформаторов / А.П. Долин, А.Ю. Ленков // Электрические станции. — 2005. — № 5. — С. 49—52.
218. *Лавров, В.Ю.* Контроль характеристик электромагнитного излучения СВЧ-диапазона маслонаполненного оборудования анализатором электромагнитного поля КС 1201 / В.Ю. Лавров, А.Г. Овсянников // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Вып. 20: Материалы семинара «Качество производства и надёжность эксплуатации маслонаполненного оборудования». — СПб.: ПЭИПК, 2002. — 392 с.
219. *Wang, Z.A.* Combined ANN and expert system tool for transformer fault diagnosis / Z.A. Wang, Y. Liu, P.J. Griffin // IEEE Transactions on Power Delivery. — 1998. — Vol. 13. — N 4. — P. 1224—1229.
220. *Zhan, Y.* An artificial neural network approach to transformer fault diagnosis / Y. Zhang, X. Ding, Y. Liu, P.J. Griffin // IEEE Trans. on PWRD. — 1997. — Vol. 11. — P. 1836—1841.
221. *Yang, H.T.* Intelligent decision support for diagnosis of incipient transformer faults using self-organizing polynomial networks / H.T. Yang, Y.C. Huang // IEEE Trans. — 1998. — Vol. 13. — N 3. — P. 946—952.
222. *Pomi, D.* Discoveries of LTC Problems which Support the Success of New Technology Monitoring and Test Devices / D. Pomi // Proceedings of the Sixty-Fifth Annual International Conference of Doble Clients, 1998, Sec 8—19.

223. *Patent* No 4,654,806 (US). Method and apparatus for monitoring transformers / Thomas D. Poyser et al // Mar. 31, 1987.
224. *Belanger, M.* Applying an on-line dry-out process to power transformers / M. Belanger, P. Eng // *Electricity Today*. — 2003. — N 5. — P. 51—54.
225. *Koch, M.* Advanced Online Moisture Measurements in Power Transformers / M. Koch, S. Tenbohlen, T. Stirl // *CMD 2006 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*, Changwon, Korea. — 2006. — P. 1—6.
226. *Cargol, T.* An overview of online oil monitoring technologies / T. Cargol // *Proceed of the Fourth annual Weidman-ACTI conf.*, San Antonio. — 2005. — pp. 1—6.
227. *Порудоминский, В.В.* Трансформаторы с переключением под нагрузкой / В.В. Порудоминский. — М.: Энергия. — 1965. — 264 с.
228. *Якобсон, И.Я.* Испытания переключающих устройств силовых трансформаторов / И.Я. Якобсон. — М.: Энергия. — 1970. — 56 с.
229. *Якобсон, И.Я.* Наладка быстродействующих переключающих устройств силовых трансформаторов / И.Я. Якобсон. — М.: Энергия. — 1976. — 96 с.: ил. — (Б-ка электромонтера. Вып. 433).
230. *Якобсон, И.Я.* Наладка и эксплуатация переключающих устройств силовых трансформаторов / И.Я. Якобсон. — М.: Энергоатомиздат. — 1985. — 120 с.: ил. — (Б-ка электромонтёра. Вып. 573).
231. *ГОСТ 24126-80.* Устройства регулирования напряжения силовых трансформаторов под нагрузкой. — М.: Изд-во стандартов. — 1988. — 24 с.
232. *ОВЛ 412.070ТО.* Устройство переключения типа РНТА-35/320. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. — 1973. — 44 с.
233. *ИБДШ 674261.023 РЭ.* Устройство регулирования напряжения силовых трансформаторов под нагрузкой типа РНТА-У-35/200Р-16/20-93У1: Руководство по эксплуатации. ООО «Тольяттинский трансформаторный завод». — 2005. — 51 с.
234. *ОВБ 412.410-ТО-ЛУ.* Устройство переключения ответвлений трансформатора под нагрузкой РНОА-110/1000. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. — 1973. — 76 с.
235. *Методические указания по наладке устройств переключения ответвлений обмоток под нагрузкой (производства НРБ и ГДР) трансформаторов РПН.* — М.: Союзтехэнерго. — 1981. — 44 с.
236. *On-load tap-changing gear TRO* Veb transformatorenwerk Karl Liebknecht. 116 Berlin-Oberschonowelde. Инструкция по испытанию мощных переключающих устройств типа SAV 3, SCV 3, SDV 3. № 856 russ. Берлин. — 1991. — 31 с.
237. *Пат. № 2290653 РФ, МПК G01R 29/20.* Способ оценки в силовых трёхфазных трансформаторах параметров процесса переключения контактов контактора быстродействующего регулятора под нагрузкой без его вскрытия и устройство для его осуществления / Ю.А. Федоров, Г.М. Михеев, В.М. Шевцов, С.Н. Баталыгин; заявитель и патентообладатель авторы; заявл. 20.12.2004; опубл. 27.12.2006. Бюл. № 36.

238. *Михеев, Г.М.* Цифровой метод контроля круговой диаграммы РПН силовых трансформаторов / Г.М. Михеев, Ю.А. Федоров, С.Н. Баталыгин, В.М. Шевцов // *Электротехника*. — 2007. — № 1. — С. 11—16.
239. *Пат. 2304345 РФ*, МПК МПК 8 Н02Р 13/00. Способ снятия в силовых трансформаторах круговой диаграммы регулятора под нагрузкой и устройство его осуществления / Г.М. Михеев, Ю.А. Федоров, С.Н. Баталыгин, В.М. Шевцов; заявитель авторы, патентообладатель ООО «Инженерный центр», заявл. 19.12.05; опубл. 10.08.07. Бюл. № 22.
240. *Пат. 2279686 РФ*, МПК G01R 31/06. Устройство для определения группы соединения обмоток трёхфазного трансформатора / Г.М. Михеев, Ю.А. Федоров, В.М. Шевцов, С.Н. Баталыгин; заявитель и патентообладатель авторы; заявл. 05.11.04; опубл. 10.07.2006. Бюл. № 19.
241. *Пат. № 2280879 РФ*, МПК G01R 31/24. Устройство для определения параметров разряда средств защиты от перенапряжения / Ю.А. Федоров, Г.М. Михеев, Гн.М. Михеев; заявитель и патентообладатель авторы, заявл. 15.09.04; опубл. 27.07.06. Бюл. № 21.
242. *Пат. № 2281523 РФ*, МПК G01R 31/06. Устройство для измерения сопротивления постоянному току обмоток трёхфазного силового трансформатора с выведенной нейтралью / Г.М. Михеев, Ю.А. Федоров, С.Н. Баталыгин, В.М. Шевцов; заявитель и патентообладатель авторы; заявл. 03.12.04; опубл. 10.08.2006. Бюл. № 22.
243. *Пат. № 2284536 РФ*, МПК G01R 29/20. Устройство для определения коэффициента трансформации трёхфазных трансформаторов / Г.М. Михеев, Ю.А. Федоров; заявитель и патентообладатель авторы, заявл. 07.02.05; опубл. 27.09.06. Бюл. № 27.
244. *Пат. № 2282862 РФ*, МПК G01R 31/06. Устройство для измерения тока и потерь холостого хода силовых трансформаторов при малом напряжении / Г.М. Михеев, Ю.А. Федоров, С.Н. Баталыгин; заявитель и патентообладатель авторы; заявл. 21.02.05; опубл. 27.08.06. Бюл. № 24.
245. *Михеев, Г.М.* Устройство цифрового осциллографирования для диагностики состояния контактора быстродействующего РПН силового трансформатора / Г.М. Михеев, Ю.А. Федоров // *Промышленная энергетика*. — 2005. — № 8. — С. 5—7.
246. *Федоров, Ю.А.* Цифровая высокопроизводительная система анализа качества электроэнергии и фликерметра / Ю.А. Федоров, В.М. Шевцов // *Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике: Материалы IV Всерос. науч.-техн. конф.* — Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та. — 2002. — С. 282—285.
247. *Евстифеев, А.В.* Микроконтроллеры AVR семейств Tiny Mega фирмы ATMEL, 3-изд, стер. / А.В. Евстифеев. — М.: Издательский дом «Додэка-XXI». — 2006. — 560 с.
248. *Микросхемы АЦП и ЦАП*. — М.: Издательский дом «Додэка-XXI», 2005. — 432 с.: ил. + СД (Серия «Интегральные микросхемы»).

249. *Филатов, А.А.* Фазировка электрического оборудования. — 2-е изд., перераб. и доп. / А.А. Филатов. — М.: Энергоатомиздат. — 1984. — 72 с.: ил. (Б-ка электромонтёра. Вып. 558).
250. *Алексенко, Г.В.* Испытание мощных трансформаторов и реакторов / Г.В. Алексенко, А.К. Ашрятов, Е.В. Веремей, Е.С. Фрид. — М.: Энергия. — 1977. — 352 с.
251. *Гурин, В.В.* Отклик на статьи, посвященные методам проверки групп соединения обмоток силового трансформатора / В.В. Гурин, Е.С. Кацегов // Электрические станции. — 1989. — № 5. — С. 90—91.
252. *Сборник методических пособий* по контролю состояния электрооборудования. Разд. 10: Методы контроля состояния силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих и дугогасящих реакторов. — Москва, ОРГРЭС. — 1997. — 100 с.
253. *Булгаков, Н.И.* Группы соединения трансформаторов / Н.И. Булгаков. — М.: Энергия. — 1968. — 88 с.
254. *А.С. № 1244604 СССР*, МПК G01R 31/06. Устройство для определения групп соединения обмоток трансформатора / В.М. Кутин, В.М. Лагутин; заявл. 10.03.1986; опубл. 1986. Бюл. № 26.
255. *Кутин, В.М.* Устройство для определения групп соединения обмоток трансформатора (УГК-3) / В.М. Кутин, В.М. Лагутин, О.П. Коваль // Электрические станции. — 1988. — № 4. — С. 76—79.
256. *А.С. № 721775 СССР*, МПК G01R 31/02. Устройство для определения групп соединения обмоток трансформатора / П.С. Майраслов, В.А. Ительман; заявл. 24.11.1977; опубл. 15.03.1980. Бюл. № 10.
257. *Приходько, В.М.* Универсальный прибор для оптимизации проверок силовых трансформаторов / В.М. Приходько, А.М. Кравченко, А.М. Приходько // Промышленная энергетика. — 1995. — № 4. — С. 7—11.
258. *Приходько, В.М.* Универсальный прибор для определения группы соединения обмоток и снятия круговых диаграмм переключателей трёхфазных трансформаторов / В.М. Приходько, В.И. Кравченко, А.М. Приходько // Электрические станции. — 1984. — № 3. — С. 69—71.
259. *Михеев, Г.М.* Цифровые методы измерения параметров и осциллографирования работоспособности контактных систем высоковольтного электрооборудования / Г.М. Михеев, С.Н. Баталыгин, Ю.А. Федоров, В.М. Шевцов // Вестник Чувашского университета. Естественные и технические науки. — 2005. — № 2. — С. 175—181.
260. *Михеев, Г.М.* Об измерении активного сопротивления обмоток силовых трансформаторов / Г.М. Михеев, С.Н. Баталыгин, Т.Г. Михеева // Электрические станции. — 2006. — № 3. — С. 70—73.
261. *Михеев, Г.М.* Цифровой измеритель активного сопротивления обмоток силовых трансформаторов с выведенной нейтралью / Г.М. Михеев, В.М. Шевцов, С.Н. Баталыгин, Ю.А. Федоров // Промышленная энергетика. — 2005. — № 11. — С. 17—20.

262. А.С. № 77180 СССР, МПК G01R 21/00. Способ измерения потерь холостого хода трёхфазных силовых трансформаторов / А.К. Ашрятов; заявл. 27.08.1947; опубл. 31.12.1949.
263. А.С. № 819752 СССР, МПК G01R 29/20. Способ измерения коэффициента трансформации высоковольтного трансформатора / К.Л. Грудев; заявл. 29.02.1972; опубл. 17.04.1981. Бюл. № 13.
264. *Birlasekeran, S.* Техника определения частотных характеристик у трансформатора в рабочем и отключенном состоянии / S. Birlasekeran, F. Fetherston // IEEE Power Engineering Review. — 1999. — Vol. 19. — N 8. — P. 54—56.
265. *Хренников, А.Ю.* Обнаружение остаточных деформаций обмоток силовых трансформаторов методом низковольтных импульсов / А.Ю. Хренников // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Вып. 20: Материалы семинара «Качество производства и надёжность эксплуатации маслонаполненного оборудования». — СПб.: ПЭИПК. — 2002. — 392 с.
266. *ГОСТ 6581-75 (СТ СЭВ 3166-81).* Материалы электроизоляционные жидкие. — М.: ИПК Изд-во стандартов. — 1998. — 14 с.
267. *Инструкция по монтажу, эксплуатации и ремонту переключающих устройств РС-9.* ЕА 500.1г, София, Болгария. — 2002. — 50 с.
268. *Михеев, Г.М.* Оперативная диагностика контактора быстродействующего регулятора силового трансформатора / Г.М. Михеев, Ю.А. Федоров, Гн.М. Михеев // Электротехника. — 2005. — № 12. — С. 41—46.
269. *Михеев, Г.М.* Диагностика устройств регулирования напряжения силовых трёхфазных трансформаторов / Г.М. Михеев, Ю.А. Федоров, В.М. Шевцов, С.Н. Баталыгин // Электрические станции. — 2006. — № 4. — С. 54—61.
270. *Михеев, Г.М.* Диагностика состояния контактных систем РПН силовых трансформаторов путём цифрового осциллографирования / Г.М. Михеев, В.М. Шевцов, С.Н. Баталыгин, Ю.А. Федоров // Промышленная энергетика. — 2006. — № 3. — С. 20—22.
271. *Михеев, Г.М.* Цифровое осциллографирование работы контактной системы регулятора под нагрузкой нового поколения / Г.М. Михеев, В.М. Шевцов, С.Н. Баталыгин, Ю.А. Федоров // Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике: Материалы VI Всерос. науч.-техн. конф. — Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та. — 2006. — С. 313—319.
272. *Свид. об офиц. рег. программ для ЭВМ № 2006611405.* Анализ осциллограмм работы переключающих устройств силовых трансформаторов / С.Н. Баталыгин, В.Е. Лукьянов, Г.М. Михеев, Ю.А. Федоров, В.М. Шевцов; от 25.04.2006.
273. *Пат. № 2314545 РФ,* МПК G01R 31/02, G01R 31/333. Способ диагностики цепей токоограничивающих сопротивлений, установленных на симметричных плечах контактора быстродействующих РПН силовых трансформаторов / Г.М. Михеев, Т.Г. Михеева; заявитель и патентообладатель авторы; заявл. 28.08.06; опубл. 10.01.2008. Бюл. № 1.

274. *Михеев, Г.М.* Методика цифрового осциллографирования процесса переключения контактов РПН типа РНОА-110/1000 / Г.М. Михеев, В.М. Шевцов, Ю.А. Федоров, С.Н. Баталыгин // Промышленная энергетика. — 2007. — № 3. — С. 8—11.
275. *Пат. № 2316778 РФ*, МПК G01R 31/00. Способ устранения влияния неодновременности переключения однофазных РПН силовых трехфазных автотрансформаторов на осциллографируемые токи контактов контакторов и устройство для его осуществления / Ю.А. Федоров, Г.М. Михеев, В.М. Шевцов, Т.Г. Михеева; заявитель и патентообладатель авторы; заявл. 31.07.06; опубл. 10.02.2008. Бюл. № 4.
276. *Михеев, Г.М.* Образование углеродосодержащих отложений на элементах конструкций РПН силовых трансформаторов за счёт электроконвекции / Г.М. Михеев, В.А. Тарасов, С.Н. Баталыгин // Электротехника. — 2007. — № 1. — С. 27—34.
277. *Михеев, Г.М.* Об эксплуатации РПН типа РНОА / Г.М. Михеев // Электрические станции. — 2006. — № 9. — С. 74—76.
278. *Михеев, Г.М.* Цифровой метод контроля круговой диаграммы РПН силовых трансформаторов / Г.М. Михеев, Ю.А. Федоров, В.М. Шевцов, С.Н. Баталыгин // Электротехника. — 2007. — № 1. — С. 11—17.
279. *Кузнецов, В.И.* О комплексном обследовании масляных баковых выключателей 110—220 кВ / В.И. Кузнецов, И.Г. Сазонова, Г.А. Коновалова // Электрические станции. — 2002. — № 5. — С. 77—79.
280. *Абдурахманов, А.М.* Об особенностях структуры параметра потока отказов выключателя / А.М. Абдурахманов, М.Ш. Мисриханов, Б.Н. Неклепаев, А.В. Шунтов // Электрические станции. — 2005. — № 5. — С. 54—57.
281. *Минкина, И.С.* Алгоритм оценки остаточного ресурса выключателя / И.С. Минкина, А.А. Романов // Электрические станции. — 2004. — № 12. — С. 58—64.
282. *Долгих, В.В.* Контроль скоростных характеристик высоковольтных выключателей ёмкостным методом / В.В. Долгих, Е.В. Кириевский // Электротехника. — 1999. — № 12. — С. 45—49.
283. *Долгих, В.В.* Прибор для эксплуатационного контроля высоковольтных выключателей по параметрам движения контактов ёмкостным методом / В.В. Долгих, Е.В. Кириевский // Электрические станции. — 2001. — № 11. — С. 56—61.
284. *Чернышев, Н.А.* Приборы контроля выключателей МИКО-1 и ПУВ-10 / Н.А. Чернышев // Энергетик. — 2003. — № 8. — С. 43.
285. *Чернышев, Н.А.* Аппаратура и метод раннего обнаружения дефектов в механизмах высоковольтных выключателей / Н.А. Чернышев, А.Л. Ракевич // Электрические станции. — 2004. — № 11. — С. 61—65.
286. *Чернышев, Н.А.* Приборы безразборного контроля высоковольтных выключателей / Н.А. Чернышев // Промышленная энергетика. — 2004. — № 2. — С. 17—18.

287. Чернышев, Н.А. Приборы безразборного контроля высоковольтных выключателей / Н.А. Чернышев // Электрические станции. — 2004. — № 2. — С. 69—70.
288. Чернышев, Н.А. Приборы безразборного контроля высоковольтных выключателей / Н.А. Чернышев // Промышленная энергетика. — 2005. — № 5. — С. 12—13.
289. Михеев, Г.М. Ускоренная диагностика высоковольтных выключателей / Г.М. Михеев, Ю.А. Федоров, В.М. Шевцов, С.Н. Баталыгин // Электротехника. — 2007. — № 12. — С. 23 — 32.
290. Пат. 2310879 РФ, МПК G01R 31/333. Устройство для автоматизированного определения параметров высоковольтных выключателей / Г.М. Михеев, Ю.А. Федоров, С.Н. Баталыгин, В.М. Шевцов; заявитель и патентообладатель ООО «Инженерный центр»; заявл. 15.02.06; опубл. 10.11.2007. Бюл. № 32.
291. Пат. 2308728 РФ, МПК G01R 27/00. Способ диагностики силовых цепей высоковольтных выключателей с шунтирующими сопротивлениями и устройство для его осуществления // Г.М. Михеев, Ю.А. Федоров, С.Н. Баталыгин, В.М. Шевцов; заявитель и патентообладатель ООО «Инженерный центр»; заявл. 06.03.06; опубл. 20.10.2007. Бюл. № 29.
292. Михеев, Г.М. Цифровое осциллографирование для оперативного контроля состояния высоковольтного выключателя / Г.М. Михеев, В.М. Шевцов, Ю.А. Федоров, С.Н. Баталыгин // Промышленная энергетика. — 2007. — № 2. — С. 18—22.
293. Методы и средства технической диагностики: Сборник научных статей / Мар. гос. ун-т. — Йошкар-Ола. — 2004. / В.А. Мещанинов, Т.В. Лопухов // Проблемы диагностики силового электротехнического оборудования. — С. 63—66.
294. Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ. РД 153-34.0-20.363-99. — М.: СПО ОРГРЭС. — 2001. — 145 с.
295. Михеев, Г.М. Опыт тепловизионного контроля выключателей ВМТ-110, ВМТ-220 кВ / Г.М. Михеев, И.П. Елисеев // Энергетик. — 1995. — № 9. — С. 45—46.
296. Михеев, Г.М. Методика распознавания точки дефекта в контактных соединениях выключателя серии ВМТ на основе термографирования / Г.М. Михеев, С.Н. Баталыгин // Энергетик. — 2004. — № 10. — С. 42—43.
297. Михеев, Г.М. Особенности эксплуатации выключателей ВМТ // Энергетик. — 2001. — № 6. — С. 31—32.
298. Михеев, Г.М. Диагностика выключателей типа ВМТ-110, ВМТ-220 и анализ их повреждений в системе ОАО «Чувашэнерго» / Г.М. Михеев, С.Ю. Кожанов // Проблемы электроэнергетики на региональном уровне: Межвузовский сборник научных трудов. Издательство Чувашского университета г. Чебоксары. — 1998. — С. 116—121.
299. Михеев, Г.М. Особенности диагностики выключателей серии ВМТ на основе термографирования / Г.М. Михеев, С.Н. Баталыгин // Методы и средства

- технической диагностики: Сборник научных статей / Мар. гос. ун-т. — Йошкар-Ола. — 2004. — С. 75—82.
300. *Михеев, Г.М.* Методика распознавания точки дефекта в контактных соединениях выключателя серии ВМТ на основе термографирования / Г.М. Михеев, С.Н. Баталыгин // Промышленная энергетика. — 2004. — № 10. — С. 22—26.
301. *Свид. об офиц. рег. прогн.* для ЭВМ 2006611406. Обучающая программа для ремонтного персонала службы подстанций по ремонту высоковольтных выключателей типов У-110, 220 кВ и МКП 110—220 кВ / Г.М. Михеев, С.А. Борданов, С.Н. Баталыгин; от 25.04.2006.
302. *Сборник* методических пособий по контролю состояния электрооборудования. Раздел 10. Методы контроля состояния коммутационных аппаратов. — М.: ОРГРЭС. — 1997. — 50 с.
303. *Руководство* по капитальному ремонту высоковольтного трёхполюсного выключателя У-110-2000-40 У1 (У-110-8). — М.: СПО Союзтехэнерго. — 1983. — 46 с.
304. *Суровцев, В.Г.* Эксплуатация, наладка и усиление масляного выключателя типа МКП-220 / В.Г. Суровцев. — М.: Энергия. — 1964. — 56 с.
305. *Выключатель У-220-10.* Техническое описание и инструкция по эксплуатации. — 45 с.
306. *ОВД.412.175.* Trihple-pole high-voltage switch type ВВГ-20. Instruction manual. — 1994. — Р. 105.
307. *Михеев, Г.М.* Экспресс-диагностика высоковольтных выключателей на основе анализа цифrogramм / Г.М. Михеев, Ю.А. Федоров, В.М. Шевцов // Электрические станции. — 2007. — № 4. — С. 60—65.
308. *Шейко П.А.* Системы оперативного постоянного тока. Новые решения для высокой надёжности / П.А. Шейко // Новости электротехники. — 2005. — № 1(31). — С. 42—43.
309. *Гусев, Ю.П.* Компоненты СОПТ: Положительные тенденции и проблемы развития / Ю.П. Гусев // Новости электротехники. — 2005. — № 1(31). — С. 44—45.
310. *Шутов, М.Ю.* Обеспечение бесперебойного питания системы оперативного постоянного тока на энергообъектах / М.Ю. Шутов, А.В. Нубарьян, А.А. Мадоян // Энергетик. — 2005. — № 3. — С. 33—34.
311. *Бурлакин, В.Н.* О выборе стационарных аккумуляторов для объектов электроэнергетики / В.Н. Бурлакин // Энергетик. — 2005. — № 6. — С. 42—43.
312. *Замышляев, Ф.А.* Стационарные аккумуляторы EXIDE Technologies/Sonnenchein. Ч.3. Элементы OGIA700 и EF / Ф.А. Замышляев // Энергетик. — 2001. — № 12. — С. 40.
313. *Замышляев, Ф.А.* Аккумуляторы GroE в России / Ф.А. Замышляев // Энергетик. — 2003. — № 12. — С. 40.
314. *Замышляев, Ф.А.* Аккумуляторные батареи EXIDE GroE на объектах электроэнергетики / Ф.А. Замышляев // Энергетик. — 2004. — № 12. — С. 39.

315. *Замышляев, Ф.А.* Промышленные аккумуляторы Classik OCSM / Ф.А. Замышляев // Энергетик. — 2005. — № 12. — С. 45.
316. *Дордий, А.С.* Система контроля параметров аккумуляторов и диагностирования судовых аккумуляторных батарей. Релейная защита, низковольтная аппаратура управления, регулируемый электропривод / А.С. Дордий, В.Г. Шуляк, И.А. Еланцев // Материалы научно-технической конференции, посвященной 40-летию ОАО «ВНИИР». Чуваш. ун-т. Чебоксары. — 2001. — С. 67—69.
317. *Стандарт организации.* Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35—750 кВ. СО 153-34.20.122-2006. — Москва. ОАО «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы». — 2006. — 157 с.
318. *Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35—750 кВ.* — М.: НЦ ЭНАС. — 2004. — 80 с.
319. *Михеев, Г.М.* Технический контроль состояния аккумуляторных батарей путём цифрового осциллографирования / Г.М. Михеев, В.М. Шевцов, С.Н. Баталыгин, Ю.А. Федоров // Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике: Материалы VI Всерос. науч.-техн. конф. — Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та. — 2006. — С. 309—313.
320. *Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования.* Раздел 10. Методы контроля состояния стационарных свинцово-кислотных аккумуляторных батарей. — М.: СПО ОРГРЭС. — 1997. — 18 с.
321. *Михеев, Г.М.* Тепловизионный контроль высоковольтного электрооборудования: Учеб. пособие / Михеев Г.М. — Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та. — 2004. — 180 с.
322. *Бойко, А.Г.* Тепловизионный контроль разрядников РВС / А.Г. Бойко, В.Ф. Чернов // Энергетик. — 1990. — № 10. — С. 17—18.
323. *Михеев, Г.М.* Методы и технические устройства контроля вентильных разрядников / Г.М. Михеев, Ю.А. Федоров, В.М. Шевцов, С.Н. Баталыгин // Электрические станции. — 2005. — № 9. — С. 37—41.
324. *Константинов, А.Г.* Тепловизионный контроль высоковольтных вентильных разрядников / А.Г. Константинов, В.Н. Осотов, А.В. Осотов // Электрические станции. — 1998. — № 12. — С. 43—46.
325. *Баталыгин, С.Н.* Цифровое осциллографирование динамических испытаний нелинейных высоковольтных разрядников / С.Н. Баталыгин, Г.М. Михеев, Ю.А. Федоров // Динамика нелинейных дискретных электротехнических и электронных систем: Материалы VI Всерос. науч.-техн. конф. Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та. — 2005. — С. 171—175.
326. *Русанов, И.В.* Об испытаниях вентильных разрядников, выработавших ресурс / И.В. Русанов, А.Н. Данилин // Энергетик. — 1998. — № 1. — С. 25.
327. *Шинкаренко, Г.В.* Ремонт вентильных разрядников в Донбасской электроэнергетической системе / Г.В. Шинкаренко // Электрические станции. — 2002. — № 9. — С. 64—70.

-
328. *ГОСТ 16357-83*. Разрядники вентильные переменного тока на номинальные напряжения от 3.8 до 600 кВ. — М.: ИПК Изд-во стандартов. — 1999. — 31 с.
329. *Сборник* методических пособий по контролю состояния электрооборудования. Раздел 7. Методы контроля состояния вентильных разрядников, ограничителей перенапряжений, трубчатых разрядников. — М.: СПО ОРГРЭС. — 1997. — 26 с.
330. *Инструкция* по монтажу, эксплуатации и ремонту переключающих устройств РС-9. Комбинат «Элпром-энерго» Завод трансформаторов. — София. — 2002. — 31 с.

Предметный указатель

А

- Автоматизация средств диагностики — 64
- Автоматизированный метод — 180...185
- Адсорбционные и термосифонные фильтры — 25
- Аккумуляторная батарея — 212...216
- Анализ
 - масла — 127
 - осциллограмм — 176, 201
 - отказов — 17
- Архив — 73

Б

- Бак — 22
- Без возбуждения — 37
- Без возбуждения переключатель (ПБВ) — 37
- Блок
 - ввода данных — 67, 190
 - ввода дискретных сигналов — 67
 - вычислительный — 67, 190
 - датчиков напряжения — 67, 190
 - датчиков тока — 67, 190
 - запуска цифровой регистрации — 67
 - преобразования напряжения в ток — 190
 - прецизионных активных сопротивлений — 190
 - скорости движения и перемещения — 190
 - энергонезависимой памяти — 190
- Быстродействующий РПН — 145

В

- Вводы высоковольтные — 20, 46, 84
- Вводы высокого напряжения — 20
- Вентильные разрядники — 217...218
- Витковое замыкание в обмотках — 106
- Время переключения — 238

Г

- Гальванометр — 75
- Группа соединения — 74

Д

- Датчик
 - волоконно-оптический — 33
 - напряжения — 67
 - положения РПН — 44
 - скорости — 191
 - температуры — 44
 - тока — 67
 - угла поворота — 181
 - угловой — 139
- Делитель
 - напряжения — 222
 - тока — 54
- Дефекты
 - изоляции — 18
 - контактной системы ПУ — 95
 - магнитопровода — 100
 - обмотки — 95
 - РПН — 95
 - токоограничивающих резисторов — 95
- Диагностика

- аккумуляторных батарей — 214

Диаграмма — 35

Дребезг — 200

И

Избиратель — 54

Измерение

- давления контактов — 127...129
- коэффициента трансформации — 106, 132
- крутящего момента — 130
- омического сопротивления — 131
- полного сопротивления КЗ — 117
- тока и потерь холостого хода — 100

Интродиагностика

- аккумуляторных батарей — 214
- высоковольтных выключателей — 189
- РПН — 154

Испытания

- выключателя — 189
- контактора РПН — 247
- масла — 126
- разрядника — 221
- трансформатора — 247

К

Каналы

- дискретные — 181, 241
- напряжения — 241
- тока — 241

Контакт

- вспомогательный — 53
- главный — 43
- дугогасительный — 43
- подвижной — 45
- токосъёмный — 45
- шунтирующий — 245

Контактные щупы — 134

Контроль

- аккумуляторных батарей — 212
- тепловизионный — 33
- ТР — 166
- ускоренный — 190
- хромотографический — 33

Коэффициент

- абсорбции — 32
- трансформации — 107

Круговая диаграмма — 133, 180, 246

Л

Лампы сигнальные — 135

Лимб — 138

Логометр — 238

М

Метод

- вольтметра-амперметра — 85
- мостовой — 88
- осциллографирования — 144
- сигнальных ламп — 133
- снятия круговой диаграммы — 133, 180, 246
- тепловизионный — 217

Метрологические характеристики цифрового регистратора — 242

Механизм

- быстродействия — 44
- переключения — 44
- подъёмный — 62
- приводной — 34

Монтаж РПН — 60

Мультиметр — 70

Н

Наладка РПН — 60

О

Определение

- вибраций — 32
- витковых замыканий — 32
- группы соединения обмоток трансформаторов — 73
- коэффициента адсорбции — 32
- омического сопротивления — 83
- пробивного напряжения ВР — 222
- пробивного напряжения масла — 32, 126
- собственного времени включения и отключения ВВ — 205

Основные методы контроля силовых трансформаторов — 32

Основные элементы

- высоковольтных выключателей — 188
- переключающих устройств — 34
- силовых трансформаторов — 20, 22...26

Осциллограф

- магнитоэлектрический — 12
- светолучевой — 221
- цифровой — 14
- электронно-лучевой — 221

Осциллографирование

- аккумуляторных батарей — 214...216
- без вскрытия бака РПН — 154
- разрядников — 223
- РПН — 144, 257
- силовых цепей обмоток СТ — 144
- со вскрытием бака РПН — 144

Охлаждающие устройства — 26**П****Переключатель нагрузки — 230****Пиктограмма — 67****Погружной цилиндр — 55****Предызбиратель — 54****Привод — 46****Приводные механизмы переключающих устройств — 56****Программа осциллографирования РПН — 257****Р****Разновидности ПУ — 34****Расширитель — 24****Реверс — 49****Регистратор — 66****Регулирование**

- грубое — 45
- тонкое — 45

Регулятор под нагрузкой — 28**Режимы ЦР — 68****Резистор**

- балластный — 221
- защитный — 221
- токоограничивающий — 31

Реле

- времени — 220
- газовое — 55
- защитное — 48
- струйное — 55
- тока — 220

С**Силовые трансформаторы — 15****Сопротивление**

- активное — 131
- полное — 117

Структура ЦР — 66**Т****Таблица Н. И. Булгакова — 78****Тепловизионный контроль — 33****Термограмма — 218****Технические данные ПУ — 233****Технические характеристики СТ — 226****Типы ПУ — 34****Токоограничивающий резистор — 31****У****Указатель равновесия — 97****Уровень шумов — 200****Ускоренный контроль — 189****Условные обозначения РПН — 232****Ф****Фильтры — 25****Ц****Цифровая диагностика — 14****Цифровой регистратор — 64, 66...67****Ч****Частота дискретизации — 66****Ш****Шунтирующее сопротивление — 191****Э****Эксплуатация трансформаторов — 16****Электромагнит**

- включения — 205
- отключения — 205

Я**Архив — 73**

Михеев Георгий Михайлович

**Электростанции и электрические сети.
Диагностика и контроль электрооборудования**

Главный редактор *В. М. Халикеев*
Ответственный редактор *И. А. Корабельникова*
Технический редактор *Н. В. Тищенко*
Верстальщик *И. С. Кайнова*
График *О. А. Алёшина*

Подписано в печать 04.08.2010. Формат 70х100/16. Бумага офсетная.
Гарнитура «NewtonC». Печать офсетная.
Объем 19 п. л. Усл. п. л. 24,6
Тираж 500 экз. Код HVO SC(2). Заказ №

Издательский дом «Додэка-XXI»

105318 Москва, а/я 70
Тел./факс: (495) 366-04-56, 365-26-95
E-mail: red@dodeca.ru

Отпечатано в типографии «Мастер Лайн Принт».
118530 Москва, ул. Щербаковская, д. 53

Опечатки

1. Стр. 19, 7-я строка снизу: следует читать «... более 1 млн кВА».
2. Стр. 28, 6-я строка снизу: следует читать «При этом различают два вида устройств».
3. Стр. 32, 6-я строка сверху: следует читать «... измерение сопротивления изоляции всех обмоток».
4. Стр. 32, 8-я строка сверху: следует читать «... измерение сопротивления изоляции высоковольтных вводов».
4. Стр. 57, 16-я строка снизу: следует читать «РНТ-20».
5. Стр. 78, 7-я строка снизу: следует читать «... отключение тока ...».
6. Стр. 84, формула 2.2: следует читать:

$$r_{\Theta_2} = r_{\Theta_1} \frac{\Theta_2 + 235}{\Theta_1 + 235}.$$

7. Стр. 100, 11-я строка снизу. Предложение «Испытательное напряжение подается на обмотку ВН, а другие обмотки остаются свободными» следует исключить.
8. Стр. 112: подпись под Рис. 2.38 следует читать: Y/Δ -11.
9. Стр. 120: подпись под Рис. 2.41 следует читать: $Y_N/Y_N/\Delta$ -(0-11).
10. Стр. 202, 8-я строка снизу: вместо «статистических» следует читать «статических».
11. Стр. 295, первая колонка, пятая строка снизу: следует читать «хроматографический».