

Министерство образования Республики Беларусь  
Учреждение образования  
«Гомельский государственный технический университет  
имени П. О. Сухого»

Кафедра «Электроснабжение»

Д. И. Зализный

МИКРОЭЛЕКТРОННЫЕ  
И МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ  
УСТРОЙСТВА В ЭНЕРГЕТИКЕ

Учебное пособие

*Рекомендовано учебно-методическим объединением  
по образованию в области энергетики и энергетического  
оборудования в качестве учебного пособия для студентов  
высших учебных заведений, обучающихся по специальности  
1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)»*

Гомель 2019

УДК 621.396.6(075.8)

ББК 32.859я73

3-23

Рецензенты: зав. каф. «Промышленная теплоэнергетика и экология» Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого канд. техн. наук, доц. *А. В. Шаповалов*;  
заместитель заведующего отделом ТСКДН РУП «ПО «Белоруснефть» БелНИПИнефть канд. техн. наук *О. В. Лымарь*

**Зализный, Д. И.**

3-23 Микроэлектронные и микропроцессорные устройства в энергетике : учеб. пособие / Д. И. Зализный. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2019. – 194 с.

ISBN 978-985-535-428-5.

Рассмотрены принципы функционирования микроэлектронных и микропроцессорных устройств, а также интерфейсов связи, применяющихся для нужд энергетики. Приведены характеристики и функциональные возможности современных измерительных и испытательных приборов, систем учета электрической и тепловой энергии, устройств релейной защиты и автоматики, систем автоматического управления, систем диагностики. Даны рекомендации по разработке проектов технических заданий для изготовления новых электронных устройств для нужд энергетики.

Для студентов энергетических специальностей первой степени высшего образования дневной и заочной форм обучения.

**УДК 621.396.6(075.8)**

**ББК 32.859я73**

**ISBN 978-985-535-428-5**

© Зализный Д. И., 2019

© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2019

## Оглавление

<b>Перечень сокращений .....</b>	<b>6</b>
<b>Введение .....</b>	<b>7</b>
<b>Глава 1. Общая характеристика электронных устройств для нужд энергетики .....</b>	<b>8</b>
<b>Глава 2. Помехоустойчивость электронных устройств .....</b>	<b>13</b>
2.1. Причины помех и способы борьбы с ними .....	13
2.2. Испытания на помехоустойчивость .....	17
<b>Глава 3. Принципы построения микроэлектронных устройств для нужд энергетики .....</b>	<b>21</b>
3.1. Общие принципы построения микроэлектронных устройств .....	21
3.2. Входные преобразователи аналоговых и дискретных сигналов .....	23
3.3. Унифицированный измерительный орган реле тока и напряжения .....	24
<b>Глава 4. Принципы построения микропроцессорных устройств для нужд энергетики .....</b>	<b>28</b>
4.1. Общие принципы построения микропроцессорных устройств .....	28
4.2. Микроконтроллеры и их функциональные возможности .....	35
<b>Глава 5. Интерфейсы связи .....</b>	<b>39</b>
5.1. Классификация интерфейсов связи .....	39
5.2. Конструкции линий проводных интерфейсов связи .....	40
5.3. Принципы работы беспроводных интерфейсов связи .....	44
5.4. Интерфейс связи ИРПС .....	49
5.5. Интерфейс связи RS-232 .....	51
5.6. Интерфейс связи RS-485 .....	52
5.7. Интерфейс связи CAN .....	54
5.8. Интерфейс связи Ethernet .....	55
5.9. Мультимедийные интерфейсы связи .....	58
5.10. Технология PLC .....	59
<b>Глава 6. Измерительные приборы для нужд энергетики .....</b>	<b>61</b>
6.1. Мультиметры .....	61
6.1.1. Микроэлектронные мультиметры .....	61
6.1.2. Микропроцессорные мультиметры .....	66

6.2. Микропроцессорные измерители сопротивлений .....	72
6.2.1. Измерители малых сопротивлений.....	72
6.2.2. Измерители больших сопротивлений.....	76
6.2.3. Измерители сопротивления заземления .....	80
6.2.4. Измерители сопротивления петли «фаза-нуль» .....	83
6.3. Микропроцессорные вольтамперфазометры.....	86
<b>Глава 7. Испытательные приборы для нужд энергетики.....</b>	<b>92</b>
7.1. Высоковольтные испытательные установки .....	92
7.2. Приборы для испытания коммутационных аппаратов .....	98
7.3. Приборы для испытания электрических машин .....	103
7.4. Приборы для испытания линий электропередачи .....	107
<b>Глава 8. Микропроцессорные приборы для учета</b>	
<b>электрической и тепловой энергии.....</b>	<b>115</b>
8.1. Алгоритмы расчета электрической энергии.....	115
8.2. Счетчики электроэнергии .....	120
8.3. Построение микропроцессорных систем АСКУЭ .....	127
8.4. Алгоритмы расчета тепловой энергии .....	131
8.5. Измерительные преобразователи расхода жидкости.....	132
8.6. Счетчики тепловой энергии .....	134
<b>Глава 9. Микропроцессорные устройства релейной защиты</b>	
<b>и автоматики .....</b>	<b>137</b>
9.1. Принципы управления высоковольтным выключателем	
с помощью микропроцессорных устройств .....	138
9.2. Алгоритмы управления высоковольтным выключателем	
с помощью микропроцессорных устройств .....	143
9.3. Основные характеристики микропроцессорных	
терминалов релейной защиты и автоматики .....	146
<b>Глава 10. Микропроцессорные приборы для систем</b>	
<b>автоматического управления.....</b>	<b>156</b>
10.1. Микропроцессорные устройства для автоматики	
электропривода .....	156
10.2. Микропроцессорные устройства для автоматики	
управления освещением.....	160
10.3. Микропроцессорные устройства для автоматики	
управления компенсацией реактивной мощности .....	163
10.4. Автоматика регулирования напряжения под нагрузкой	
силовых трансформаторов .....	167

<b>Глава 11. Микропроцессорные системы диагностирования энергооборудования .....</b>	<b>171</b>
11.1. Системы комплексного мониторинга силовых трансформаторов .....	171
11.2. Диагностирование силовых трансформаторов по тепловым параметрам.....	175
11.3. Программное обеспечение для задач диагностики.....	181
<b>Глава 12. Рекомендации по разработке проектов технических заданий для изготовления электронных устройств для нужд энергетики .....</b>	<b>184</b>
12.1. Назначение устройства и области его применения .....	186
12.2. Схема подключения внешних цепей устройства .....	186
12.3. Внешний вид лицевой панели устройства.....	188
12.4. Структура программного меню устройства .....	188
12.5. Алгоритмы работы устройства .....	189
12.6. Требования к диапазонам входных и выходных параметров устройства .....	192
<b>Литература .....</b>	<b>193</b>

## Перечень сокращений

АСКУЭ – автоматическая система контроля и учета электроэнергии.

АЦП – аналого-цифровой преобразователь.

ВАФ – вольтамперфазометр.

ВОЛС – волоконно-оптические линии связи.

ГЛОНАСС – глобальная навигационная спутниковая система.

ИРПС – интерфейс радиальный последовательный.

МЭК – международная электротехническая комиссия.

ННТ – наиболее нагретая точка.

ОЗУ – оперативное запоминающее устройство.

ПЗУ – постоянное запоминающее устройство.

ПКРТ – прибор контроля и расчета температур силового масляного трансформатора.

РЗА – релейная защита и автоматика.

РПН – регулятор напряжения под нагрузкой.

САУ – система автоматического управления.

ШИМ – широтно-импульсная модуляция.

*DSP – Digital Signal Processor* – цифровой сигнальный процессор.

*EEPROM – Electrically Erasable Programmable Read-Only Memory* – электрически перепрограммируемое ПЗУ.

*GPS – Global Positioning System* – глобальная система спутникового позиционирования.

*GSM – Global System for Mobile communications* – глобальная система мобильной связи.

*PLC – Power Line Communications* – обмен данными по силовым линиям электропередачи.

*RMS – Root Mean Square* – среднеквадратическое значение.

## ВВЕДЕНИЕ

Современные системы энергоснабжения не способны работать без электронных устройств, выполняющих функции измерения, учета, защиты, автоматики и диагностики. Номенклатура таких устройств очень велика, и, соответственно, современный инженер-энергетик должен уметь грамотно применять и обслуживать эти устройства, разрабатывать требования к ним.

В последние годы появляются новые концепции организации электронных средств, обслуживающих системы энергоснабжения и объединяющихся в информационные сети. К таким концепциям относятся «Цифровая подстанция», «*Smart Grid* (разумная сеть)», «*Smart Plug* (разумная вилка)», «Геоинформационная система». Эти концепции предполагают использование волоконно-оптических линий, сотовой и спутниковой связи. Соответственно функциональные возможности электронных устройств с каждым годом возрастают, программное обеспечение становится сложнее. Это, в свою очередь, повышает требования к инженерным работникам, проектирующим и обслуживающим такие устройства.

Цель изучения дисциплины – в процессе проектирования и эксплуатации систем электроснабжения научиться осуществлять правильный выбор электронных средств, а также составлять технические задания по изготовлению этих средств.

Задачами дисциплины являются:

- изучение принципов работы микроэлектронных устройств автоматики и управления в энергетике;
- изучение принципов работы микропроцессорных устройств для измерений, автоматики и управления в энергетике;
- изучение интерфейсов связи и информационных сетей, применяемых в энергетике;
- изучение функциональных возможностей современных устройств для нужд энергетики.

Учебная дисциплина «Микроэлектронные и микропроцессорные устройства в энергетике» взаимосвязана с такими учебными дисциплинами, как «Электроника и информационно-измерительная техника», «Электрические аппараты», «Релейная защита и автоматика систем электроснабжения», «Электроснабжение промышленных предприятий» и др.

# ГЛАВА 1

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРОННЫХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ НУЖД ЭНЕРГЕТИКИ

По назначению электронные устройства для нужд электроэнергетики и теплоэнергетики имеют следующие основные области применения:

- измерительные преобразователи и приборы;
- коммутационные аппараты;
- осветительные приборы;
- средства учета электрической и тепловой энергии;
- устройства релейной защиты и автоматики;
- системы автоматического управления;
- системы диагностики;
- системы телемеханики и диспетчерского управления.

Необходимо отметить, что на современном уровне развития электронной техники четких границ между указанными областями применения не существует. Так, устройство релейной защиты может выполнять функции диагностики, а измерительный прибор являться элементом системы телемеханики. Однако перечисленные области демонстрируют как разнообразна и многогранна энергетика по отношению к электронике.

Среди электронных устройств для нужд энергетики наиболее разнообразны и многочисленны средства измерения, к которым относят измерительные преобразователи и измерительные приборы.

**Электронные измерительные преобразователи** – это устройства, преобразующие напряжения, токи, температуры и другие измеряемые величины в нормированный аналоговый электрический сигнал, пропорциональный значению требуемой расчетной величины, или цифровой сигнал, которые могут быть переданы на расстояние. Бывают измерительные преобразователи напряжения, тока, частоты, активной, реактивной и полной мощности, энергии, температуры, давления и других величин. Отличительная особенность измерительного преобразователя – это отсутствие дисплея.

**Электронные измерительные приборы** – это устройства, отображающие результаты измерений электрических и неэлектрических величин на дисплее. В энергетике применяют электронные вольтметры, амперметры, измерители сопротивлений и другие приборы. Изме-



рительные приборы, совмещающие более трех функций измерения, называют мультиметрами.

К **электронным средствам учета** относят счетчики электрической и тепловой энергии, а также вспомогательные средства, обеспечивающие работу АСКУЭ – автоматических систем контроля и учета электроэнергии и АСКУТ – автоматических систем контроля и учета тепловой энергии.

**Электронные коммутационные аппараты** – это автоматические выключатели, пускатели и другие аппараты, которые могут применяться взамен их электромеханических аналогов.

**Электронные осветительные приборы** помимо источника света содержат электронную часть ЭПРА – электронный пускорегулирующий аппарат.

Для организации *систем релейной защиты и автоматики* применяют **электронные реле** – устройства, осуществляющие сравнение измеряемых величин с заранее заданными их значениями – уставками – и осуществляющие воздействие на коммутационные аппараты (как правило, высоковольтные выключатели) и средства сигнализации.

**Электронные системы автоматического управления** – это устройства, обеспечивающие работу различных установок в требуемом режиме. К таким системам относят электроприводы, автоматику силовых трансформаторов и генераторов, автоматику компенсации реактивной мощности, автоматику освещения, режимную автоматику энергосистем.

**Электронные системы диагностики** – это устройства, осуществляющие анализ технического состояния электрооборудования и раннее выявление неисправностей, развивающихся в этом оборудовании.

**Электронные системы телемеханики и диспетчерского управления** – это набор устройств, обеспечивающих дистанционное информирование и воздействие на энергосистему специально обученных людей – диспетчеров.

Все электронные устройства, применяющиеся в энергетике, можно разделить на микроэлектронные и микропроцессорные.

**Микроэлектронные** – это устройства, состоящие из аналоговых и цифровых электронных средств, но не имеющие микропроцессорной системы.

**Микропроцессорные** – это устройства, основным блоком которых является микропроцессорная система, выполненная, как правило,

в пределах одной микросхемы – микроконтроллера. Микропроцессорные устройства в энергетике принято также называть цифровыми.

Микроэлектронные устройства характеризуются тем, что способны выполнять одну или несколько функций и, как правило, не имеют интерфейсов связи с компьютером и информационными сетями. На лицевых панелях этих устройств располагаются механические переключатели, кнопки с фиксацией контактов, сигнальные светодиоды и иногда простейшие дисплеи (рис. 1.1).

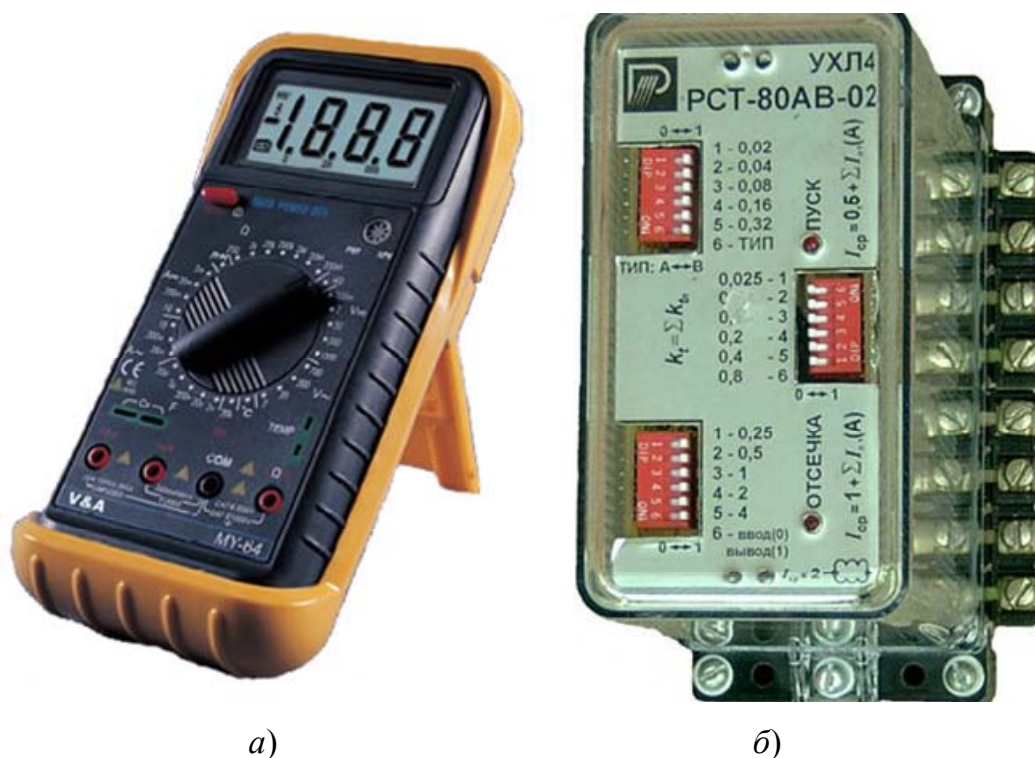


Рис. 1.1. Внешний вид микроэлектронных устройств:  
а – микроэлектронный мультиметр; б – микроэлектронное реле

Одним из главных недостатков микроэлектронных устройств является отсутствие возможности выполнять математические расчеты, что ограничивает точность измерения некоторых величин. В первую очередь, речь идет о действующих значениях напряжений и токов, являющихся основными величинами для задач электроэнергетики. Так, показанные на рис. 1.1 приборы определяют действующие значения напряжений и токов на основе их средневыпрямленных значений. Такая методика дает приемлемую точность, когда формы напряжений и токов близки к синусоидам. Но, как известно, в электрических сетях напряжения и токи несинусоидальны и, следовательно, действующие значения, измеренные микроэлектронными приборами, не будут учи-

тывать влияние высших гармонических составляющих на форму напряжения и тока.

На сегодняшний день большинство микроэлектронных устройств считаются морально устаревшими и заменяются микропроцессорными приборами. Однако в силу своих достоинств многие разновидности таких устройств по-прежнему эксплуатируются в энергетике.

Достоинства микроэлектронных устройств:

- высокая ремонтпригодность;
- высокая помехоустойчивость и виброустойчивость;
- низкая стоимость.

Микропроцессорные устройства имеют следующие преимущества перед микроэлектронными устройствами:

- широкие функциональные возможности;
- возможность выполнять математические расчеты;
- возможность работы в информационной сети и обмена данными с компьютером;
- высокая информативность отображаемой информации.

В среднем, по надежности работы микропроцессорные устройства уже практически не уступают микроэлектронным устройствам.

На лицевых панелях микропроцессорных устройств могут присутствовать сложные дисплеи и кнопки без фиксации контактов (рис. 1.2).



а)



б)

Рис. 1.2. Внешний вид микропроцессорных устройств:  
а – мультиметр; б – терминал РЗА

Однако бывают микропроцессорные устройства, у которых на лицевой панели практически отсутствуют какие-либо элементы. К ним относятся в первую очередь измерительные преобразователи.

Электронные устройства для нужд энергетики могут быть переносными или стационарными.

Основные места установки стационарных устройств:

- шкафы управления энергообъектами;
- шкафы распределительных устройств;
- помещения электростанций и подстанций;
- диспетчерские пункты.

Все электронные устройства нуждаются в источниках питания. В переносных приборах применяют батарейки, аккумуляторы или стандартное переменное напряжение электрической сети 220 В. Для питания стационарных приборов используют оперативное напряжение распределительных устройств (постоянное или переменное напряжение значением 220 В) или напряжение или ток от цепей измерения.

## ГЛАВА 2 ПОМЕХОУСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРОННЫХ УСТРОЙСТВ

### 2.1. Причины помех и способы борьбы с ними

Большинство электронных устройств, применяющихся в энергетике, работают в условиях значительных электромагнитных помех из-за высоких напряженностей электрического и магнитного полей возле силовых элементов систем электроснабжения. Дополнительным источником помех являются грозовые и коммутационные перенапряжения в электрических сетях.

**Грозовые перенапряжения** обусловлены следующими факторами:

- при непосредственном ударе молнии в линию из-за протекания разрядного тока;
- при косвенном ударе молнии (внутри облака, между облаками или в находящиеся вблизи объекты) образующиеся электромагнитные поля индуцируют напряжения или токи в линиях электропередачи;
- при ударе молнии в грунт разрядный ток, протекая по земле, может создать разность потенциалов в системе заземления, к которой подключены электронные устройства.

**Коммутационные перенапряжения** обусловлены следующими факторами:

- переключениями коммутационных аппаратов в системах электроснабжения;
- резонансными колебаниями в электрических сетях, обусловленными переходными процессами и нелинейными нагрузками;
- повреждениями в системах электроснабжения, такими как замыкания на землю и дуговые разряды в высоковольтных установках.

Грозовые и коммутационные перенапряжения наиболее опасны для электронного оборудования, поскольку имеют импульсный характер, т. е. в своем спектре содержат значительное количество высокочастотных составляющих, проникающих в электронные цепи приборов.

Рассмотрим подробнее наиболее распространенный тип коммутационных перенапряжений, которые вызываются отключением высоковольтного выключателя под нагрузкой или при коротком замыкании. Главная причина таких перенапряжений – наличие значительных индуктивностей в системах электроснабжения (рис. 2.1).

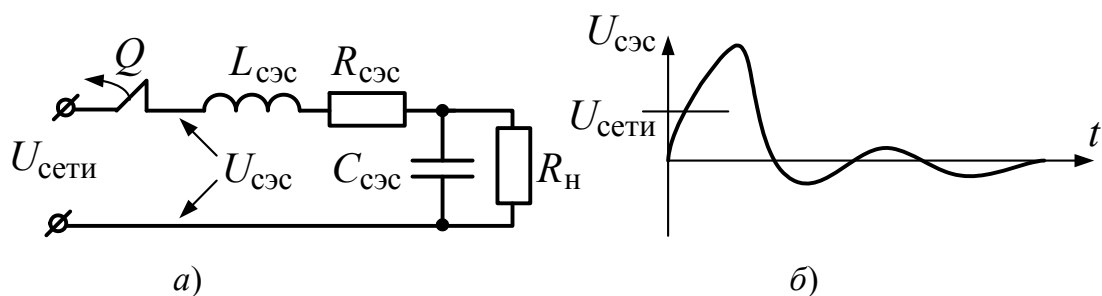


Рис. 2.1. Схема замещения системы электроснабжения (а) и осциллограмма переходного процесса (б)

При размыкании силовых контактов выключателя  $Q$  (рис. 2.1, а) энергия магнитного поля, накопленная в индуктивностях системы электроснабжения  $L_{сэс}$ , в начальный момент переходного процесса поддерживает значение тока до размыкания. В результате на растущем сопротивлении между контактами выключателя возникает повышенное падение напряжения, приводящее к импульсному повышению напряжения на стороне потребителей  $U_{сэс}$  (рис. 2.1, б). Одновременно с этим между контактами выключателя зажигается электрическая дуга, которая сопровождается электромагнитным импульсом в виде радиоволн. Таким образом, в данном случае электронные устройства, обслуживающие систему электроснабжения, подвергаются импульсному воздействию помехи как со стороны электрической сети, так и радиоволнами.

В системах энергоснабжения существуют следующие виды помех, воздействующих на электронные устройства:

- помехи, проникающие по цепям измерения;
- помехи, проникающие по цепям питания;
- помехи, проникающие по цепям интерфейсных линий связи;
- помехи, проникающие по воздуху посредством радиоволн.

Все эти виды помех могут привести к ложным срабатываниям электронных устройств, их несрабатываниям или даже вывести устройства из строя. Рассмотрим подробнее причины влияния помех на работу устройств.

Напряжения и токи, измеряемые в системах электроснабжения, подаются на измерительные цепи электронных устройств, как правило, через измерительные трансформаторы напряжения и тока, имеющие паразитные емкости между первичными и вторичными обмотками (рис. 2.2, а), и через сигнальные кабели, проложенные параллельно силовым кабелям, где также имеют место паразитные емкости (рис. 2.2, б).

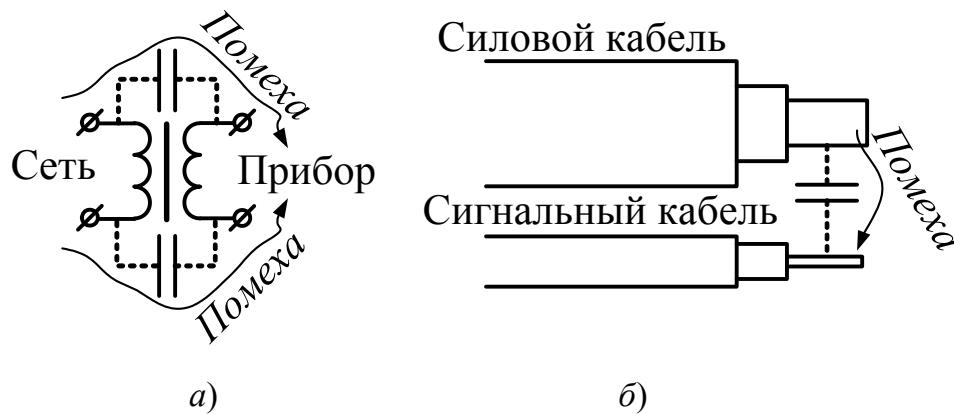


Рис. 2.2. Пути проникновения помех через паразитные емкости:  
*а* – в измерительном трансформаторе; *б* – между кабелями

Высокочастотные составляющие импульсных помех проникают через эти емкости (чем выше частота, тем ниже емкостное сопротивление) в измерительные цепи устройства, влияя на его работу.

Основной способ борьбы с помехами, обусловленными паразитными емкостями, – это экранирование.

**Экранирование** – метод перекрытия элементов устройства электропроводящими оболочками, т. е. электромагнитными экранами, которые, как правило, заземляют.

Экранирование измерительных трансформаторов заключается в наложении вокруг его обмоток электропроводящей фольги. В сигнальных кабелях между защитной оболочкой и основной изоляцией формируют дополнительный слой из электропроводящих проволок или электропроводящей фольги. Во всех этих случаях электромагнитный экран разбивает паразитные емкости на несколько последовательно соединенных емкостей, что приводит к общему снижению значений таких емкостей.

Паразитные емкости являются также причиной проникновения импульсных помех по цепям питания электронных устройств. Наиболее негативное влияние такие помехи оказывают на работу цифровых интегральных микросхем, в том числе и микропроцессорных. В блоках питания от переменного напряжения для борьбы с этим видом помех используют входные заграждающие фильтры. Наиболее распространенная схема такого фильтра приведена на рис. 2.3. Эта схема применяется в подавляющем большинстве блоков питания современных электронных устройств как промышленного, так и бытового назначения.

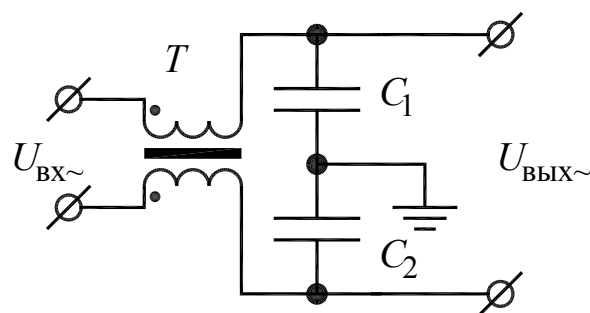


Рис. 2.3. Схема фильтра в цепи питания

Схема состоит из последовательно включенного трансформатора  $T$  с коэффициентом трансформации, равным единице, и конденсаторов  $C_1$  и  $C_2$  с равными емкостями. Индуктивности трансформатора оказывают сопротивление импульсным помехам. Конденсаторы дополнительно отфильтровывают высокочастотные составляющие помехи на землю.

Помехи, проникающие по воздуху посредством радиоволн, обусловлены тем, что все проводники и провода печатной платы электронного устройства действуют как приемные антенны, в которых индуцируется ЭДС, что приводит к сбоям в работе устройства. Борьба с этим видом помех наиболее сложна. Самый распространенный способ – экранирование корпуса прибора, когда внешние радиоволны замыкаются на электромагнитном экране и не проникают далее в прибор.

Корпуса электронных устройств для нужд энергетики выполняют либо из пластмассы, либо из металла – алюминия или стали.

Пластмасса не обладает экранирующими свойствами. Поэтому прибор с пластмассовым корпусом должен иметь внутренние металлические экраны или же эксплуатироваться внутри закрытых металлических отсеков, таких как, например, приборные отсеки распределительных шкафов.

Приборы с алюминиевыми корпусами имеют частичное экранирование, так как алюминий полностью экранирует электрическую часть помехи, но пропускает магнитную часть помехи.

Наилучшим материалом корпуса прибора в плане экранирования необходимо признать сталь. Являясь магнитным материалом, она экранирует и электрическую и магнитную составляющие электромагнитного поля.

На экранирующую способность корпуса прибора влияют отверстия под дисплеи, кнопки и другие элементы. Чем больше размеры этих отверстий, тем больший процент внешних радиоволн проникает в прибор.



## 2.2. Испытания на помехоустойчивость

Все промышленные электронные устройства для нужд энергетики проходят испытания на помехоустойчивость в соответствии с МЭК (IEC) 61000-4 (ГОСТ Р 51317.4). Основные виды испытаний:

- устойчивость к электростатическим разрядам;
- устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю;
- устойчивость к наносекундным импульсным помехам;
- устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии;
- устойчивость к динамическим изменениям напряжения электропитания;
- устойчивость к колебательным затухающим помехам.

Испытания на устойчивость к электростатическим разрядам проводятся в соответствии со схемой, приведенной на рис. 2.4.

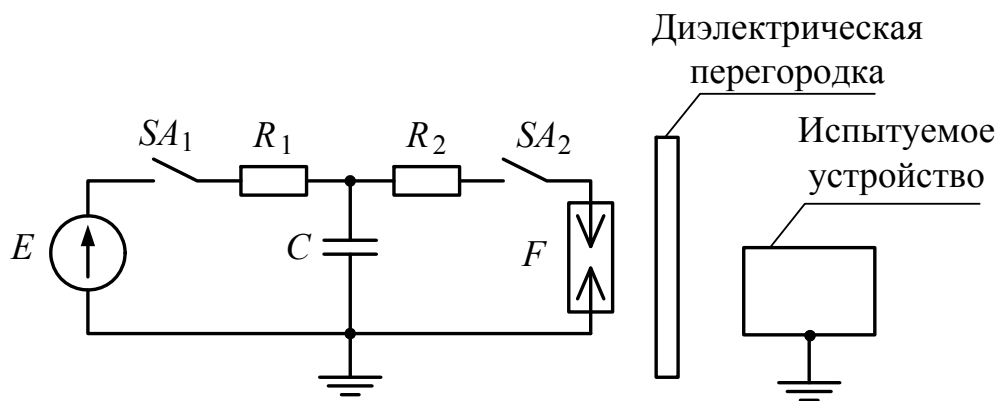


Рис. 2.4. Схема испытаний на устойчивость к электростатическим разрядам

Источник высоковольтного постоянного напряжения  $E$  с помощью ключа  $SA_1$  через резистор  $R_1$  подключается к конденсатору  $C$ , заряжая его. Затем ключ  $SA_1$  размыкается и замыкается ключ  $SA_2$ , создавая разряд между пластинами разрядника  $F$ . При этом электромагнитная волна, сопровождающая разряд, воздействует на испытуемое устройство. В процессе испытаний фиксируют требуемые параметры испытуемого устройства и делают вывод о его устойчивости к электростатическим разрядам. Значение напряжения  $E$  может составлять 2 кВ для 1 класса жесткости испытаний и 4 кВ для 4 класса жесткости испытаний.

Схема испытательной установки для испытаний на устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю приведена на рис. 2.5.

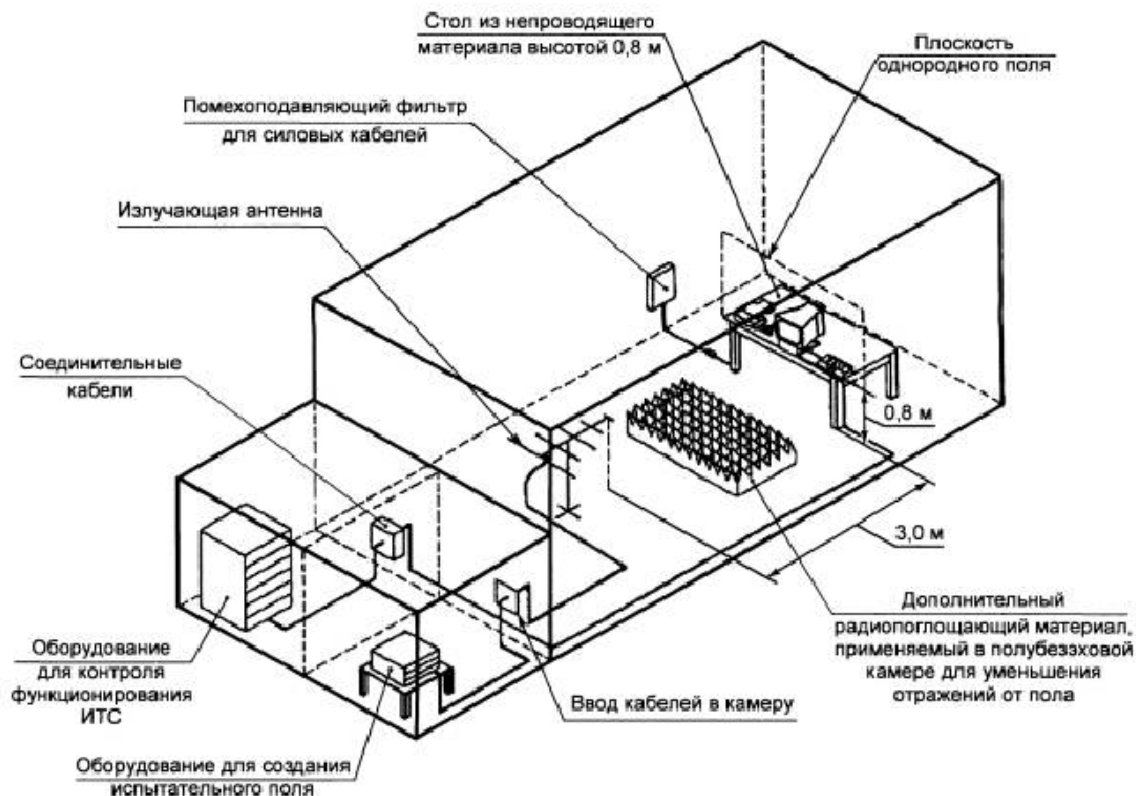


Рис. 2.5. Схема испытательной установки на устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю

Испытания проводят в экранированном помещении модулированным и немодулированным радиочастотным сигналом в полосах частот от 800 до 960 МГц и от 1,4 до 6 ГГц при напряженности поля 120 мкВ/м для 1 класса жесткости испытаний и 150 мкВ/м для 4 класса жесткости испытаний.

Схема испытаний на устойчивость к наносекундным импульсным помехам приведена на рис. 2.6.

Источник высоковольтного постоянного напряжения  $E$  подключен к зарядному резистору  $R_1$  и накопительному конденсатору  $C_1$ . В требуемые моменты времени с помощью блока управления БУ замыкается электронный ключ  $VT$ , разряжая конденсатор  $C_1$  на резистор цепи формирования длительности импульса  $R_2$ . При этом на требуемый вход испытуемого устройства ИУ через согласующий резистор  $R_3$  и разделительный конденсатор  $C_2$  подается короткий импульс длительностью около 10 нс.

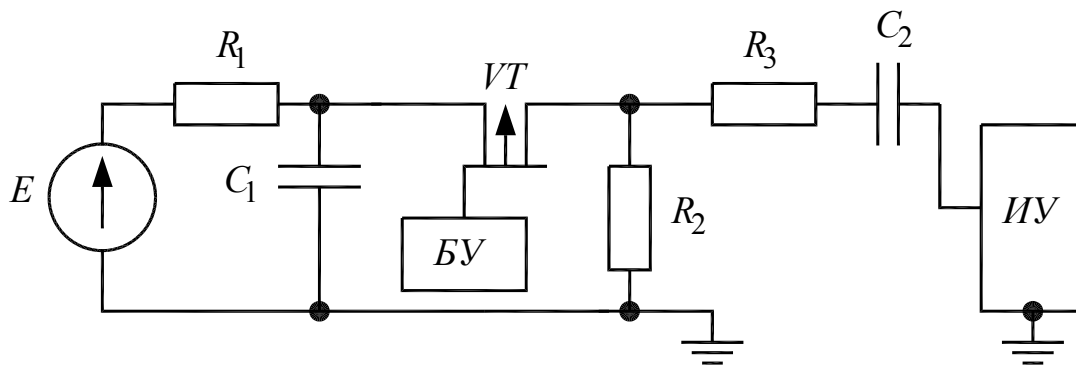


Рис. 2.6. Схема испытаний на устойчивость к наносекундным импульсным помехам:  
 БУ – блок управления; ИУ – испытуемое устройство

Блок управления замыкает и размыкает электронный ключ таким образом, что короткие импульсы поступают на испытуемое устройство пакетами. Длительность одного пакета импульсов составляет 15 мс, а период повторения пакетов – 300 мс. Амплитуда импульсов составляет 0,5 кВ для 1 класса жесткости испытаний и 4 кВ для 4 класса жесткости испытаний.

Схема испытаний на устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии аналогична схеме, приведенной на рис. 2.6, только вместо конденсатора  $C_2$  устанавливается дроссель (катушка индуктивности). Элементы цепи выбираются таким образом, чтобы при коммутации электронного ключа длительность фронта импульса составляла 1 мкс, а длительность импульса – 50 мкс в режиме холостого хода по отношению к выходу схемы, и, соответственно, 6,4 и 16 мкс в режиме короткого замыкания. Значение напряжения  $E$  может составлять 0,5 кВ для 1 класса жесткости испытаний и 4 кВ для 4 класса жесткости испытаний.

Схема испытаний на устойчивость к динамическим изменениям напряжения электропитания приведена на рис. 2.7.

Напряжение электрической сети, соответствующее напряжению питания ИУ через два автотрансформатора  $T_1$ ,  $T_2$  и двухоперационные тиристоры (типа  $GTO$ )  $VS_1–VS_4$ , управляемые с помощью микропроцессорного блока управления БУ, подается на цепь питания ИУ. Каждая пара тиристоров представляет собой двунаправленный электронный ключ. Отклонения напряжения имитируются путем попеременной коммутации этих ключей и изменением положения регуляторов автотрансформаторов. При этом ключи никогда не замыкаются одновременно, а одновременно могут быть разомкнуты не более 100 мс.

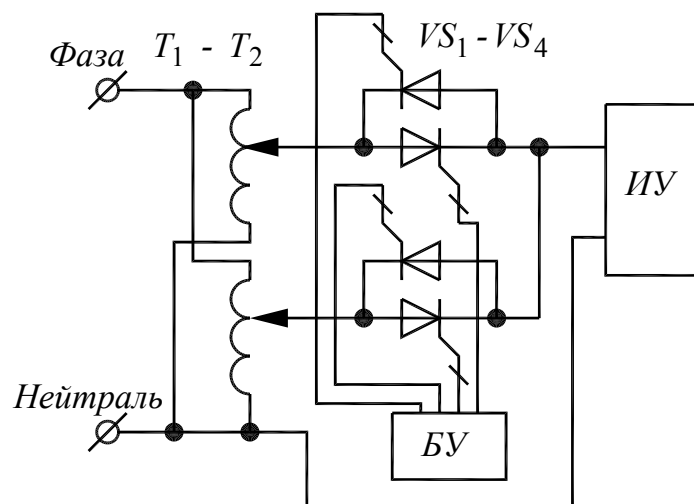


Рис. 2.7. Схема испытаний на устойчивость к динамическим изменениям напряжения электропитания: БУ – блок управления; ИУ – испытуемое устройство

Схема испытаний на устойчивость к колебательным затухающим помехам аналогична схеме, приведенной на рис. 2.7, только вместо резистора  $R_2$  устанавливается дроссель (катушка индуктивности). Элементы цепи выбираются таким образом, чтобы при коммутации электронного ключа период затухающих колебаний составлял 10 мкс, а длительность процесса – не более четырех периодов.

В результате испытаний на помехоустойчивость формируют следующие основные критерии качества ИУ:

**A** – нормальное функционирование ИУ в соответствии с требованиями, установленными изготовителем или заказчиком;

**B** – временное прекращение выполнения функций ИУ или ухудшение качества функционирования, которые исчезают после прекращения помехи и не требуют вмешательства оператора для восстановления работоспособности;

**C** – временное прекращение выполнения функций ИУ или ухудшение качества функционирования, которые требуют вмешательства оператора;

**D** – прекращение выполнения функций ИУ или ухудшение качества функционирования, которые не могут быть восстановлены из-за повреждений ИУ или его программного обеспечения.

Среди электронных устройств, применяющихся в энергетике, наибольшей помехоустойчивостью обладают микроэлектронные устройства, а наименьшей помехоустойчивостью – микропроцессорные устройства. Причины этого будут рассмотрены в главах 3 и 4.

# ГЛАВА 3

## ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ МИКРОЭЛЕКТРОННЫХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ НУЖД ЭНЕРГЕТИКИ

### 3.1. Общие принципы построения микроэлектронных устройств

Микроэлектронными в энергетике называют устройства, выполненные на основе таких электронных компонентов, как транзисторы, операционные усилители, цифровые интегральные микросхемы малой и средней степени интеграции.

Обобщенная функциональная схема микроэлектронного устройства измерения и автоматики приведена на рис. 3.1.

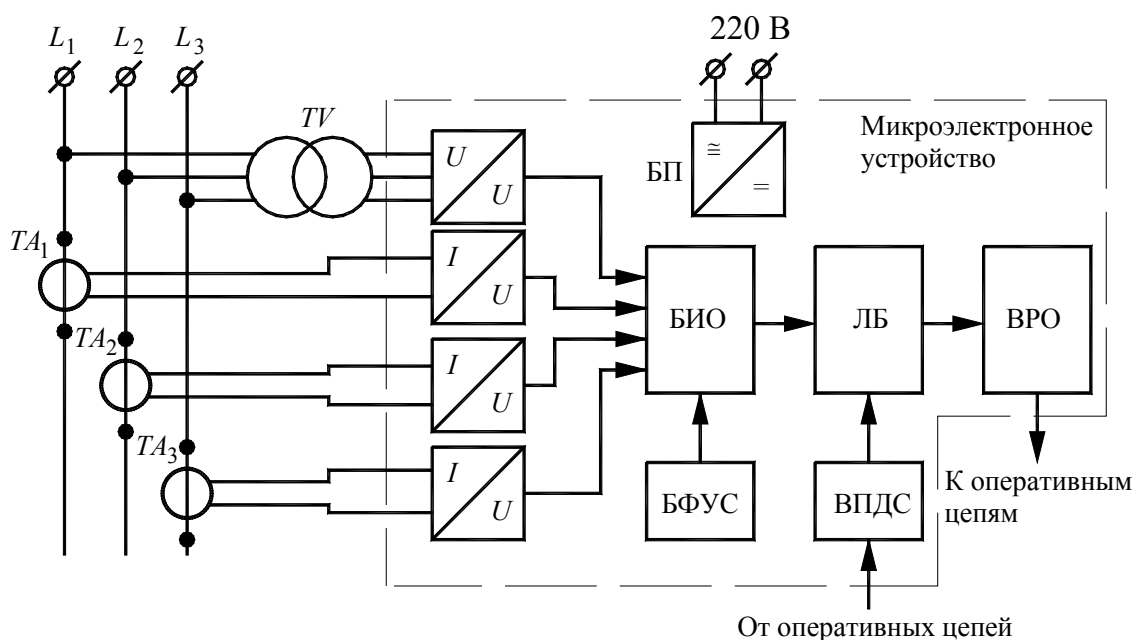


Рис. 3.1. Обобщенная функциональная схема микроэлектронного устройства:

БИО – блок измерительных органов; ЛБ – логический блок;  
БФУС – блок формирования уставок; ВПДС – входной преобразователь дискретных сигналов; БП – блок питания

Рассмотрим принцип работы схемы на рис. 3.1. К трехфазной высоковольтной линии электропередачи (напряжением выше 1 кВ) подключены измерительный трансформатор напряжения  $TV$  и измерительные трансформаторы тока  $TA_1-TA_3$ . Вторичные обмотки этих трансформаторов соединены с входными цепями микроэлектронного

устройства, т. е. с вторичными измерительными преобразователями «напряжение – напряжение» и «ток – напряжение». Эти преобразователи снижают значения измеряемых величин до уровня, необходимого для работы электронных схем (не выше 15 В). Далее полученные сигналы подаются на блок измерительных органов БИО.

**Измерительный орган** – это часть микроэлектронного устройства, предназначенная для сравнения измеряемой величины с ее заранее заданным значением – уставкой – и выдачи сигнала управления типа «включить – выключить».

Уставки формируются оператором с помощью внешних переключателей или регуляторов в блоке формирования уставок БФУС.

На выходах измерительных органов формируются цифровые сигналы управления, которые поступают на логический блок ЛБ, реализующий логические операции «И», «ИЛИ», «НЕ», а также выдержки по времени. На этот же блок подаются дискретные сигналы от внешних цепей управления через входной преобразователь дискретных сигналов ВПДС.

**Дискретный сигнал** в цепях релейной защиты и автоматики – это напряжение, которое имеет два значения: 0 и 220 В.

В соответствии с заданным алгоритмом логический блок подает сигнал на включение или отключение выходного релейного органа ВРО, который выполняется, как правило, в виде небольшого электромеханического реле. Контакты этого реле подключаются к оперативным цепям управления высоковольтным выключателем, в цепи сигнализации и другие цепи оперативного тока.

Питание микроэлектронных реле может осуществляться как от цепей измерения, так и от специальных оперативных цепей постоянного и переменного тока. В последнем случае устройство имеет блок питания БП.

В схеме на рис. 3.1 приведено максимальное количество внутренних блоков микроэлектронного устройства, которое может быть использовано для задач электрических измерений и автоматики в системах электроснабжения. В реальных устройствах содержится только часть приведенных блоков. Так, в большинстве случаев в микроэлектронных устройствах в качестве входной величины используется одна цепь тока.

### 3.2. Входные преобразователи аналоговых и дискретных сигналов

В качестве вторичных измерительных преобразователей аналоговых сигналов обычно применяют промежуточные трансформаторы напряжения и тока с электростатическим экраном, как показано на рис. 3.2.

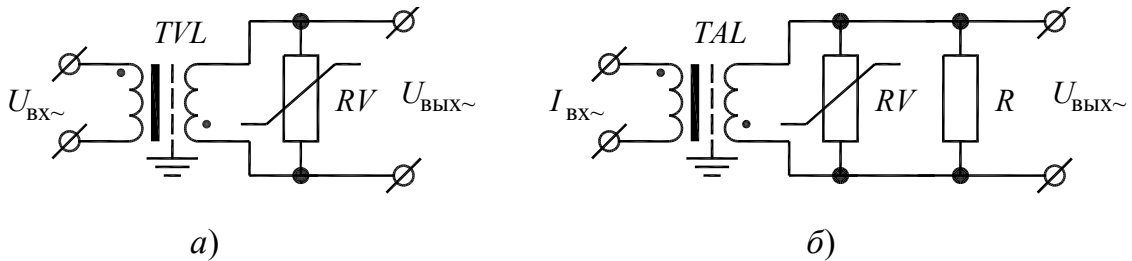


Рис. 3.2. Входные преобразователи аналоговых сигналов:  
а – «напряжение – напряжение»; б – «ток – напряжение»

Входной преобразователь напряжения (рис. 3.2, а) помимо понижающего трансформатора  $TVL$  содержит варистор  $RV$  для ограничения перенапряжений. Обмотки трансформатора включены встречно для того, чтобы он не вносил фазовый сдвиг  $180^\circ$ .

На линейной части характеристики намагничивания трансформатора входное и выходное напряжения связаны соотношением

$$U_{\text{ВЫХ}} = \frac{U_{\text{ВХ}}}{k_{\text{Т.Н}}}, \quad (3.1)$$

где  $k_{\text{Т.Н}}$  – коэффициент трансформации по напряжению.

Номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора  $TVL$  равно номинальному напряжению вторичной обмотки соответствующего измерительного трансформатора напряжения, т. е. в большинстве случаев составляет 100 В. Номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора  $TVL$ , как правило, не превышает 10 В.

Входной преобразователь тока (рис. 3.2, б) содержит понижающий трансформатор тока  $TAL$ , варистор  $RV$  и нагрузочный резистор  $R$ . На линейной части характеристики намагничивания трансформатора входной ток и выходное напряжение связаны соотношением:

$$U_{\text{ВЫХ}} = \frac{I_{\text{ВХ}} R}{k_{\text{Т.Т}}}, \quad (3.2)$$

где  $k_{\text{Т.Т}}$  – коэффициент трансформации по току.

Из (3.2) следует, что резистор  $R$  должен быть прецизионным, т. е. высокоточным.

Номинальный ток первичной обмотки трансформатора  $TAL$  равен номинальному току вторичной обмотки соответствующего измерительного трансформатора тока, т. е. в большинстве случаев составляет 5 А. Номинальный ток вторичной обмотки трансформатора  $TAL$ , как правило, не превышает 20 мА. Сопротивление резистора  $R$  подбирают таким образом, чтобы действующее значение напряжения  $U_{\text{ВЫХ}}$  не превысило 10 В.

Схема входного преобразователя дискретных сигналов приведена на рис. 3.3.

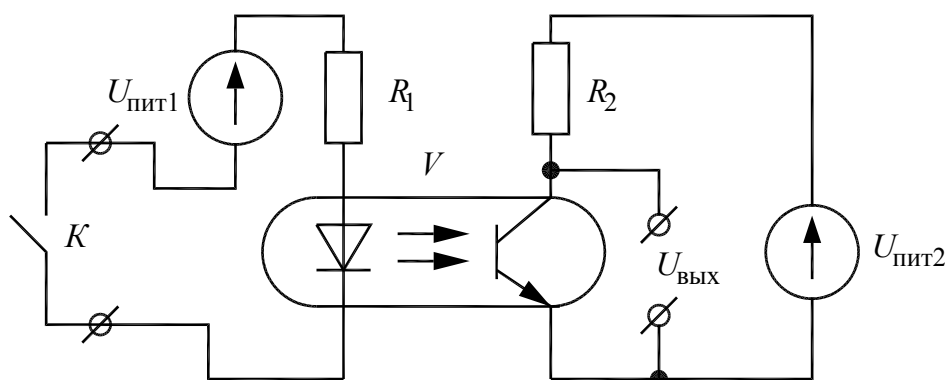


Рис. 3.3. Входной преобразователь дискретных сигналов

Этот преобразователь состоит из двух гальванически несвязанных источников постоянного напряжения  $U_{\text{пит1}}$  и  $U_{\text{пит2}}$ , оптрона  $V$  и резисторов  $R_1$  и  $R_2$ . Вход такого преобразователя является пассивным, т. е. на него не подаются ни напряжение, ни ток, а подключена цепь механических контактов  $K$ , в качестве которых могут быть блок-контакты высоковольтного выключателя, контакты промежуточного реле или выходные контакты блока релейной защиты и автоматики (РЗА). Оptron  $V$  необходим для гальванического разделения входных и выходных цепей с целью повышения помехоустойчивости устройства.

### 3.3. Унифицированный измерительный орган реле тока и напряжения

В настоящее время в эксплуатации находится значительное количество микроэлектронных статических реле тока и напряжения типа РСТ и РСН. Схемы этих реле унифицированы и практически целиком являются измерительными органами.



Схема унифицированного измерительного органа реле тока и напряжения приведена на рис. 3.4.

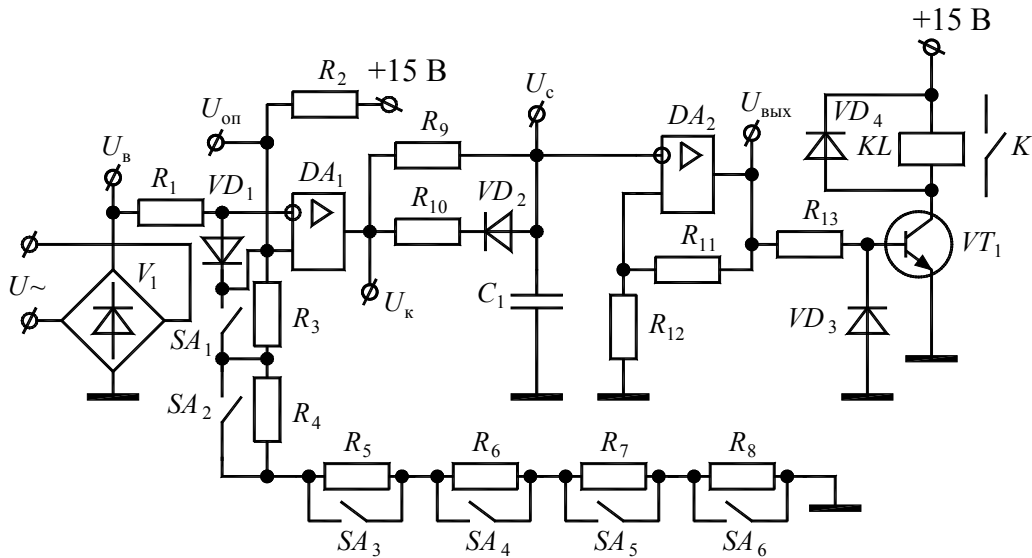


Рис. 3.4. Унифицированный измерительный орган реле тока и напряжения

Рассмотрим принцип работы схемы.

Схема состоит из следующих функциональных блоков: диодного моста  $V_1$ ; компаратора на операционном усилителе  $DA_1$ ; делителя напряжения на резисторах  $R_2$ – $R_8$  и переключателях  $SA_1$ – $SA_6$ ; интегрирующей цепи на элементах  $R_9$ ,  $R_{10}$ ,  $C_1$ ,  $VD_2$ ; триггера Шмидта на элементах  $DA_2$ ,  $R_{11}$ ,  $R_{12}$ ; выходного релейного органа на элементах  $R_{13}$ ,  $VD_3$ ,  $VD_4$ ,  $VT_1$ ,  $KL$ .

Основным элементом схемы является компаратор  $DA_1$ , выполняющий функцию сравнения входного напряжения с уставкой.

Осциллограммы работы схемы показаны на рис. 3.5.

Входное напряжение  $U$ , пропорциональное току или напряжению в контролируемой линии электропередачи, выпрямляется с помощью диодного моста  $V_1$  и через ограничительный резистор  $R_1$  поступает на инвертирующий вход операционного усилителя  $DA_1$ , включенного по схеме компаратора. На неинвертирующий вход через делитель  $R_2$ – $R_8$  подается опорное напряжение  $U_{оп}$  положительного знака, определяющее уставку реле. Переключатели  $SA_1$ – $SA_6$  позволяют изменять это напряжение путем закорачивания соответствующих резисторов. Диод  $VD_1$  служит для защиты входов  $DA_1$  от перенапряжений.

При отсутствии аварийной ситуации в защищаемой линии, когда амплитуда входного напряжения  $U_{\text{в}}$  не превышает значение опорного напряжения  $U_{\text{оп}}$ , на выходе компаратора  $DA_1$  наблюдается неизменное напряжение насыщения положительного знака (максимальное выходное напряжение операционного усилителя) и конденсатор  $C_1$  заряжен до этого напряжения (рис. 3.5). На выходе триггера Шмидта появляется постоянное напряжение насыщения отрицательного знака, которое через ограничительный резистор  $R_{13}$  запирает электронный ключ, собранный на транзисторе  $VT_1$ , и ток в катушке реле  $KL$  не протекает. Это соответствует состоянию возврата реле. Диод  $VD_4$  защищает транзистор  $VT_1$  от перенапряжений при обрыве тока в индуктивности катушки  $KL$ .

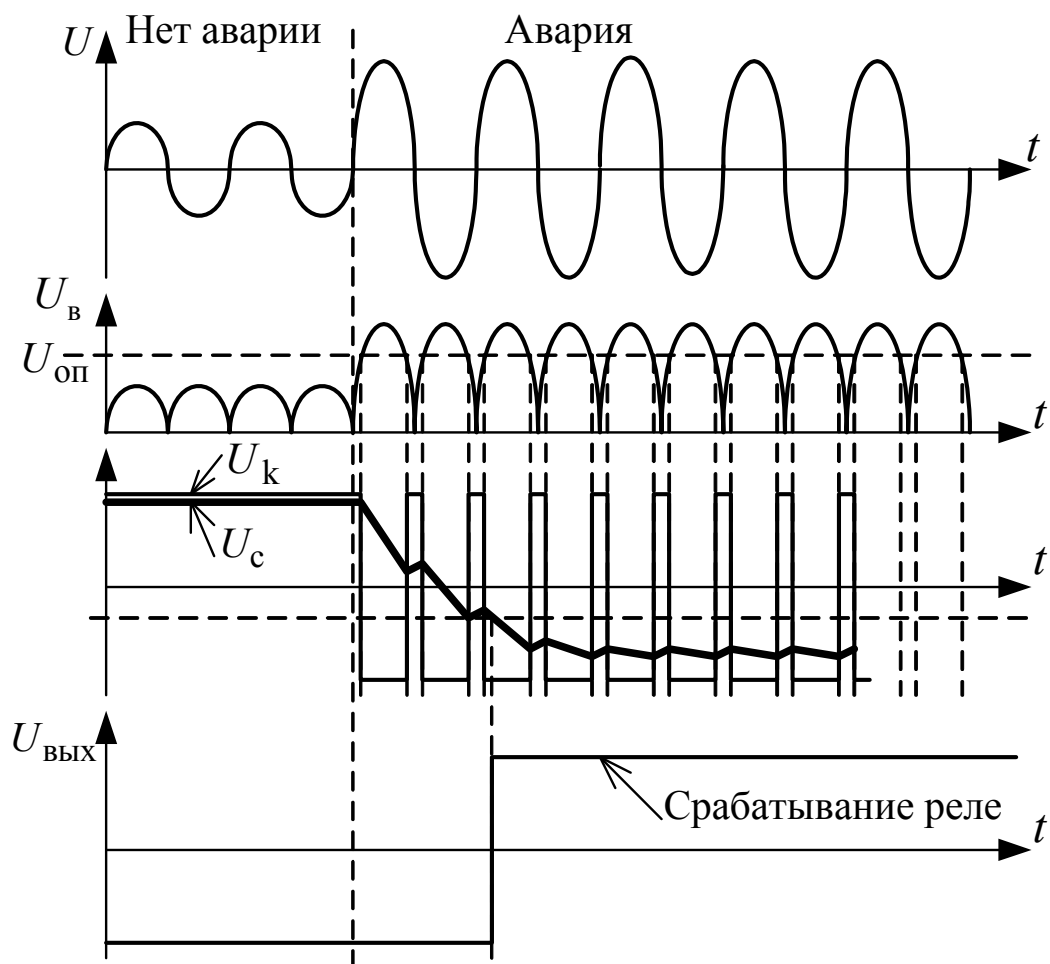


Рис. 3.5. Осциллограммы работы измерительного органа

При наличии аварийной ситуации в защищаемой линии, например, короткого замыкания, амплитуда входного напряжения  $U_{\text{в}}$  превышает значение опорного напряжения, и на выходе  $DA_1$  появляются импульсы отрицательного знака. Эти импульсы подаются на интегрирующую цепь, которая выполняет функции выпрямителя. При поступлении импульса отрицательного знака диод  $VD_2$  открывается и соединяет параллельно резисторы  $R_9, R_{10}$ . Это приводит к ускорению зарядки конденсатора  $C_1$ . В результате на конденсаторе формируется напряжение пилообразной формы с небольшим размахом пульсаций (рис. 3.5). Среднее значение этого напряжения принимает отрицательный знак и при дальнейшем снижении приводит к переключению триггера Шмидта, на выходе которого появляется постоянное напряжение насыщения положительного знака, отпирающее электронный ключ на транзисторе  $VT_1$ . В результате появляется ток в катушке реле  $KL$ , и контакты реле замыкаются. Это соответствует срабатыванию защиты.

Контакты  $K$  реле  $KL$  подключают к цепям оперативного управления высоковольтным выключателем или устройствами сигнализации.

Одно из основных достоинств рассмотренной схемы – низкая чувствительность к электромагнитным помехам. Это связано с инерционностью, вносимой конденсатором  $C_1$ . Напряжение импульсной помехи, прошедшее тем или иным путем в схему, не успевает существенно изменить напряжение на конденсаторе  $C_1$  в силу своей кратковременности и, соответственно, не может спровоцировать ложное срабатывание реле.

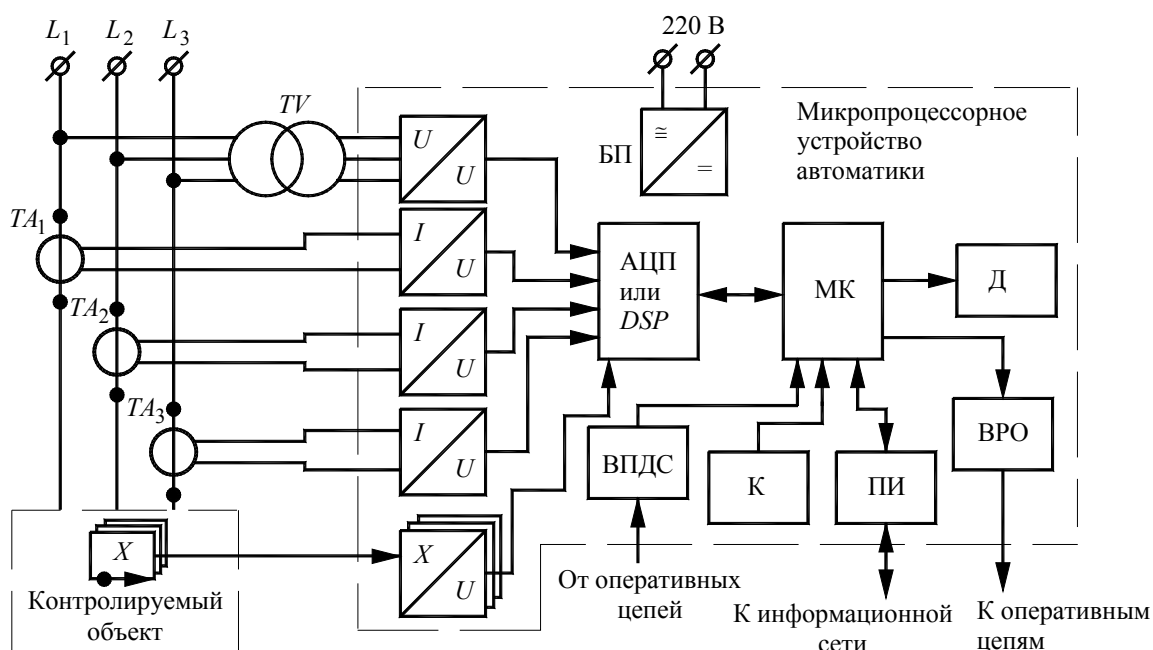
Рассмотренная схема измерительного органа применяется в реле РСТ-40, РСТ-80, РСН.

# ГЛАВА 4 ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ НУЖД ЭНЕРГЕТИКИ

## 4.1. Общие принципы построения микропроцессорных устройств

**Микропроцессорными** (цифровыми) в энергетике называют электронные устройства, выполненные на основе микроконтроллеров.

Обобщенная функциональная схема микропроцессорного устройства автоматики приведена на рис. 4.1.



*Рис. 4.1.* Обобщенная функциональная схема микропроцессорного устройства:

АЦП – аналого-цифровой преобразователь; МК – микроконтроллер;  
Д – дисплей; ВПДС – входной преобразователь дискретных сигналов; К – клавиатура; ПИ – преобразователь для интерфейсов связи; ВРО – выходные релейные органы;  
БП – блок питания

Главным блоком микропроцессорного устройства является **микроконтроллер** – универсальная программируемая цифровая интегральная микросхема, содержащая все необходимые элементы микропроцессорной системы и ряд вспомогательных элементов (см. параграф 4.2).

Рассмотрим принцип работы схемы на рис. 4.1.

Входные измерительные цепи микропроцессорных устройств для измерений напряжений и токов в высоковольтной электрической сети аналогичны соответствующим цепям микроэлектронных устройств (см. рис. 3.1). На схеме (рис. 4.1) также присутствуют датчики для измерения неэлектрических величин  $X$  (температуры, давления, вибрации и т. д.) на контролируемом объекте. Выходы этих датчиков подключаются к соответствующим входам вторичных измерительных преобразователей «Контролируемая величина  $X$  – напряжение».

После вторичных измерительных преобразователей мгновенные значения измеряемых аналоговых величин поступают на аналоговые входы многоканального аналого-цифрового преобразователя (АЦП), который формирует двоичные коды (последовательность логических нулей и единиц), пропорциональные этим мгновенным значениям в соответствии с принципами дискретизации и квантования (рис. 4.2).

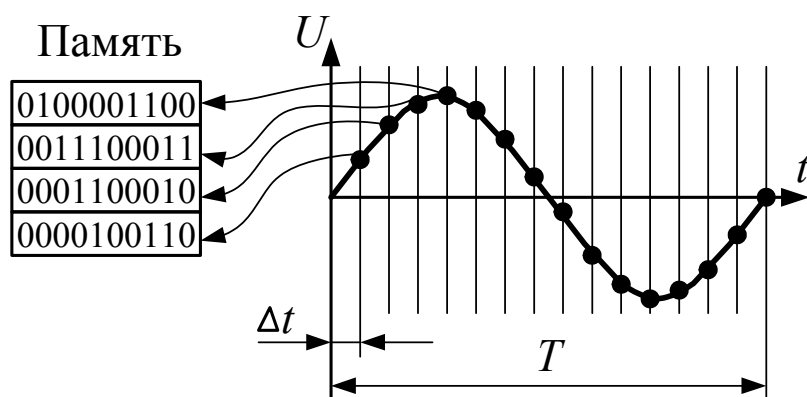


Рис. 4.2. Принцип записи отсчетов измеряемой величины в память микроконтроллера

Полученные двоичные коды в виде отсчетов измеряемой величины передаются в ячейки памяти микроконтроллера МК. Интервал времени  $\Delta t$  между соседними отсчетами называется **периодом дискретизации**.

Иногда вместо АЦП в приборах применяют специализированный микроконтроллер *DSP* (*Digital Signal Processor* – цифровой сигнальный процессор), предназначенный для усложненной обработки аналоговых сигналов в реальном времени.

Программное обеспечение микроконтроллера выполняет требуемые действия с двоичными кодами: записывает необходимые данные в память, производит математические расчеты, выводит результаты на дисплей Д.

Вводить значения требуемых параметров в микропроцессорных устройствах можно с помощью клавиатуры К.

Как и в случае с микроэлектронными устройствами, микропроцессорные устройства осуществляют воздействие на оперативные цепи РЗА посредством выходных релейных органов ВРО и получают управляющие дискретные сигналы с помощью ВПДС. Однако коммуникационная составляющая микропроцессорных устройств значительно шире. Они оснащены интерфейсами связи, сигналы которых формируются соответствующими преобразователями ПИ и позволяют осуществлять обмен данными с другими устройствами через информационную сеть.

Рассмотрим пример наиболее распространенного вида математических расчетов в программном обеспечении микроконтроллера. В устройствах для нужд энергетики к таким расчетам относится определение истинного действующего значения напряжения или тока. В современной литературе это значение называют *True RMS* (*Root Mean Square*) – истинное среднеквадратическое значение.

Как известно, общая формула расчета действующего значения напряжения  $U_{RMS}$  записывается следующим образом:

$$U_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T U^2(t) dt}, \quad (4.1)$$

где  $T$  – период напряжения сети.

Поскольку операция интегрирования оперирует бесконечно малой величиной  $dt$ , то для получения алгоритма, который может быть использован в программном обеспечении микроконтроллера, интеграл заменяют приближенной суммой:

$$U_{RMS} \approx \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n (U_i^2 \Delta t)} = \sqrt{\frac{\Delta t}{T} \sum_{i=1}^n U_i^2}, \quad (4.2)$$

где  $i$  – номер отсчета напряжения;  $U_i$  – отсчет напряжения;  $n$  – количество отсчетов напряжения за период  $T$ ;  $\Delta t$  – период дискретизации.

Из рис. 4.2 следует, что

$$\frac{T}{\Delta t} = n. \quad (4.3)$$

Подставив (4.3) в (4.2), получим алгоритм расчета истинного действующего значения напряжения в программном обеспечении микроконтроллера:

$$U_{RMS} \approx \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n U_i^2}. \quad (4.4)$$

Алгоритм (4.4) учитывает влияние высших гармонических составляющих на кривую напряжения, поэтому получающееся в результате значение называют истинным.

Действующее значение тока рассчитывается аналогично (4.4).

Схема на рис. 4.1 в левой части содержит элементы принципиальной схемы, а в правой части – элементы структурной схемы. Поэтому схема на рис. 4.1 называется функциональной.

На принципиальных схемах микропроцессорных устройств их внутренние блоки не показывают, а изображают только внешние цепи подключения, как показано на рис. 4.3.



Рис. 4.3. Обобщенное условное обозначение микропроцессорного устройства на принципиальных схемах

На измерительные входы подают измеряемые аналоговые электрические и неэлектрические величины. Как правило, эти входы подключают к выходам соответствующих первичных измерительных преобразователей – датчиков. В низковольтных электрических сетях (до 1 кВ) входы напряжения и тока могут присоединяться непосредственно к электрической сети.

На дискретные входы поступают цифровые (двухуровневые) сигналы, которые в случае использования микропроцессорного устройства в системах РЗА равны либо 0 В, либо 220 В. Эти сигналы приходят от контактов коммутационных аппаратов с целью контроля их текущего положения. Например, от блок-контактов высоковольтных выключателей.

На входы питания прибора подают напряжение питания, равное, как правило, 220 В. В системах РЗА и телемеханики микропроцессорные приборы получают питание от источника оперативного напряжения.

Релейные выходы микропроцессорного устройства в большинстве случаев представляют собой выводы «сухого контакта», т. е. механического контакта, на котором изначально отсутствует напряжение (рис. 4.4).

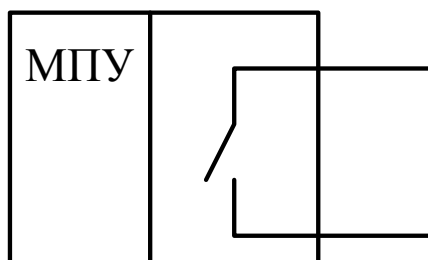


Рис. 4.4. Релейный выход типа «Сухой контакт»

В системах РЗА релейные выходы включают в цепи оперативного тока, а в устройствах управления эти выходы подключают к цепям управления различными устройствами: электродвигателями, электрическими светильниками, компенсирующими устройствами и т. д.

Подключение к измерительным трансформаторам, а также к цепям оперативного тока осуществляется посредством контрольных кабелей или монтажных проводов.

**Контрольные кабели** предназначены для присоединения к стационарным электрическим приборам, аппаратам, сборкам электрических распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 660 В частоты до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В. Внешний вид многожильного кабеля типа КВВГЭ показан на рис. 4.5.

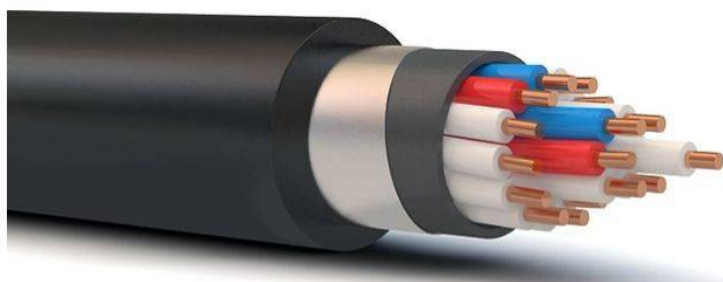


Рис. 4.5. Контрольный кабель типа КВВГЭ



Обозначение КВВГЭ расшифровывается: кабель контрольный, с медными жилами, изоляция и оболочка из поливинилхлоридного пластика, с медным экраном. В многожильных кабелях жилы скручены вокруг общего центра для снижения взаимного влияния в местах перегибов.

Некоторые микропроцессорные устройства содержат управляющие активные выходы, на которых формируются напряжения требуемой формы. Например, ШИМ-сигналы для управления скоростью вращения ротора электродвигателя.

Интерфейсные входы-выходы позволяют соединять микропроцессорное устройство с компьютером или подключать его к информационной сети, где имеются другие подключенные устройства. Путем проводных или беспроводных интерфейсов связи происходит обмен данными между приборами, что существенно повышает функциональные возможности обслуживания систем электроснабжения.

Большинство микропроцессорных устройств на лицевой панели имеют кнопки с изображениями стрелок, так называемый джойстик. Эти кнопки необходимы для перемещения по **программному меню** устройства. Бывает два типа программного меню: линейное (рис. 4.6) и разветвленное (рис. 4.7).

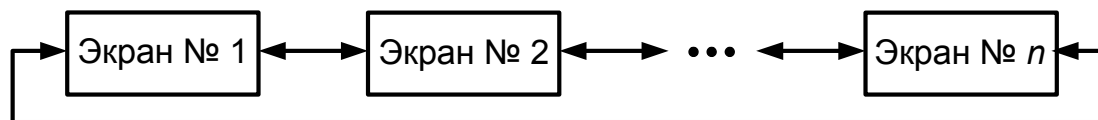


Рис. 4.6. Программное меню линейного типа

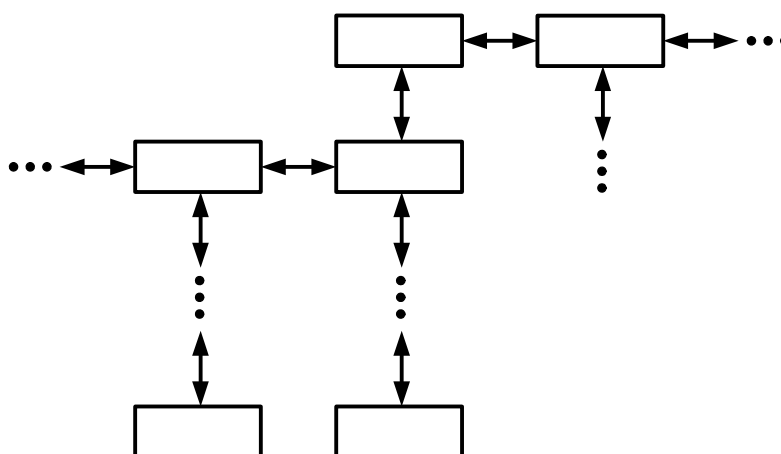


Рис. 4.7. Программное меню разветвленного типа

Для движения по линейному меню нужны только две кнопки джойстика: «Влево» и «Вправо». Соответственно, для перемещения по разветвленному меню добавляются кнопки «Вверх» и «Вниз», а также кнопки «Ввод» и «Отмена» (рис. 4.8).

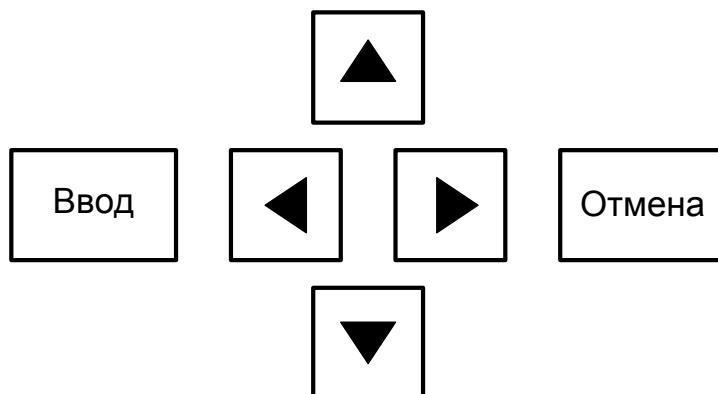


Рис. 4.8. Кнопки для перемещения по разветвленному меню

Для разветвленного меню существуют понятия главного меню и подменю. Экраны главного меню отображаются по умолчанию после включения прибора и нажатия кнопок «Влево» и «Вправо». Для входа в подменю необходимо нажимать кнопку «Ввод», а затем кнопки «Вверх» или «Вниз».

При наличии сложного разветвленного меню устройства могут иметь так называемые «Горячие клавиши», при нажатии на которые происходит быстрый переход к нужному пункту меню.

Микропроцессорные устройства способны совмещать различные функции. Так, терминал релейной защиты помимо своих непосредственных операций может выполнять функции мультиметра и цифрового осциллографа.

Одним из недостатков микропроцессорных устройств является их повышенная чувствительность к помехам. Это связано с тем, что изменение хотя бы одного бита в памяти микроконтроллера под действием внешней электромагнитной помехи может привести к сбою в работе программы или к ложным срабатываниям. По этой причине микропроцессорные устройства для нужд энергетики в обязательном порядке должны быть защищены от воздействия помех и оснащены сторожевыми таймерами (см. параграф 4.2).

## 4.2. Микроконтроллеры и их функциональные возможности

Все современные микропроцессорные устройства для нужд энергетики, за исключением компьютеров и смартфонов, построены на основе микроконтроллеров, поскольку не требуют сложных математических расчетов, а также формирования сложных изображений на дисплеях. Вместе с тем промышленные устройства должны быть компактными и надежными. Все эти возможности обеспечивают микроконтроллеры. В компьютерах и смартфонах, где необходимо производить сложные вычисления и формировать сложные цветные изображения, применяются непосредственно микропроцессоры (центральные процессоры).

Основные фирмы-производители микроконтроллеров: *Microchip*, *Atmel*, *Texas Instruments*, *ST Microelectronics*.

Микроконтроллеры могут иметь от 8 до 128 внешних выводов (рис. 4.9).

Микроконтроллеры для промышленных устройств имеют разрядность 8 или 16 бит. Тактовая частота у них не превышает 100 МГц, а объем памяти программ, как правило, не более 1 Мбайт.

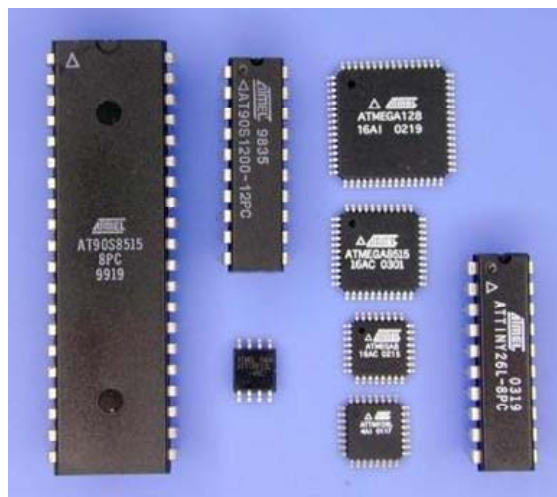


Рис. 4.9. Внешний вид микроконтроллеров

На рис. 4.10 приведена блок-схема внутренней структуры микроконтроллера фирмы *Atmel Atmega8535*.

*Atmega8535* – это восьмиразрядный микроконтроллер с тактовой частотой до 16 МГц, построенный по *RISC* архитектуре, т. е. имеющий сокращенный набор команд, выполняющихся с максимальным быстродействием за 1–5 тактов.

Микроконтроллер *Atmega8535* содержит все необходимые элементы микропроцессорной системы: центральный процессор ЦП с арифметическо-логическим устройством АЛУ и блоком декодирования команд БДК, 32 регистра общего назначения РОН, встроенное *FLASH* ПЗУ программ объемом 8 Кбайт, *EEPROM* ПЗУ данных объемом 512 байт, ОЗУ объемом 512 байт, четыре восьмиразрядных порта ввода-вывода, которые называются *A*, *B*, *C*, *D*. Кроме этого в состав микроконтроллера входят вспомогательные элементы: 3 таймера-счетчика ТСЧ, сторожевой таймер СТТ, синхронный *SPI* и асинхронный *UART* последовательные интерфейсы связи, восьмиканальный АЦП, аналоговый компаратор. Эти элементы способны функционировать независимо друг от друга, что дает преимущества при работе с различными внешними устройствами.

Тактовая частота микроконтроллера формируется с помощью кварцевого резонатора *ZQ* и внутреннего генератора тактовых импульсов ГТИ.

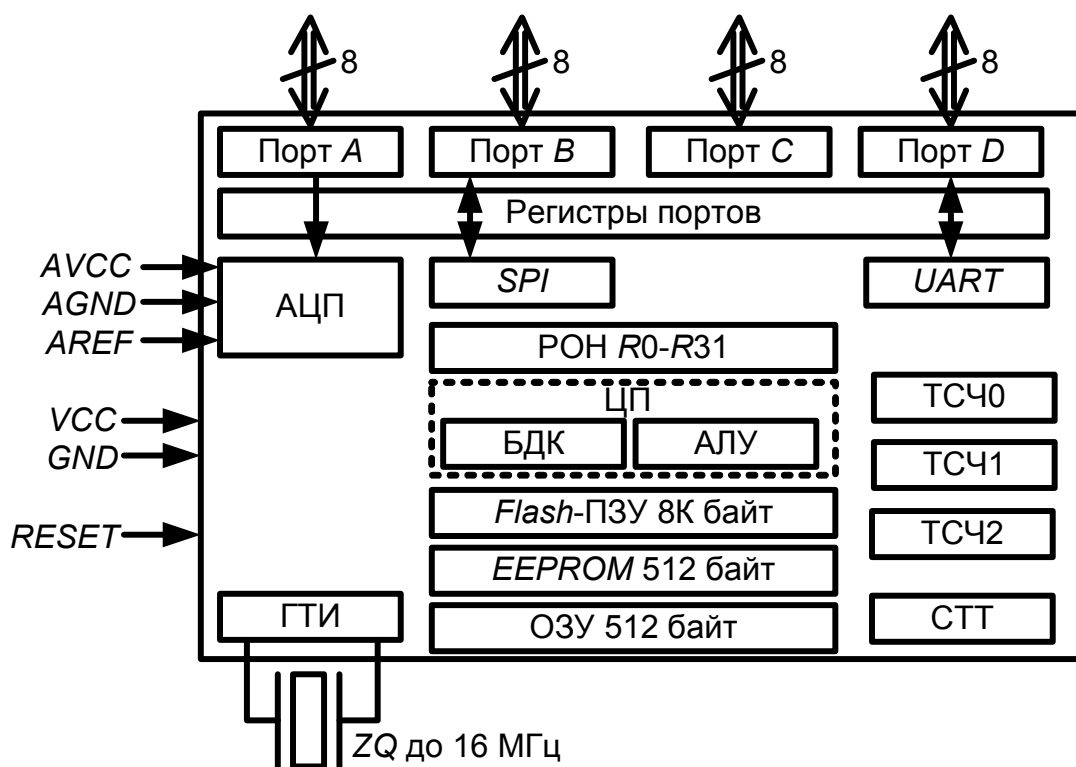


Рис. 4.10. Структурная схема микроконтроллера *Atmega8535*

Программное обеспечение микроконтроллера запускается в работу после подачи внешнего стабилизированного напряжения питания, равного 5 В, между входами *VCC* и *GND*, а также после кратковременной подачи логического нуля на вход сброса *RESET*.

Встроенный АЦП микроконтроллера имеет отдельные входы питания *AVCC* и *AGND*, а также вход для подачи опорного напряжения *AREF*.

Взаимодействие с остальными блоками прибора микроконтроллер осуществляет через свои **порты ввода-вывода** *A*, *B*, *C*, *D*. Эти порты настраиваются программно путем записи двоичных кодов в специальные регистры управления портами. При записи логической единицы в регистр управления соответствующая линия порта настраивается на вывод, а при записи логического нуля – на ввод.

Некоторые порты микроконтроллера выполняют альтернативные функции. Так порт *A* может использоваться в качестве аналоговых входов встроенного АЦП, а порты *B* и *D* способны осуществлять обмен данными с внешними устройствами через интерфейсы связи.

**Программа**, управляющая микроконтроллером, представляет собой набор двоичных кодов, записанных в его **памяти программ FLASH ПЗУ**.

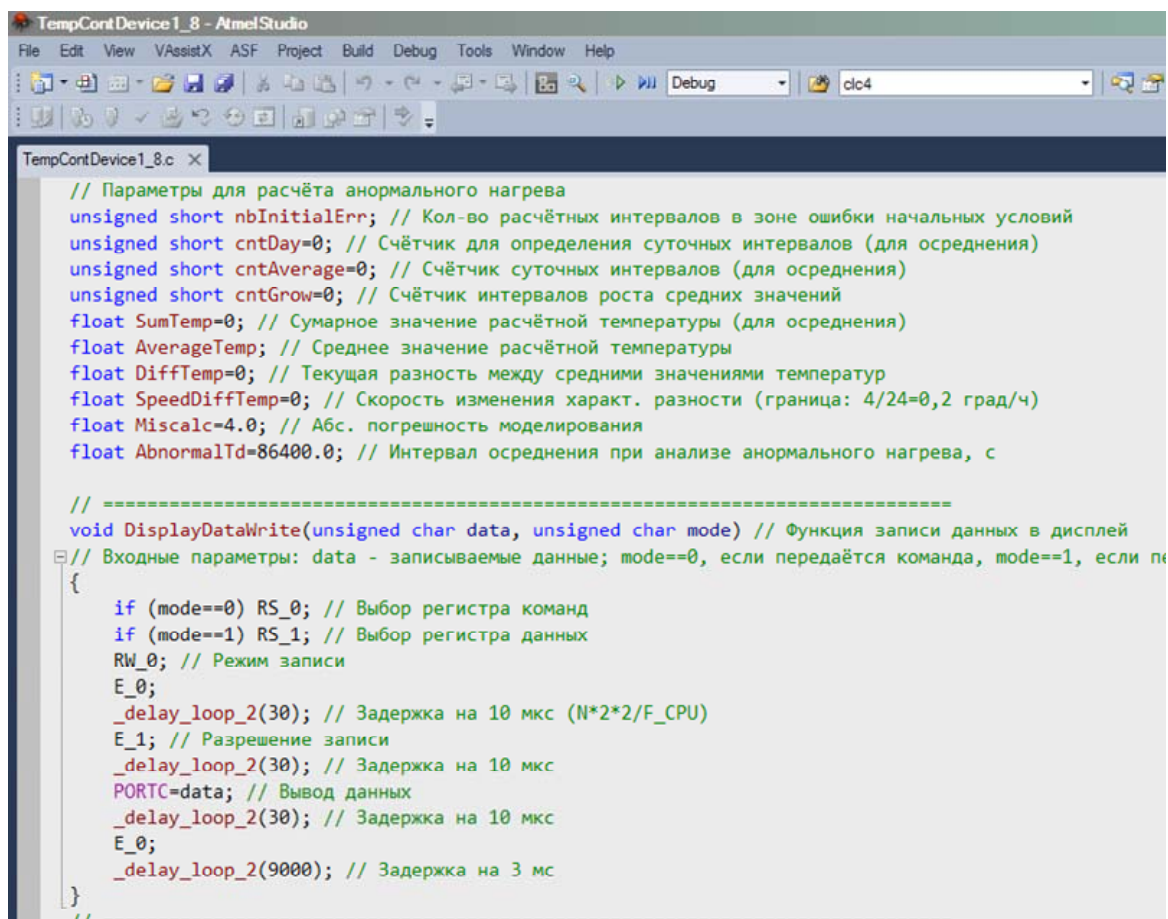
Программирование микроконтроллеров осуществляется на языках Ассемблер или «С» с помощью специальных компьютерных сред, таких как *Atmel Studio* (рис. 4.11).

После написания программы выполняется ее компиляция, т. е. перевод в двоичные коды микроконтроллера. Далее полученный файл двоичных кодов через специальный переходник, подключаемый к одному из стандартных портов компьютера, записывается в память программ микроконтроллера.

**EEPROM ПЗУ** микроконтроллера – это энергонезависимая **память данных**, где хранится наиболее ответственная информация, которая не должна быть потеряна после выключения питания. К такой информации относятся коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов, уставки, настройки пользователя и т. д.

Для хранения результатов текущих измерений и промежуточных расчетов в микроконтроллере используется ОЗУ.

**Таймеры-счетчики**, функционирующие независимо от центрального процессора микроконтроллера, позволяют формировать выдержки времени и сигналы требуемой формы. В частности, микроконтроллером могут быть сформированы ШИМ-сигналы, т. е. сигналы с широтно-импульсной модуляцией, применяющиеся в силовых инверторах и преобразователях частоты.



```
// Параметры для расчёта аномального нагрева
unsigned short nbInitialErr; // Кол-во расчётных интервалов в зоне ошибки начальных условий
unsigned short cntDay=0; // Счётчик для определения суточных интервалов (для осреднения)
unsigned short cntAverage=0; // Счётчик суточных интервалов (для осреднения)
unsigned short cntGrow=0; // Счётчик интервалов роста средних значений
float SumTemp=0; // Суммарное значение расчётной температуры (для осреднения)
float AverageTemp; // Среднее значение расчётной температуры
float DiffTemp=0; // Текущая разность между средними значениями температур
float SpeedDiffTemp=0; // Скорость изменения характ. разности (граница: 4/24=0,2 град/ч)
float Miscalc=4.0; // Абс. погрешность моделирования
float AbnormalTd=86400.0; // Интервал осреднения при анализе аномального нагрева, с

// =====
void DisplayDataWrite(unsigned char data, unsigned char mode) // Функция записи данных в дисплей
// Входные параметры: data - записываемые данные; mode==0, если передаётся команда, mode==1, если п
{
    if (mode==0) RS_0; // Выбор регистра команд
    if (mode==1) RS_1; // Выбор регистра данных
    RW_0; // Режим записи
    E_0;
    _delay_loop_2(30); // Задержка на 10 мкс (N*2*2/F_CPU)
    E_1; // Разрешение записи
    _delay_loop_2(30); // Задержка на 10 мкс
    PORTC=data; // Вывод данных
    _delay_loop_2(30); // Задержка на 10 мкс
    E_0;
    _delay_loop_2(9000); // Задержка на 3 мс
}
// =====
```

Рис. 4.11. Фрагмент программы на языке «С» для микроконтроллера в пакете *Atmel Studio*

**Сторожевой таймер** – это двоичный счетчик, который автоматически ведет подсчет двоичного кода. Программа микроконтроллера должна периодически сбрасывать этот таймер, не позволяя ему досчитать до конца. В случае сбоя в программе сторожевой таймер досчитывает до конца и выдает сигнал на перезагрузку микроконтроллера. Таким образом реализуется защита от сбоев, вызванных, например, электромагнитными помехами, воздействующими на прибор.

# ГЛАВА 5

## ИНТЕРФЕЙСЫ СВЯЗИ

### 5.1. Классификация интерфейсов связи

**Интерфейс связи** – это совокупность аппаратных и программных средств, обеспечивающих обмен данными между микропроцессорными устройствами.

Практически все современные микропроцессорные устройства для нужд энергетики оснащаются интерфейсными входами-выходами для подключения к компьютеру или к информационной сети.

По характеру линий связи интерфейсы связи бывают проводные и беспроводные.

**Проводные интерфейсы** используют различные виды сигнальных кабелей, волоконно-оптические кабели или непосредственно линии электропередачи. В энергетике применяют все эти виды линий связи.

**Беспроводные интерфейсы** выполняют на основе радиосвязи или инфракрасного излучения. В энергетике используют только радиосвязь.

По способу передачи бывают параллельные и последовательные интерфейсы связи.

В **параллельных интерфейсах** каждый бит двоичного кода передается по отдельной линии. Это повышает скорость передачи данных, но снижает дальность передачи. Параллельные интерфейсы сейчас используются только внутри приборов. Как интерфейсы связи для нужд энергетики применяются только последовательные интерфейсы.

В **последовательных интерфейсах** данные передаются по одной или нескольким линиям с разделением во времени. Последовательные интерфейсы, в свою очередь, бывают синхронные и асинхронные.

В **синхронных интерфейсах** используются дополнительные линии, по которым передаются импульсы синхронизации, частота которых равна частоте передаваемых по отдельной линии бит данных. Такие интерфейсы применяют только внутри приборов (интерфейс *SPI* в микроконтроллерах). Как интерфейсы связи для нужд энергетики на сегодняшний день используют только асинхронные интерфейсы.

В **асинхронных интерфейсах** импульсы синхронизации передаются по той же линии, что и биты данных с разделением во време-

ни. Эти интерфейсы позволяют передавать данные на значительные расстояния, поэтому применяются для обмена данными между удаленными устройствами. К таким интерфейсам относятся *RS232*, *RS485*, *Ethernet* и другие промышленные интерфейсы для нужд энергетики.

По направлению передачи бывают симплексные, полудуплексные и дуплексные интерфейсы связи.

В **симплексных интерфейсах** обмен данными осуществляется только в одну сторону от передатчика к приемнику.

В **полудуплексных интерфейсах** обмен данными может происходить в обе стороны, но не одновременно и по общей линии связи.

В **дуплексных интерфейсах** обмен данными идет одновременно в обе стороны по отдельным линиям.

## 5.2. Конструкции линий проводных интерфейсов связи

В проводных интерфейсах могут использоваться электрические коаксиальные сигнальные кабели, волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) или линии электропередачи.

В качестве электрических коаксиальных сигнальных кабелей применяют кабели связи, высокочастотные кабели на основе витых пар.

**Кабели связи** предназначены для линий межстанционной и абонентской связи с системами передачи с временным делением каналов и импульсно-кодовой модуляцией со скоростью передачи до 2048 Кбит/с при напряжении дистанционного питания до 500 В постоянного тока. Внешний вид многожильного кабеля типа КСППБ показан на рис. 5.1.



Рис. 5.1. Кабель связи типа КСППБ

Обозначение КСППБ расшифровывается: кабель местной связи высокочастотный с медными жилами, с полиэтиленовой изоляцией, бронированный стальной гофрированной лентой и в полиэтиленовой оболочке.



**Высокочастотные кабели** предназначены для обеспечения работы цифровых интерфейсов связи в частотном диапазоне до 100 МГц при рабочем переменном напряжении не более 145 В.

Внешний вид многожильного кабеля типа КСВППэ показан на рис. 5.2.

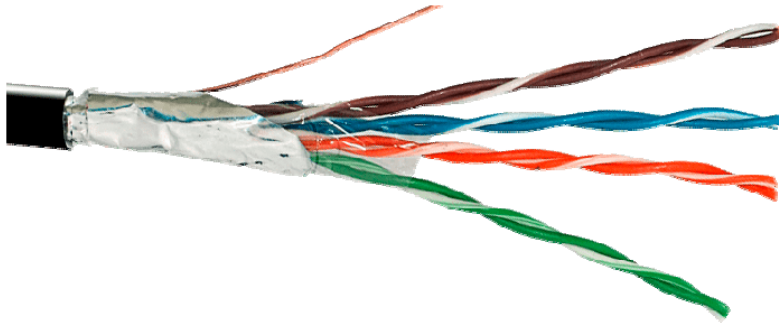


Рис. 5.2. Сигнальный кабель типа КСВППэ

Обозначение КСВППэ расшифровывается: кабель структурированный высокочастотный с полиэтиленовой изоляцией жил, с экраном из алюмополимерной ленты, в оболочке из полиэтилена.

Основным параметром высокочастотных кабелей является **волновое сопротивление**, характеризующее кабель как длинную линию. Значение этого сопротивления составляет, как правило, 50, 75 или 100 Ом.

В большинстве высокочастотных интерфейсных кабелей используют конструкции из двух свитых между собой изолированных проводников. Такая конструкция называется **витая пара**. Так, кабель типа КСВППэ может иметь четыре витые пары с разным шагом свивки (рис. 5.2).

Витая пара позволяет существенно сократить уровень электромагнитной помехи, проникшей в кабель, если приемник, к которому подключен этот кабель, имеет дифференциальный вход, т. е. реагирует на разность потенциалов. Такая система работает следующим образом. В каждом полувитке витой пары индуцируется ЭДС помехи  $E_{\text{п}}$  от внешнего поля помехи (рис. 5.3). Эти ЭДС складываются с ЭДС передаваемых по линии сигналов  $U_1$  и  $U_2$ . На стороне приемника дифференциальный усилитель реагирует на разность потенциалов:

$$\Delta U = U_1 + E_{\text{п}} - (U_2 + E_{\text{п}}) = U_1 - U_2. \quad (5.1)$$

Таким образом, ЭДС помехи вычитается на входе приемника.

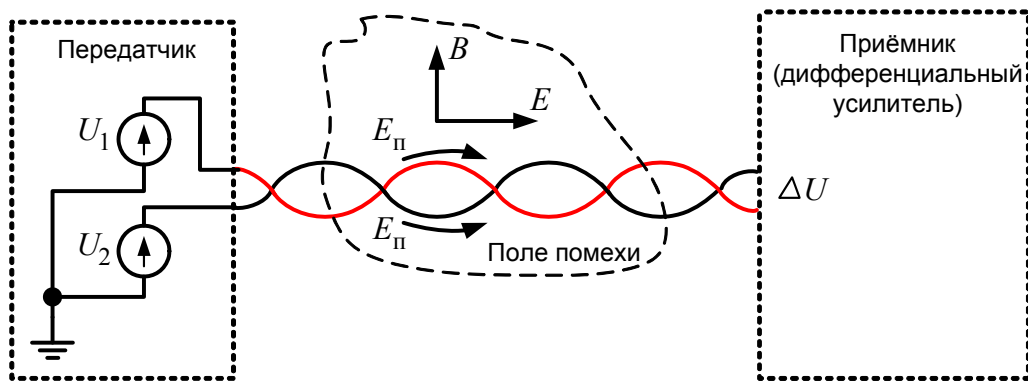


Рис. 5.3. Наведение ЭДС помехи в витой паре

Витые пары позволяют передавать данные со скоростью до 1000 Мбит/с. Дальность передачи на низких скоростях – до 2000 м.

Несмотря на существенную компенсацию электромагнитных помех в витых парах и наличие электромагнитных экранов, проводниковые интерфейсные кабели тем не менее чувствительны к помехам. Это их основной недостаток.

Более совершенным средством для передачи данных посредством проводных интерфейсов по сравнению с проводниковыми кабелями являются ВОЛС.

**Оптическое волокно** – это гибкая тонкая нить на основе кварцевого неорганического или органического стекла с особыми параметрами прозрачности и оптического преломления, покрытая специальным отражающим слоем.

Принцип передачи сигнала через оптическое волокно продемонстрирован на рис. 5.4.

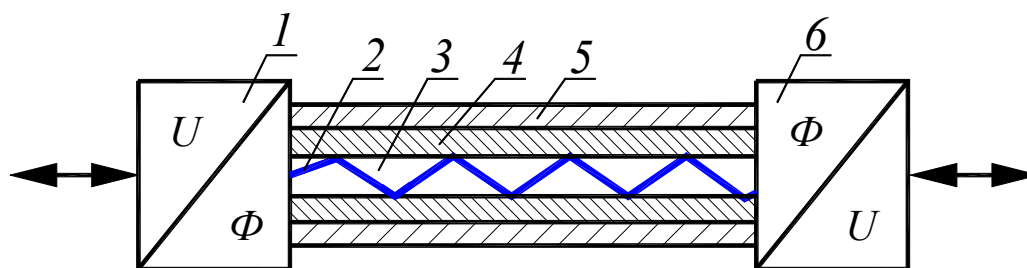


Рис. 5.4. Система передачи сигнала через оптическое волокно:

- 1 – преобразователь «напряжение – лазерный луч»;
- 2 – лазерный луч; 3 – проводящий слой; 4 – отражающий слой; 5 – защитное покрытие; 6 – преобразователь «лазерный луч – напряжение»

Входное напряжение подается на полупроводниковый формирователь 1 лазерного луча 2 с длиной волны около 1500 нм (инфракрасный диапазон). Этот луч попадает в проводящий канал 3 оптического волокна и затем многократно отражается от дополнительного оптического слоя 4. Так как проводящий канал 3 имеет несколько более высокий показатель преломления, чем слой 4, то луч отражается практически полностью без заметных потерь. Затухание начинает сказываться только на расстояниях более 1 км. Диаметр проводящего канала 3 составляет около 5 мкм. Оптическое волокно дополнительно покрывают защитным слоем 5.

В конце линии луч попадает на фотоприемник 6, преобразующий оптическое излучение в напряжение. Такое оптическое волокно называется **одномодовым**. Скорость передачи данных может достигать 2,5 Гбит/с. Дальность передачи – до 40 км.

Существуют оптические волокна, по которым можно передавать одновременно несколько лучей (мод) с некоторым запаздыванием один относительно другого. Такое оптическое волокно называется **многомодовым**.

Для монтажа информационных сетей на основе оптических волокон используются волоконно-оптические кабели, оптические муфты, ответвители, усилители и другие устройства.

Один из вариантов конструкции волоконно-оптического кабеля показан на рис. 5.5.

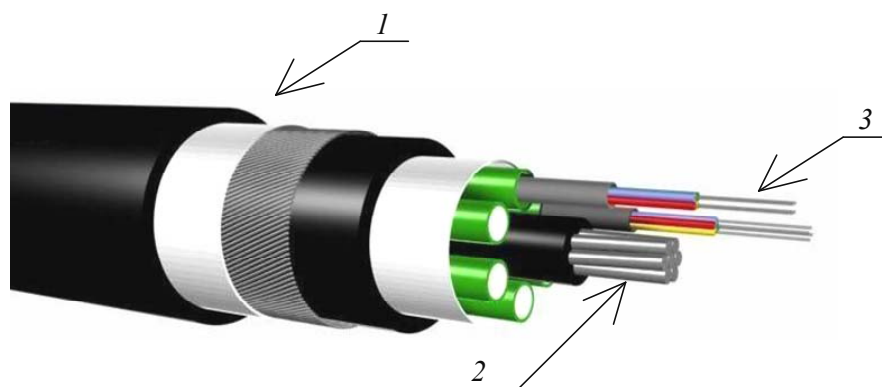


Рис. 5.5. Конструкция волоконно-оптического кабеля:  
1 – защитные оболочки; 2 – центральный силовой элемент;  
3 – оптические волокна

Кабель состоит из различных защитных оболочек 1, центральной стальной жилы 2 и оптических волокон 3. Стальная жила предназначена для несения механической нагрузки, защитные оболочки изо-

лируют волокна от окружающей среды. Количество оптических волокон в кабеле может достигать нескольких десятков.

Главное достоинство ВОЛС – крайне слабое взаимодействие лазерных лучей в оптических волокнах с внешними электромагнитными помехами. Поэтому на сегодняшний день ВОЛС – это наиболее скоростные и помехоустойчивые из всех видов линий связи. Их основной недостаток – высокая стоимость. Тем не менее ВОЛС являются основными линиями связи для организации технологии «Цифровая подстанция», а также для обеспечения работы информационной сети в современных диспетчерских пунктах.

### 5.3. Принципы работы беспроводных интерфейсов связи

Из беспроводных интерфейсов связи в энергетике применяется радиосвязь трех типов: радиорелейная связь, сотовая радиосвязь и спутниковая радиосвязь.

Обязательными аппаратными средствами при всех видах радиосвязи являются приемо-передающие антенны и **радиомодемы** – устройства, осуществляющие модуляцию и демодуляцию радиосигналов (рис. 5.6).

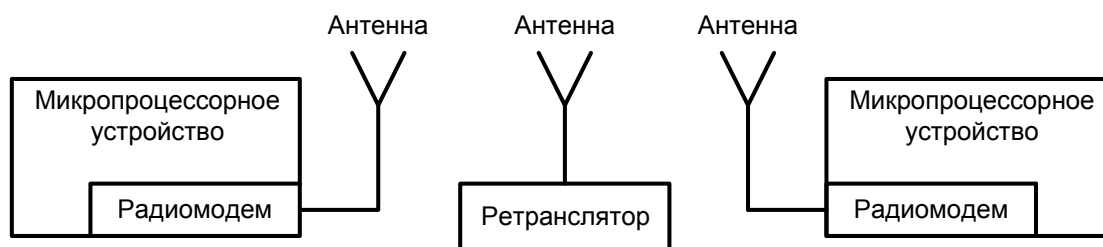


Рис. 5.6. Система радиосвязи

Передаваемый сигнал модулирует, т. е. изменяет параметры высокочастотного сигнала синусоидальной формы, который называют несущим. Чаще всего используют частотную или фазовую модуляции несущего сигнала.

Принцип **частотной модуляции** при цифровой связи (путем передачи логических нулей и единиц) можно записать в виде формулы

$$U(t) = U_m \sin(2\pi(f_H \pm \Delta f)t), \quad \Delta f \ll f_H, \quad (5.2)$$

где  $f_H$  – частота несущего сигнала;  $\Delta f$  – девиация, т. е. изменение частоты при передаче логических нулей и единиц.

Частотная модуляция условно изображена на рис. 5.7.

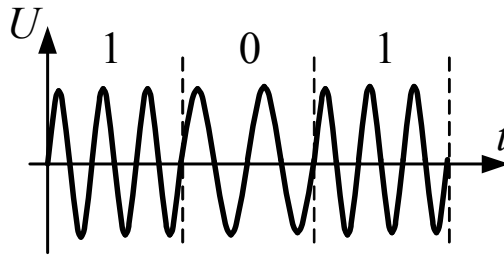


Рис. 5.7. Частотная модуляция сигнала

В зависимости от значения  $f_n$  существуют различные диапазоны радиосвязи (табл. 5.1).

Таблица 5.1

#### Диапазоны радиосвязи

$f_n$	Диапазон
150–450 кГц	Длинные волны (ДВ)
500–1600 кГц	Средние волны (СВ)
3–30 МГц	Короткие волны (КВ)
30–300 МГц	Ультракороткие волны (УКВ)
300 МГц–3 ГГц	Высокие частоты (ВЧ)
3–30 ГГц	Сверхвысокие частоты (СВЧ)

Диапазон УКВ используется в **радиорелейной связи**. Сигналы этого и более высоких диапазонов надежно распространяются в зоне прямой видимости. Поэтому из-за естественного уклона земной поверхности и изменяющегося рельефа местности для увеличения дальности передачи устанавливают **ретрансляторы** – приемо-передающие антенны, монтируемые на мачтах требуемой высоты (рис. 5.6 и 5.8).

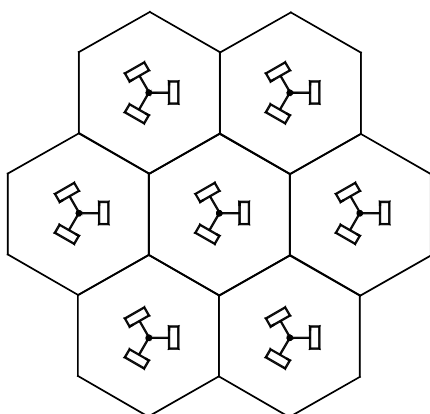
Радиорелейная связь применяется для организации элементов системы телемеханики в электрических сетях. Скорость передачи данных может достигать 1 Мбит/с. Дальность передачи – до 1000 км.

Основной недостаток радиорелейной связи – необходимость сооружать систему ретрансляторов для организации новых каналов связи.



Рис. 5.8. Ретранслятор для радиорелейной связи

Диапазон высоких частот используется в **сотовой связи**, являющейся усовершенствованной радиорелейной связью. При этом виде связи устанавливается разветвленная сеть из ретрансляторов, условные границы между которыми образуют на ровном рельефе правильные шестиугольники, напоминающие пчелиные соты (рис. 5.9, а).



а)



б)

Рис. 5.9. Система сотовой связи:

а – расположение ретрансляторов; б – внешний вид базовой станции

Для нужд отечественной энергетики на сегодняшний день применяется основной стандарт сотовой связи типа *GSM* (*Global System for Mobile communications* – глобальная система мобильной связи) в совокупности с подстандартом *GPRS* (*General Packet Radio Service* – пакетная радиосвязь общего пользования).

В стандарте *GSM + GPRS* данные от разных абонентов передаются пакетами с разделением этих пакетов во времени при частоте несущего сигнала от 890 до 960 МГц. Скорость передачи данных может достигать до 80 Кбит/с. Стандарт *GSM + GPRS* поддерживает не только голосовую связь для сотовых телефонов, но и передачу данных для промышленных устройств, в том числе для устройств сферы энергетики.

В промышленных устройствах, работающих с сотовой связью, как и в мобильных телефонах, требуется установка *SIM*-карты (*Subscriber Identification Module* – модуль идентификации абонента), на которой записан номер абонента.

Структурная схема сотовой связи для стандарта *GSM + GPRS* приведена на рис. 5.10.

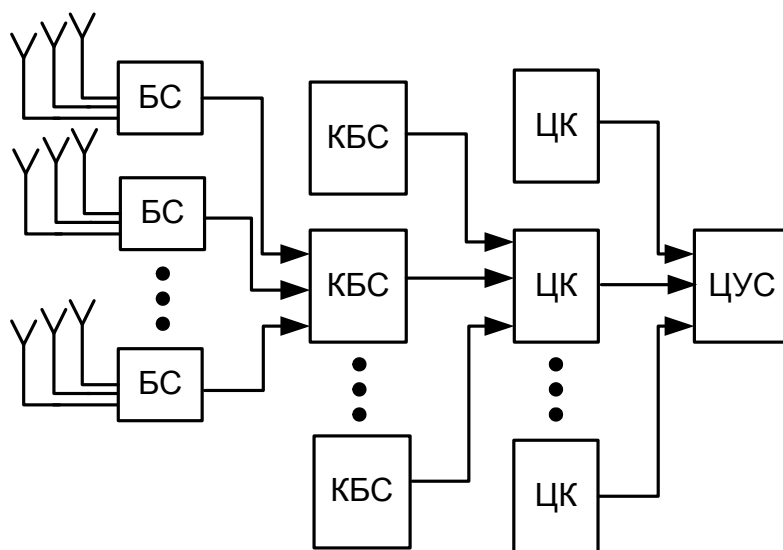


Рис. 5.10. Структурная схема сотовой системы связи:

БС – базовая станция; КБС – контроллер базовых станций;

ЦК – центр коммутаций; ЦУС – центр управления сотовой связью

В центре каждой соты находится базовая станция БС – ретранслятор с тремя блоками антенн направленного действия, расположенными под углом  $120^\circ$  (рис. 5.9). Сигналы от каждой базовой станции с помощью отдельных антенн радиорелейной связи передаются на

контроллеры базовых станций КБС, выполняющие функции сетевых концентраторов. Далее с помощью радиорелейной связи или волоконно-оптических линий связи осуществляется передача информации на более высокие уровни информационной сети – к центрам коммутаций ЦК и центру управления сотовой связью ЦУС, где происходит окончательная обработка данных, которыми обмениваются абоненты.

Стандарт *GSM + GPRS* относится к поколению *2,5G*. Перспективным для задач энергетики является применение современных скоростных широкополосных систем сотовой связи поколений *4G* и *5G*.

Основное достоинство сотовой связи – ее широкое распространение и, соответственно, отсутствие необходимости сооружения дополнительных ретрансляторов для увеличения дальности передачи. Недостатками применения сотовой связи в энергетике являются зависимость скорости обмена данными от уровня загруженности сети, а также необходимость выполнять условия договора с сотовым оператором.

На сегодняшний день в энергосистеме Республики Беларусь сотовая связь применяется в системах АСКУЭ, а также для дистанционного управления некоторыми устройствами, такими как реклоузеры.

**Спутниковая связь** использует диапазон СВЧ (табл. 5.1) и применяется для коммутации современных систем релейной защиты, автоматики и телемеханики с системами глобального позиционирования *GPS (Global Positioning System* – система глобального позиционирования) и ГЛОНАСС (глобальная навигационная спутниковая система).

Системы *GPS* и ГЛОНАСС на основе сигналов, передаваемых геостационарными орбитальными спутниками на землю, позволяют определять точные координаты объектов энергетики, а также получать сигналы точного времени, необходимые для синхронизации различных устройств, работающих в единой информационной сети.

Аппаратно-программные комплексы, применяющиеся для нужд энергетики и использующие системы *GPS* и ГЛОНАСС, называются **геоинформационными системами**.

Главное достоинство применения радиосвязи для задач энергетики заключается в отсутствии необходимости сооружения проводных линий связи, что существенно удешевляет организацию информационной сети. Вместе с тем радиосвязь имеет и существенный недостаток – значительную чувствительность к электромагнитным помехам. В современных радиоинтерфейсах как в радиорелейной свя-



зи, так и в сотовой радиосвязи применяется помехозащищенное кодирование данных, значительно снижающее вероятность сбоев при обмене данными. Однако радиointерфейсы пока еще уступают в помехозащищенности проводным интерфейсам связи.

## 5.4. Интерфейс связи ИРПС

В системах РЗА, телемеханики и АСКУЭ крайне важной является задача передачи измеренных величин на некоторое расстояние. Один из способов – использование интерфейса связи типа «токовая петля», или ИРПС – интерфейс радиальный последовательный.

Бывают аналоговый и импульсный ИРПС.

**Аналоговый ИРПС** применяется в измерительных преобразователях с унифицированным токовым выходом, т. е. выходом таких устройств является источник постоянного тока с номинальным значением 5 или 20 мА. Этот выход называют телеметрическим. Схема соединения устройств посредством аналогового ИРПС приведена на рис. 5.11.

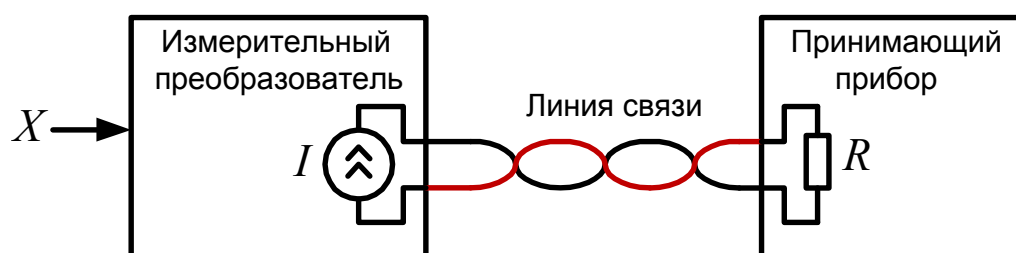


Рис. 5.11. Функциональная схема интерфейса связи ИРПС

Измеряемая электрическая или неэлектрическая величина  $X$  преобразуется в пропорциональный ток  $I$  в соответствии с формулой

$$I = AX + B, \quad (5.3)$$

где  $A, B$  – масштабирующие коэффициенты.

Линия связи представляет собой витую пару, что сделано для обеспечения помехозащищенности. На стороне принимающего прибора подключается нагрузочное сопротивление  $R$  требуемого номинального значения и дифференциальный усилитель.

В системах РЗА и телемеханики применяют измерительные преобразователи напряжения, тока, частоты, мощности, температуры и других величин. На рис. 5.12 показан внешний вид измерительного преобразователя Е848М/1.



Рис. 5.12. Измерительный преобразователь E848M/1

E848M/1 – это измерительный преобразователь активной мощности трехфазного тока. Он подключается к трехфазной сети со стороны вторичных обмоток измерительных трансформаторов с номинальными параметрами 100 В и 5 А по методу трех ваттметров. В результате формируется выходной постоянный ток в соответствии с формулой

$$I = 5,77 \cdot 10^{-3} (U_A I_A + U_B I_B + U_C I_C). \quad (5.4)$$

В импульсном ИРПС по линии связи передаются импульсы тока, период следования которых пропорционален измеряемой величине (рис. 5.13).

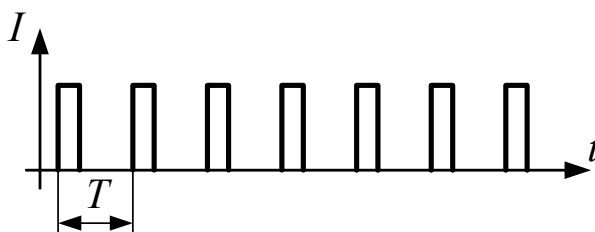


Рис. 5.13. Сигнал импульсного ИРПС

В основном импульсный ИРПС используют в счетчиках электроэнергии для их объединения в простейшую систему АСКУЭ. Импульсными выходами оснащено подавляющее большинство отечественных микропроцессорных счетчиков электроэнергии.

## 5.5. Интерфейс связи RS-232

**RS-232** – это дуплексный асинхронный последовательный интерфейс связи, предназначенный для обмена данными микропроцессорных устройств с компьютером через *COM*-порт. Максимальная скорость обмена данными составляет 125000 бит/с, дальность передачи – до 200 м (при минимальных скоростях обмена).

Наиболее распространенная схема соединений *RS-232* и стандартный разъем показаны на рис. 5.14.

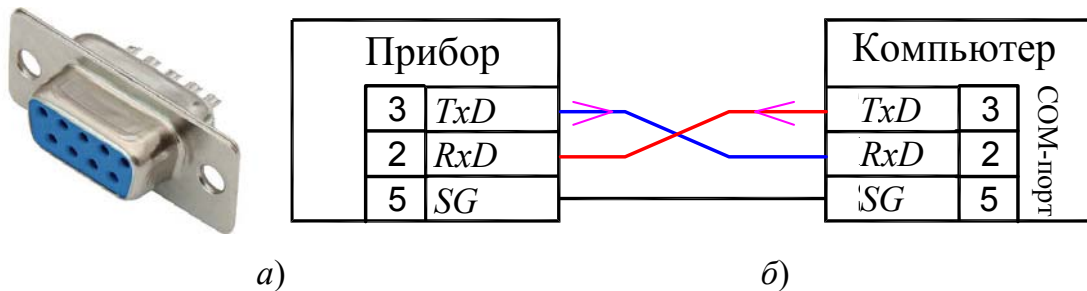


Рис. 5.14. Соединения в интерфейсе *RS-232*:

*a* – стандартный разъем; *б* – схема соединений:

*TxD* – выход данных; *RxD* – вход данных; *SG* – общий провод

Сигналы *RS-232* имеют следующие уровни: +12 В – логический ноль; –12 В – логическая единица. Передаваемые логические уровни включают биты данных и биты синхронизации. На рис. 5.15 приведена диаграмма одного кадра, т. е. элементарного пакета данных *RS-232*.

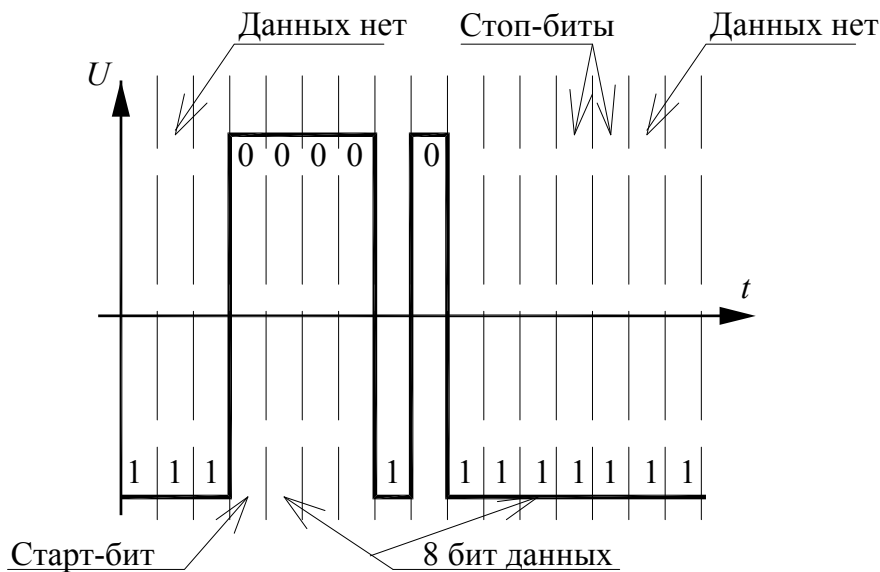


Рис. 5.15. Диаграмма работы интерфейса *RS-232*

Обмен данными оба устройства должны вести с одинаковой частотой. Начало приема или передачи данных соответствует моменту появления старт-бита. Затем передаются 8 бит данных и стоп-биты. Таким образом осуществляется синхронизация обмена данными.

*RS-232* – это профессиональный помехоустойчивый интерфейс связи, применяемый в энергетике для стационарного или временного соединения различных устройств с компьютером.

## 5.6. Интерфейс связи *RS-485*

*RS-485* – это асинхронный последовательный интерфейс связи, предназначенный для обмена данными между микропроцессорными устройствами и для объединения этих устройств в магистральную сеть посредством кабеля «витая пара». Максимальная скорость обмена данными составляет 10 Мбит/с, дальность передачи – до 1200 м (при минимальных скоростях обмена).

Для симплексного или полудуплексного обмена данными по интерфейсу *RS-485* требуется только одна витая пара. Схема соединений *RS-485* показана на рис. 5.16.

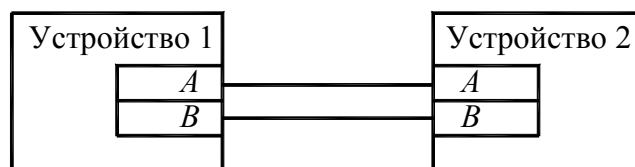


Рис. 5.16. Схема соединений интерфейса *RS-485*

Интерфейс *RS-485* имеет две линии – *A* и *B*. По ним передаются одни и те же данные, но в инверсной форме один по отношению к другому. На рис. 5.17 приведены диаграммы работы *RS-485*.

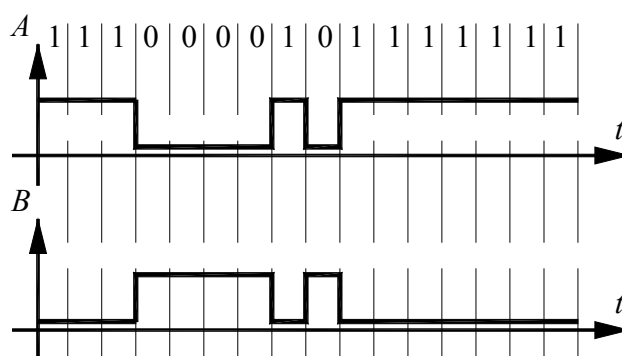


Рис. 5.17. Диаграммы работы интерфейса *RS-485*

Приемное устройство определяет разность потенциалов между линиями *A* и *B*. Если эта разность более 0,2 В, то принимается логическая единица, а если разность меньше –0,2 В, то принимается логический ноль. Диапазон между +0,2 В и –0,2 В считается зоной недостоверности и данные признаются ошибочными.

Интерфейс *RS-485* позволяет объединять устройства в магистральную сеть, как показано на рис. 5.18.

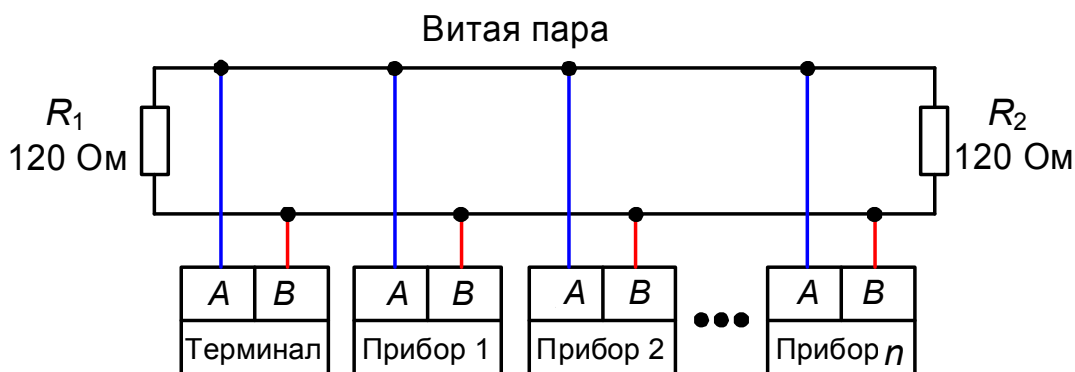


Рис. 5.18. Объединение приборов в магистральную сеть *RS-485*

Общая магистраль реализуется посредством витой пары, к концам которой для дополнительной защиты от помех и согласования с волновым сопротивлением линии подключают так называемые терминальные резисторы сопротивлением около 120 Ом.

Все устройства магистральной сети работают по принципу «все ведомые – один ведущий». В каждый момент времени на магистраль в режиме передачи работает только одно устройство, а остальные устройства принимают данные. Затем передающее устройство переходит в режим приема, а одно из принимающих становится передатчиком. Так реализуется полудуплексный обмен данными в сети.

Монтируется магистральная сеть с помощью специальных переходников-разветвителей, устанавливаемых в каждом узле сети.

Обмен данными между устройствами осуществляется в определенной последовательности, которая называется **протоколом**.

Для промышленных устройств, как правило, используют протокол **MODBUS RTU**. Формат кадра в этом протоколе включает участки двоичного кода, соответствующие необходимым действиям (рис. 5.19).

Вначале терминальное (ведущее) устройство транслирует в линию 8 бит адреса устройства-получателя, затем 8 бит кода операции, сообщающие устройству-получателю необходимую команду или тип передачи. После этого могут передаваться дополнительные данные,

содержащие, например, значения величин для настройки устройства-получателя или диапазон адресов памяти для чтения данных. В конце передается 8 бит контрольной суммы всех переданных данных для проверки отсутствия потери этих данных в процессе передачи. По окончании передачи терминальное устройство переходит в режим приема. После этого то устройство, чей адрес был передан в линию, переходит в режим передатчика и транслирует в линию те данные, которые были запрошены терминальным устройством в соответствии с тем же форматом кадра (рис. 5.19).

Адрес устройства (1 байт)	Код операции (1 байт)	Данные (0–255 байт)	Контрольная сумма (1 байт)
------------------------------	--------------------------	------------------------	-------------------------------

Рис. 5.19. Формат кадра протокола *MODBUS RTU*

Интерфейс *RS-485* в совокупности с протоколом *MODBUS RTU* применяется в системах РЗА, АСКУЭ, в телемеханике и диспетчерских пунктах.

## 5.7. Интерфейс связи *CAN*

*CAN* (*Controller Area Network* – сеть контроллеров) – это усовершенствованный интерфейс *RS-485*, предназначенный для обмена данными в магистральной информационной сети по проводным витым парам или по волоконно-оптическим кабелям. Схемы подключения *CAN* такие же, как в *RS-485* (см. рис. 5.17 и 5.18). Основное отличие интерфейса *CAN* от интерфейса *RS-485* заключается в установке приоритета логических нулей (доминантные биты) над логическими единицами (рецессивные биты) и усложненном формате кадра.

В интерфейсе *CAN* есть четыре вида кадров обмена данными:

- кадр данных;
- кадр удаленного запроса;
- кадр перегрузки;
- кадр ошибки.

Простейшая форма кадра данных показана на рис. 5.20.

Интерфейс *CAN* позволяет передавать данные на 40 м при скорости обмена 1 Мбит/с и на 5000 м при скорости 10 Кбит/с.

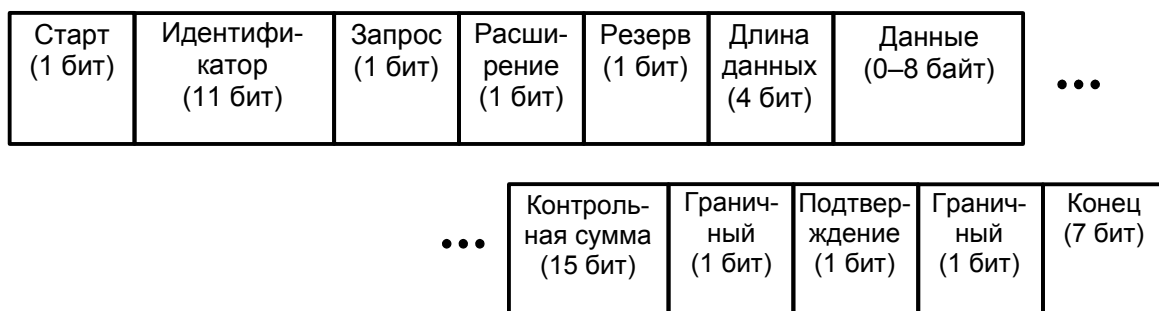


Рис. 5.20. Формат кадра данных интерфейса CAN

Исторически этот интерфейс применялся в автомобильной технике. В последние годы его используют и для задач энергетики как альтернативу интерфейсу RS-485.

## 5.8. Интерфейс связи Ethernet

**Ethernet** (читается «изернет») – это асинхронный последовательный интерфейс связи, предназначенный для создания радиально-магистральных информационных сетей из микропроцессорных устройств.

*Ethernet* представляет собой усовершенствованный интерфейс RS-485 и использует передачу данных по витым парам или по волоконно-оптическим линиям связи. Основные разновидности и характеристики интерфейса *Ethernet* приведены в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Разновидности и характеристики интерфейса Ethernet

Тип Ethernet	Скорость передачи	Линия связи	Длина одного сегмента
10BASE-T	10 Мбит/с	Две витые пары	До 100 м
10BASE-F	10 Мбит/с	Одномодовое оптоволокно	До 2 км
100BASE-T (Fast Ethernet)	100 Мбит/с	Две витые пары	100 м
100BASE-FX (Fast Ethernet)	100 Мбит/с	Одномодовое оптоволокно	До 10 км
1000BASE-T (Gigabit Ethernet)	1 Гбит/с	Четыре витые пары	100 м
1000BASE-LX (Gigabit Ethernet)	1 Гбит/с	Одномодовое оптоволокно	До 5 км

Для задач энергетики используют в основном стандарты *10BASE* и *100BASE*.

Топология сетей *Ethernet* имеет древовидную структуру и состоит из устройств, образующих сеть, и концентраторов.

**Концентратор** – это микропроцессорное устройство, предназначенное для сбора и передачи данных в локальной информационной сети.

Концентраторы *Ethernet* бывают следующих видов: маршрутизаторы, коммутаторы и повторители.

**Маршрутизатор** (*router*) – это сложный концентратор, каждый порт которого может представлять отдельную подсеть.

**Коммутатор** (*switch*) – это концентратор, выполняющий функции многопозиционного переключателя для формирования радиальных участков сети.

**Повторитель** (*hub*) – предназначен для построения магистральной части сети, транслируя сигналы, принятые по одному порту, на все остальные порты.

На рис. 5.21 приведена схема сети *Ethernet* типа «звезда».

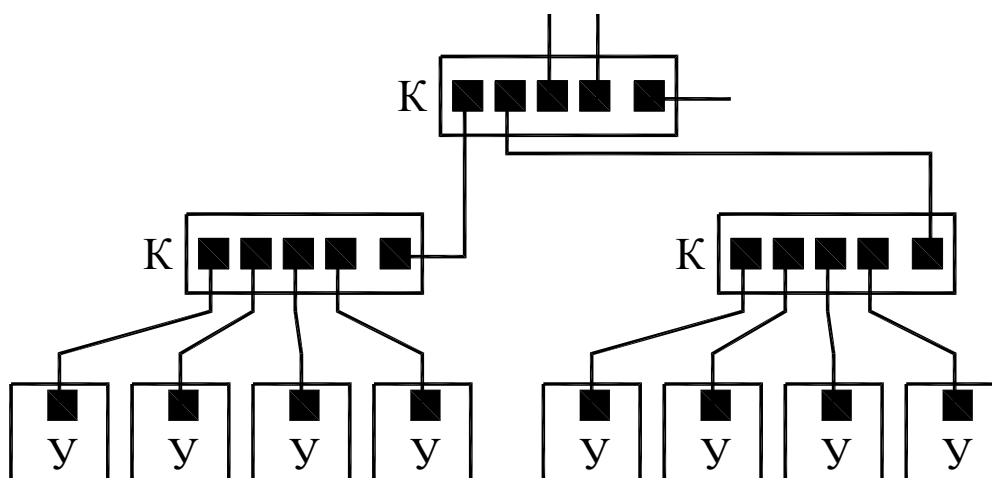


Рис. 5.21. Топология сети типа «звезда»:

У – микропроцессорные устройства; К – концентраторы

Для соединений в *Ethernet* применяют специальные разъемы на восемь контактов (рис. 5.22).





Рис. 5.22. Разъемы Ethernet:  
*a* – розетка; *б* – вилка

Схема соединений для стандартов *10BASE-T* и *100BASE-T* (две витые пары) по «прямому» кабелю при соединении устройства с концентратором приведена на рис. 5.23, *a*. При соединении устройств или концентраторов между собой используется «перекрестный» кабель (*crossover*), как показано на рис. 5.23, *б*.

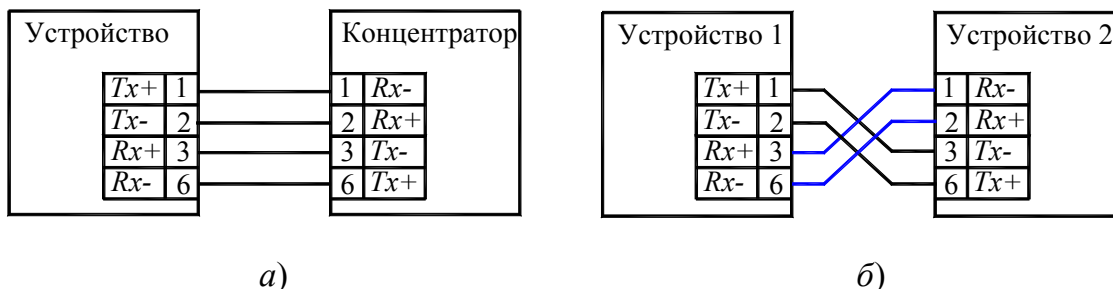


Рис. 5.23. Схемы соединений для интерфейса Ethernet:  
*a* – «прямой» кабель; *б* – «перекрестный» кабель

В процессе обмена данными каждое устройство имеет свой двоичный код адреса – *MAC* (*Media Access Control address*). Обмен данными происходит пакетами (*frame*) двоичных кодов. Упрощенная форма кадра *Ethernet* приведена на рис. 5.24.

MAC-адрес устройства-получателя (6 байт)	MAC-адрес устройства-отправителя (6 байт)	Тип передачи (2 байта)	Данные (46–1500 байт)	Контрольная сумма (4 байта)
--	---	------------------------	-----------------------	-----------------------------

Рис. 5.24. Формат кадра Ethernet

Вначале передаются 14 байт *MAC*-заголовка, включающие адреса устройства-получателя и устройства-отправителя, а также 2 байта кода, определяющего тип передачи (направление передачи, способ кодирования и т. д.). Затем передаются байты данных.

Наиболее распространенным протоколом *Ethernet* является *TCP/IP (Transmission Control Protocol/Internet Protocol)*, позволяющий осуществлять коммутацию с сетью Интернет. В этом случае в составе байт данных передаются двоичные коды маски подсети и *IP*-адрес устройства в подсети. В конце кадра передаются 4 байта контрольной суммы, вычисляемой по определенному алгоритму на основе байт переданных данных. Устройство, принявшее данные, также рассчитывает контрольную сумму и сравнивает ее с принятым значением этой суммы. Если значения не совпали, то имеется потеря отдельных битов при передаче и выдается ошибка передачи. Так осуществляется защита от влияния помех.

*Ethernet* является основным интерфейсом связи при организации технологии «Цифровая подстанция». Также его используют в современных системах РЗА, АСКУЭ и телемеханики.

## 5.9. Мультимедийные интерфейсы связи

К мультимедийным интерфейсам связи относятся все коммуникационные интерфейсы, обеспечивающие высокоскоростной обмен данными между компьютерами, смартфонами и другими устройствами преимущественно бытового назначения. Такими интерфейсами в первую очередь являются: *USB, Gigabit Ethernet, Wi-Fi, Bluetooth*, а также все стандарты широкополосной сотовой связи типа *UMTS* или *LTE*.

До недавнего времени мультимедийные интерфейсы практически не использовались для задач энергетики, так как были недостаточно надежны и слишком сложны для промышленных приборов. Однако в последние годы наметилась тенденция применения этих интерфейсов из-за повсеместного внедрения компьютерной техники и широкого распространения смартфонов.

Большинство современных компьютеров уже не имеют *COM*-порта, поэтому применение интерфейса *RS-232* вызывает затруднения. Сейчас значительно удобнее подключиться к прибору через интерфейсы *USB* или *Bluetooth*. Сам же прибор можно не оснащать дисплеем, а в качестве дисплея использовать смартфон.

Вместе с тем главными недостатками мультимедийных интерфейсов связи являются сложность их программных драйверов, что

приводит к значительной загрузке программного обеспечения прибора, а также повышенная вероятность несанкционированного доступа из-за универсальности протоколов обмена данными. Таким образом, для длительной стационарной работы на объектах энергетики мультимедийные интерфейсы пока еще не могут быть рекомендованы.

## 5.10. Технология PLC

Существует специальная технология передачи двоичных кодов через силовые линии системы электроснабжения. Эта технология называется *PLC – Power Line Communications* – обмен данными по силовым линиям.

Принцип работы *PLC* основан на генерации в линию высокочастотных составляющих, содержащих логические нули и единицы, с последующим считыванием этих составляющих на приемной стороне и декодированием логических уровней. Структурная схема аппаратной части *PLC*-модема показана на рис. 5.25.

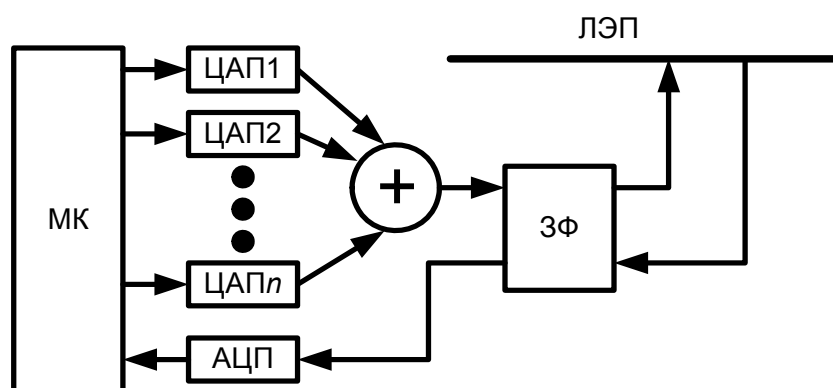


Рис. 5.25. Структурная схема аппаратной части *PLC*-модема:  
 МК – микроконтроллер; ЦАП – цифро-аналоговый преобразователь; АЦП – аналого-цифровой преобразователь;  
 3Ф – заграждающий фильтр; ЛЭП – линия электропередачи

Для передачи данных в линию микроконтроллер на уровне двоичных кодов формирует несколько десятков синусоидальных сигналов с частотами от 1 до 50 МГц. Эти сигналы с помощью цифро-аналогового преобразователя (ЦАП) преобразуются в аналоговую форму и складываются в аналоговом сумматоре, образуя сложный высокочастотный несинусоидальный сигнал, который через специальный заграждающий фильтр генерируется в линию. Фильтр выполняет функцию разделителя напряжений на частоте 50 Гц и частотах передаваемых сигналов.

На приемной стороне заграждающий фильтр выделяет высокочастотную составляющую, которая затем преобразуется с помощью АЦП в последовательность двоичных кодов. Далее полученный сигнал раскладывается программным обеспечением микроконтроллера на гармонические составляющие, из которых затем выделяются переданные логические уровни.

Для передачи логических уровней с помощью синусоидальных сигналов в *PLC* применяется **фазовая манипуляция** (рис. 5.26).

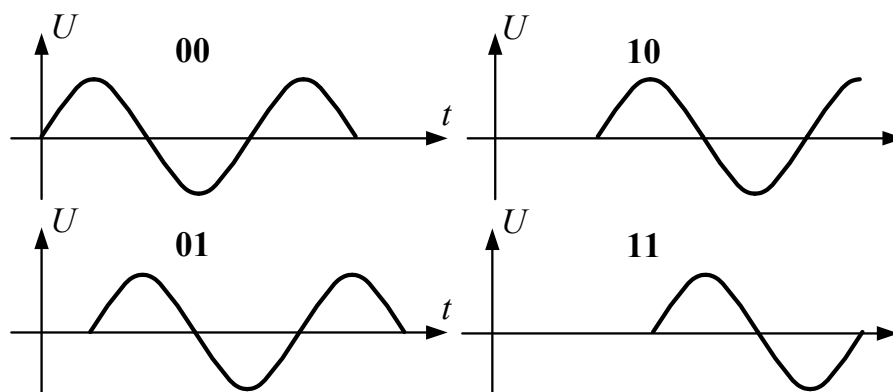


Рис. 5.26. Кодирование с помощью фазовой манипуляции

При фазовой манипуляции каждая синусоида кодирует два бита информации в зависимости от значения фазового сдвига  $\varphi$  (табл. 5.3).

Таблица 5.3

**Связь фазового сдвига синусоиды и передаваемых бит**

$\varphi, ^\circ\text{C}$	Последовательность
0	00
90	01
180	10
270	11

Основная область применения технологии *PLC* – современные системы АСКУЭ на стороне потребителей электроэнергии. В таких системах счетчики электроэнергии, оснащенные *PLC*, по низковольтным электрическим сетям обмениваются данными с концентраторами, установленными на трансформаторных подстанциях.

В последние годы появляются разработки *PLC*-модемов для высоковольтных распределительных сетей напряжением от 6 до 35 кВ. В перспективе технология *PLC* может быть использована как составляющая системы телемеханики в энергосистемах.

# ГЛАВА 6

## ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ ДЛЯ НУЖД ЭНЕРГЕТИКИ

### 6.1. Мультиметры

**Мультиметр** – это измерительный прибор, осуществляющий измерение трех и более величин. В большинстве случаев к этим величинам относятся напряжение ток и сопротивление. Однако существуют и специальные мультиметры, не выполняющие, например, измерение сопротивления.

Для нужд энергетики используют два вида мультиметров: микроэлектронные и микропроцессорные (см. главу 1). Первые не содержат микропроцессорной системы, а вторые функционируют на основе микроконтроллера. Эта разница влияет в первую очередь на точность измерения переменных напряжений и токов.

#### 6.1.1. Микроэлектронные мультиметры

Обобщенная структурная схема микроэлектронного мультиметра показана на рис. 6.1.

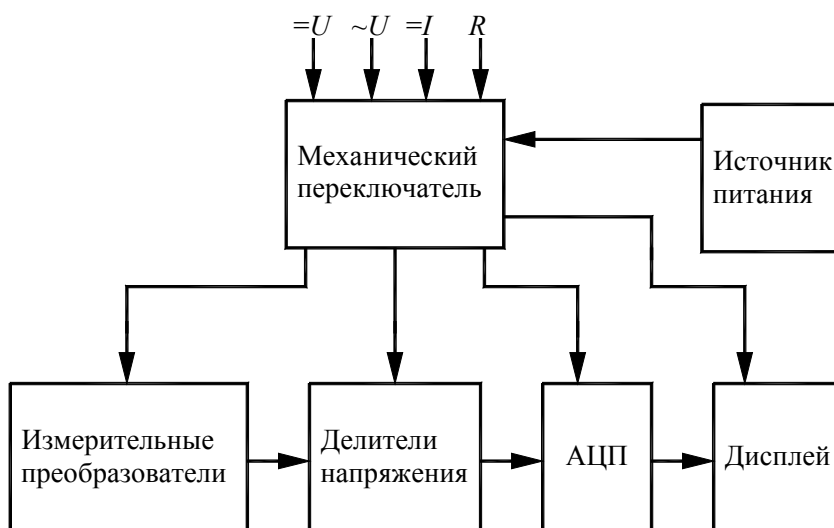


Рис. 6.1. Обобщенная структурная схема микроэлектронного мультиметра

Основным управляющим элементом такого мультиметра является механический переключатель поворотного типа с большим количеством контактов (рис. 6.2).

При переводе контактов этого переключателя задействуется требуемая конфигурация схемы.



Рис. 6.2. Механический переключатель микроэлектронного мультиметра

Главный электронный элемент микроэлектронного мультиметра – это АЦП. На измерительный вход и на вход опорного напряжения АЦП подаются постоянные напряжения с необходимым коэффициентом деления в зависимости от выбранного предела измерения. На выходах АЦП формируется двоичный код в специальной системе кодирования для непосредственного отображения результата измерения на цифровом дисплее.

Измерение постоянного напряжения осуществляется через резистивные делители напряжения (рис. 6.3, а), а измерение тока – с помощью шунта и резистивных делителей (рис. 6.3, б).

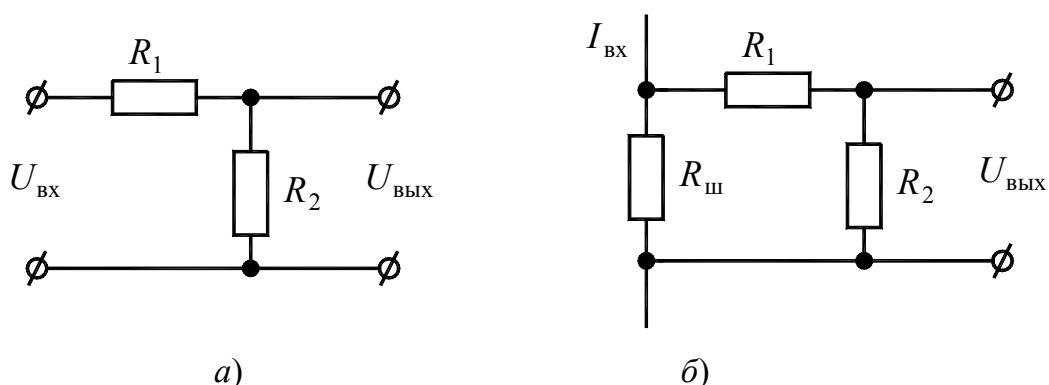


Рис. 6.3. Схемы для измерения:  
а – постоянного напряжения; б – постоянного тока

При переводе механического переключателя значения сопротивлений  $R_1$  и  $R_2$  изменяются и, соответственно, изменяются коэффициенты деления  $k_{\text{дел}}$ . Для схемы на рис. 6.3, а:

$$U_{\text{ВЫХ}} = k_{\text{дел}} U_{\text{ВХ}} = \frac{R_2}{R_1 + R_2} U_{\text{ВХ}}. \quad (6.1)$$

Для схемы на рис. 6.3, б:

$$U_{\text{ВЫХ}} = k_{\text{дел}} I_{\text{ВХ}} = \frac{R_2 R_{\text{ш}}}{R_1 + R_2} I_{\text{ВХ}}. \quad (6.2)$$

Измерение действующего значения переменного напряжения или тока в микроэлектронных мультиметрах выполняется на основе средневыпрямленного значения напряжения в соответствии со схемой на рис. 6.4.

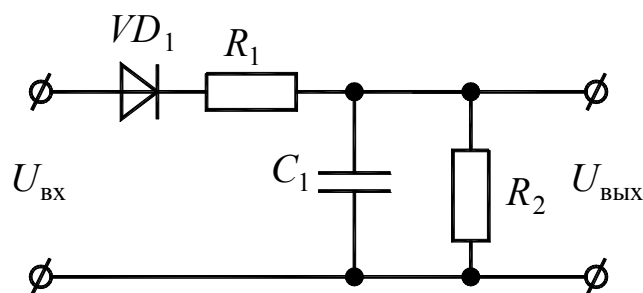


Рис. 6.4. Схема для измерения средневыпрямленного значения напряжения

Эта схема состоит из однополупериодного выпрямителя на диоде  $VD_1$  и интегрирующей цепи на элементах  $R_1$ ,  $R_2$  и  $C_1$ .

Интегрирующая цепь выполняет две функции: преобразование выпрямленного напряжения в напряжение, по форме близкое к постоянному (рис. 6.5), и выделение среднего значения выпрямленного напряжения.

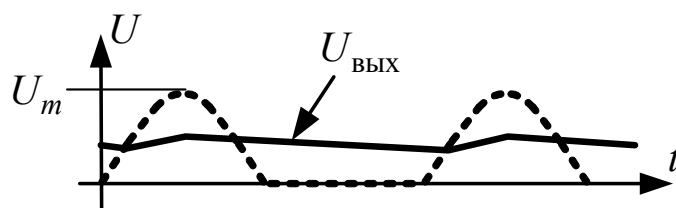


Рис. 6.5. Временные диаграммы напряжений для схемы на рис. 6.4

Из курса электроники известно, что среднее значение напряжения на выходе однополупериодного выпрямителя в  $\pi$  раз меньше амплитудного значения  $U_m$  входного напряжения  $U_{вх}$ . Тогда для схемы на рис. 6.4 можно записать:

$$U_{\text{вых}} = k_{\text{дел}} \frac{U_m - U_{vd}}{\pi} = \frac{R_2}{R_1 + R_2} \frac{U_m - U_{vd}}{\pi}, \quad (6.3)$$

где  $k_{\text{дел}}$  – коэффициент деления напряжения;  $U_{vd}$  – падение напряжения на диоде.

Сопrotивления резисторов  $R_1$ ,  $R_2$  в мультиметре подобраны таким образом, чтобы выполнялось соотношение:

$$\frac{k_{\text{дел}}}{\pi} = \frac{1}{\sqrt{2}}. \quad (6.4)$$

В этом случае выражение (6.3) можно записать в виде:

$$U_{\text{вых}} = \frac{U_m - U_{vd}}{\sqrt{2}} \approx U_{\text{выхrms}}, \quad (6.5)$$

где  $U_{\text{выхrms}}$  – действующее значение выходного напряжения.

Из курса электротехники известно, что коэффициент  $\sqrt{2}$  можно использовать только для расчета действующих значений сигналов синусоидальной формы. Следовательно, при наличии высших гармонических составляющих в составе измеряемого напряжения или тока действующие значения этих величин, выдаваемые микроэлектронным мультиметром, будут иметь дополнительную погрешность.

В реальных условиях эксплуатации напряжения электрической сети по форме близки к синусоиде. Поэтому погрешность измерения действующего значения напряжения в микроэлектронном мультиметре, как правило, не превышает 2%. Однако токи в низковольтных сетях бывают резко несинусоидальными. Из-за этого функция измерения переменного тока в большинстве микроэлектронных мультиметров отсутствует.

Из формулы (6.5) следует также, что на результат измерения действующего значения в микроэлектронном мультиметре влияет падение напряжения на диоде  $U_{vd}$ , которое составляет около 0,8 В. Таким образом, чем выше значение измеряемого напряжения, тем меньше это влияние. Данная ситуация объясняет отсутствие у большинства микроэлектронных мультиметров возможности измерения действующих значений напряжений ниже 0,5 В.



Рассмотрим мультиметр *M-838 (DT-838)* – один из наиболее распространенных типов микроэлектронных мультиметров (рис. 6.6).



Рис. 6.6. Мультиметр *M-838*

Мультиметр *M-838* выполняет следующие функции:

– *DCV (Direct Current Voltage)* – измерение постоянного напряжения (напряжения постоянного тока) в диапазоне от 500 мкВ до 600 В с погрешностью 0,5 %;

– *DCA (Direct Current Amperage)* – измерение постоянного тока в диапазоне от 0,5 мкА до 20 А с погрешностью 1 %;

– *ACV (Alternating Current Voltage)* – измерение действующего значения переменного напряжения (напряжения переменного тока) в диапазоне от 0,5 до 600 В с погрешностью 1,2 %;

–  $\Omega$  – измерение сопротивления в диапазоне от 0,5 Ом до 2 МОм с погрешностью 0,8 %;

–  $\blacktriangleright|$  – режим проверки диодов;

–  $\bullet)))$  – режим проверки целостности проводников со звуковым сигналом;

– *TEMP (Temperature)* – измерение температуры с помощью термомпары в диапазоне от –20 до 1000 °С с погрешностью  $\pm 0,5$  °С;

– *hFE* – проверка биполярных транзисторов с отображением значения тока передачи коллектора.

Мультиметр *M-838* имеет три гнезда для подключения измерительных проводов:

– *COM (Common)* – общий контакт для подключения черного провода;

– *VΩmA* – контакт для подключения красного провода для всех видов измерений кроме измерения постоянного тока с пределом измерения 20 А;

– *10ADC* – контакт для подключения красного провода для измерения постоянного тока с пределом измерения 10 А.

### 6.1.2. Микропроцессорные мультиметры

Обобщенная структурная схема, содержащая основные блоки микропроцессорного мультиметра, показана на рис. 6.7.

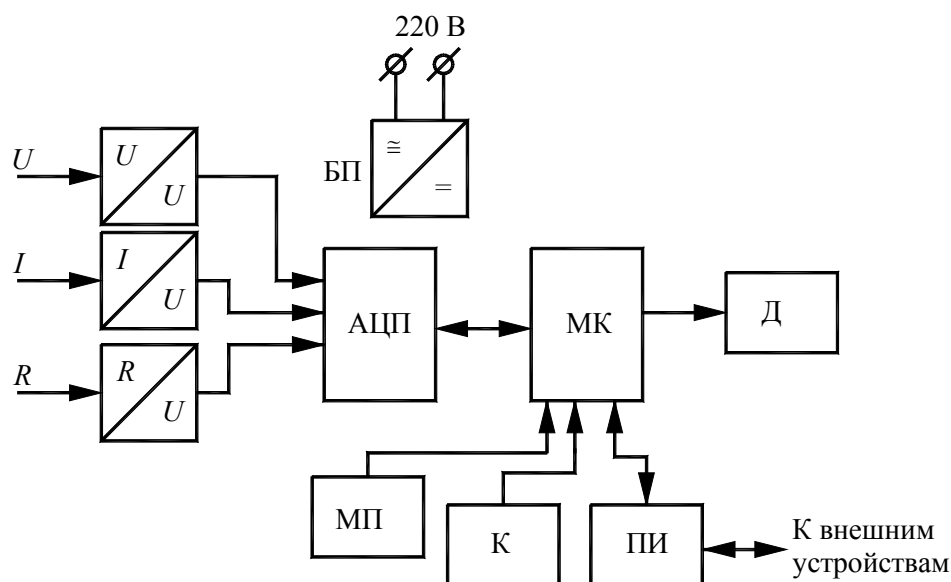


Рис. 6.7. Обобщенная структурная схема микропроцессорного мультиметра:

БП – блок питания; АЦП – аналого-цифровой преобразователь; МК – микроконтроллер; Д – дисплей; МП – механический переключатель; К – кнопки; ПИ – преобразователь для интерфейса связи

В большинстве микропроцессорных мультиметров для удобства работы имеется механический переключатель МП, задающий требуемую функцию измерения. Положение этого переключателя периодически считывает микроконтроллер МК, управляя далее всеми остальными блоками мультиметра.

Необходимая измеряемая величина после соответствующего вторичного измерительного преобразователя подается на аналоговый вход АЦП и затем, преобразованная в двоичный код, поступает далее в оперативное запоминающее устройство (ОЗУ) микроконтроллера (МК).

Программное обеспечение микроконтроллера выполняет необходимые расчеты. Например, расчет истинного действующего значения напряжения (см. параграф 4.1). Результаты отображаются на дисплее в соответствии с выбранным пределом измерения.

Микропроцессорные мультиметры на лицевой панели имеют кнопки для дополнительных функций или для перемещения по меню.

Большинство микропроцессорных мультиметров оснащают интерфейсами связи для подключения к компьютеру. Это, как правило, интерфейсы *RS232* или *USB*.

В качестве примера рассмотрим несколько микропроцессорных мультиметров.



*VC9808* представляет собой классический мультиметр с механическим переключателем (рис. 6.8).



Рис. 6.8. Мультиметр *VC9808*

Мультиметр *VC9808* выполняет следующие функции:

– измерение постоянного напряжения в диапазоне от 500 мкВ до 1000 В с погрешностью 0,5 %;

- измерение постоянного тока в диапазоне от 0,5 мкА до 20 А с погрешностью 1,2 %;
- измерение действующего значения переменного напряжения в диапазоне от 0,5 до 750 В с погрешностью 0,8 %;
- измерение действующего значения переменного тока в диапазоне от 5 мкА до 20 А с погрешностью 2 %;
- $\Omega$  – измерение сопротивления в диапазоне от 0,5 Ом до 2 ГОм с погрешностью 0,8 %;
- $F$  – измерение емкости в диапазоне от 10 пФ до 200 мкФ с погрешностью 2,5 %;
- $L$  – измерение индуктивности в диапазоне от 1 мкГн до 20 Гн с погрешностью 2,5 %;
- $10MHz$  – измерение частоты в диапазоне от 1 Гц до 10 МГц с погрешностью 2 %;
-  – режим проверки диодов;
-  – режим проверки целостности проводников со звуковым сигналом;
- $^{\circ}C$  – измерение температуры с помощью термопары в диапазоне от  $-20$  до  $1000$   $^{\circ}C$  с погрешностью 1 %;
- $hFE$  – проверка биполярных транзисторов с отображением значения тока передачи коллектора.

Мультиметр *VC9808* имеет четыре гнезда для подключения измерительных проводов:

- *COM (Common)* – общий контакт для подключения черного провода;
- *V $\Omega$ Hz* – контакт для измерения напряжения, сопротивления и частоты;
- *mA* – контакт для измерения токов до 200 мА, а также емкости и индуктивности;
- *20A* – контакт для измерения постоянного и переменного тока с пределом измерения 20 А.

Помимо стандартных мультиметров существуют и специальные мультиметры для задач энергетики. Примером является **мультиметр энергетический МЭ-01** (рис. 6.9).

МЭ-01 – это энергетический мультиметр, предназначенный контроля параметров электрической сети.

На лицевой панели мультиметр МЭ-01 имеет две кнопки для перемещения по программному меню линейного типа и небольшой

жидкокристаллический дисплей. Прибор выполнен в металлическом корпусе, что повышает его устойчивость к воздействию внешних электромагнитных помех.



Рис. 6.9. Мультиметр МЭ-01

Схема подключения мультиметра МЭ-01 к высоковольтной трехфазной электрической сети показана на рис. 6.10.

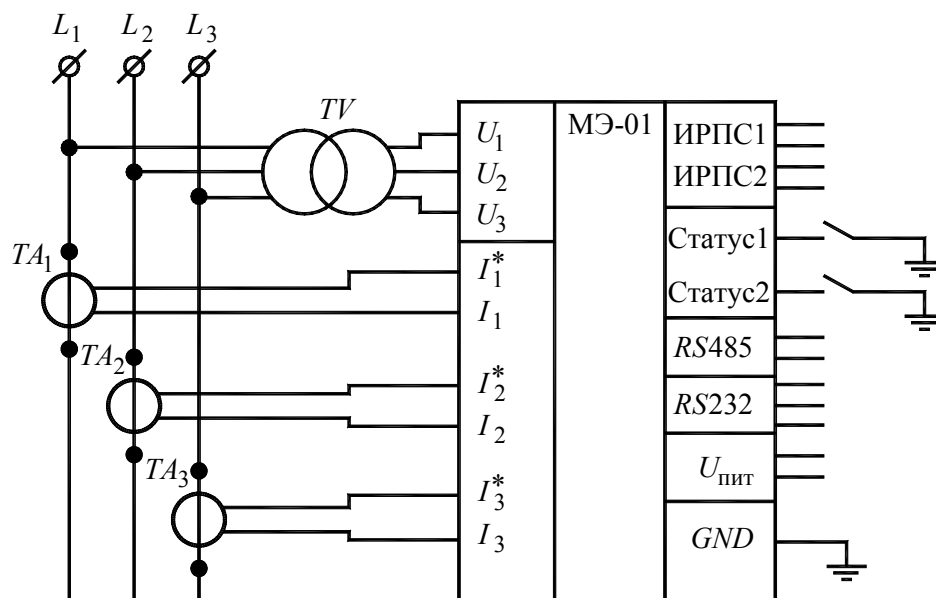


Рис. 6.10. Схема подключения мультиметра МЭ-01

Мультиметр имеет три канала для измерения напряжения и три канала для измерения тока. К высоковольтной электрической сети (с напряжением выше 1 кВ) подключение производится через измерительные трансформаторы  $TV$  и  $TA_1 - TA_3$ . При этом их коэффициенты трансформации могут быть учтены в программном обеспечении прибора.

МЭ-01 содержит два канала импульсного ИРПС (см. параграф 5.4), для подключения к системе АСКУЭ, один канал интерфейса  $RS232$  (см. параграф 5.5) для подключения к компьютеру и один канал интерфейса  $RS485$  (см. параграф 5.6) для подключения к информационной сети.

Также в приборе МЭ-01 имеются два дискретных входа «Статус 1» и «Статус 2» для контроля положения механических контактов в системах автоматики.

Напряжение питания 220 В подается на отдельный вход  $U_{пит}$ .

Мультиметр МЭ-01 осуществляет измерение следующих параметров электрической сети:

- $RMS$ -значений фазных напряжений по каждой фазе и отдельно по первой гармонике;
- $RMS$ -значений линейных токов по каждой фазе и отдельно по первой гармонике;
- мгновенных значений активной, реактивной и полной мощностей по каждой фазе;
- значений частоты напряжения;
- значений коэффициента мощности и  $\cos\varphi$  по каждой фазе;
- значений коэффициентов искажения синусоидальности напряжений.

Рассмотрим основные алгоритмы работы прибора МЭ-01.

Истинные действующие значения напряжений и токов ( $RMS$ -значения) прибор определяет по алгоритму, описанному в параграфе 4.1.

Для расчета остальных параметров в МЭ-01 вначале используется **дискретное преобразование Фурье**:

$$\underline{X}_k = \sum_{i=0}^{n-1} u_i e^{-\frac{j \cdot 2\pi k i}{n}} = \sum_{i=0}^{n-1} u_i \left( \cos\left(\frac{2\pi k i}{n}\right) - j \sin\left(\frac{2\pi k i}{n}\right) \right), \quad (6.6)$$

где  $\underline{X}$  – комплексная частотная функция;  $u_i$  – отсчеты измеряемого напряжения (см. параграф 4.1);  $k \in [0; n/2]$  – номер гармонической составляющей;  $n$  – количество отсчетов за один период измеряемого напряжения;  $j = \sqrt{-1}$ .

На основе алгоритма (6.6) программное обеспечение прибора рассчитывает амплитуды гармонических составляющих (гармоник) напряжения и тока как модули величины  $\underline{X}$ :

$$|\underline{X}_k| = \frac{2}{n} \sqrt{(Re(\underline{X}_k))^2 + (Im(\underline{X}_k))^2}. \quad (6.7)$$

Также рассчитываются фазы гармонических составляющих как аргументы величины  $\underline{X}$ :

$$\text{Arg}(\underline{X}_k) = \arctg \frac{Im(\underline{X}_k)}{Re(\underline{X}_k)} + 90^\circ. \quad (6.8)$$

Далее значения активной  $P$ , реактивной  $Q$  и полной  $S$  мощностей рассчитываются по формулам:

$$P = \sum_{k=0}^{n/2} U_{RMS.k} \cdot I_{RMS.k} \cdot \cos \varphi_k; \quad (6.9)$$

$$Q = \sum_{k=0}^{n/2} U_{RMS.k} \cdot I_{RMS.k} \cdot \sin \varphi_k; \quad (6.10)$$

$$S = \sum_{k=0}^{n/2} U_{RMS.k} \cdot I_{RMS.k}, \quad (6.11)$$

где  $U_{RMS.k}$ ,  $I_{RMS.k}$  – соответственно действующие значения напряжения и тока для  $k$ -й гармонической составляющей;  $\varphi_k$  – фазовые сдвиги между напряжением и током для  $k$ -й гармонической составляющей;  $n$  – количество отсчетов за один период измеряемого напряжения.

Зная значения  $P$  и  $S$ , прибор определяет значение коэффициента мощности:

$$K_M = \frac{P}{S}. \quad (6.12)$$

Отдельно на дисплее мультиметра отображаются значения  $\cos \varphi$  для первых гармоник, так как отличие  $\cos \varphi$  от коэффициента мощности  $K_M$  заключается в том, что формула (6.12) учитывает вклад всех высших гармонических составляющих напряжения и тока.

Значения коэффициентов искажения синусоидальности напряжений мультиметр рассчитывает следующим образом:

$$U_{\%} = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{n/2} (U_{RMS.k})^2}}{U_{RMS1}} 100. \quad (6.13)$$

Таким образом, мультиметр МЭ-01 позволяет анализировать показатели трехфазной электрической сети с учетом высших гармонических составляющих в спектре напряжений и токов.

## **6.2. Микропроцессорные измерители сопротивлений**

Для задач энергетики применяются следующие виды микропроцессорных измерителей сопротивлений:

- микроомметры;
- миллиомметры;
- омметры;
- мегаомметры;
- измерители сопротивления заземления;
- измерители сопротивления петли «Фаза-нуль».

### **6.2.1. Измерители малых сопротивлений**

Малыми называют сопротивления, имеющие диапазоны мкОм и мОм. В энергетике диапазон мкОм имеют сопротивления контактов коммутационных аппаратов, болтовые, сварные и паяные соединения. Диапазон мОм имеют сопротивления обмоток мощных электрических машин – трансформаторов и электродвигателей, а также сопротивления некоторых датчиков температуры.

В большинстве современных измерителей малых сопротивлений используется четырехпроводная схема измерения (рис. 6.11).

Встроенный в прибор источник тока  $I_0$  подключается к измеряемому сопротивлению  $R_x$  через проводники 1 и 4. В результате на сопротивлении  $R_x$  формируется падение напряжения  $U = I_0 R_x$ . Это напряжение через проводники 2 и 3 подается на входы измерительного усилителя  $У$ , имеющего высокое входное сопротивление. При этом ток по проводникам 2 и 3 практически не протекает, т. е. не создает на них падения напряжения, и они не влияют на результаты измерения. Это и есть главное преимущество четырехпроводного метода – исключение влияния измерительных проводов.



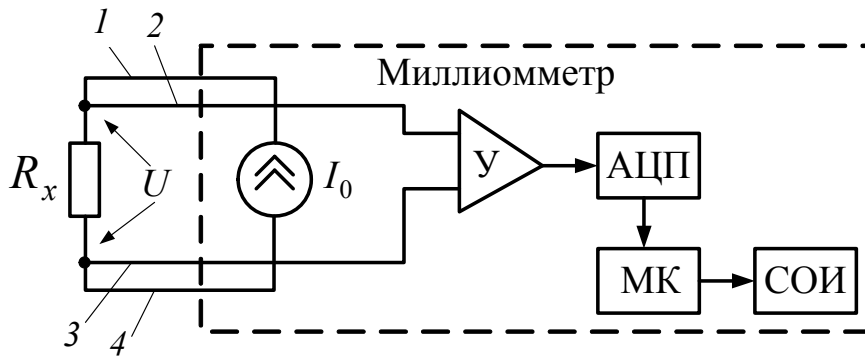


Рис. 6.11. Функциональная схема измерения малых сопротивлений четырехпроводным методом:  
 У – усилитель; АЦП – аналого-цифровой преобразователь; МК – микроконтроллер;  
 СОИ – средство отображения информации

Двоичный код  $N$ , сформированный АЦП, пропорционален напряжению  $U$ :

$$N = k_y k_{\text{АЦП}} U = k_y k_{\text{АЦП}} I_0 R_x, \quad (6.14)$$

где  $k_y$  – коэффициент усиления измерительного усилителя;  $k_{\text{АЦП}}$  – коэффициент преобразования АЦП.

Тогда алгоритм расчета измеряемого сопротивления, выполняемый программным обеспечением прибора, запишется в виде:

$$R_x = \frac{k_y k_{\text{АЦП}} I_0}{N}. \quad (6.15)$$

Для того чтобы напряжение  $U$  можно было выделить на фоне помех, ток  $I_0$  должен иметь достаточно высокие значения. Эти значения составляют десятки ампер для постоянной формы тока (рис. 6.12, а) и сотни ампер для импульсной формы (рис. 6.12, б).

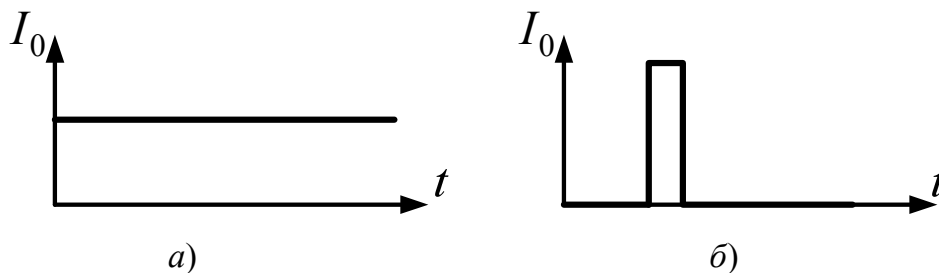


Рис. 6.12. Формы измерительного тока:  
 а – постоянный ток; б – импульсный ток

Измерение активной составляющей сопротивления обмоток электрических машин возможно только при постоянной форме тока из-за переходных процессов, обусловленных высокими значениями индуктивностей этих обмоток.

В качестве примера рассмотрим микроомметр *MMR-630* (рис. 6.13).



Рис. 6.13. Микроомметр *MMR-630*

Прибор предназначен для измерения малых активных сопротивлений в диапазоне от 0,1 мкОм до 1999 Ом.

На лицевой панели микроомметра расположены: механический переключатель видов измерений, кнопки джойстика для перемещения по программному меню разветвленного типа, жидкокристаллический дисплей, четыре разъема для измерения четырехпроводным методом и разъем для интерфейса связи *RS232*.

Основные технические характеристики прибора *MMR-630* сведены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

#### Технические характеристики микроомметра *MMR-630*

Параметр	Значение
Диапазон измерения сопротивлений	От 0,1 мкОм до 1999,9 Ом
Погрешность измерения	$\pm((0,25\%)R + 2 \text{ е.м.р.})$
Максимальное значение измерительного тока	10 А

Параметр	Значение
Защита от наружного напряжения	440 В
Максимальная индуктивность измеряемого сопротивления	40 Гн
Максимальное время измерения активного сопротивления	3 с
Максимальное время измерения активно-индуктивного сопротивления	10 мин

Запись погрешности « $\pm((0,25\%)R + 2 \text{ е.м.р.})$ » необходимо интерпретировать следующим образом. Пусть отображаемое на дисплее значение составляет 471,8 мОм. Запись «е.м.р.» обозначает «единиц младшего разряда». В рассмотренном примере младший разряд составляет десятые доли мОм. Следовательно, добавка к основной погрешности будет 2 е.м.р., т. е. 0,2 мОм. Тогда реальное значение измеренного сопротивления составит:

$$471,8 \pm (0,0025 \cdot 471,8 + 0,2) = 471,8 \pm 1,38 \text{ мОм.}$$

Помимо значения сопротивления на дисплее прибора *MMR-630* отображается дополнительная информация (рис. 6.14).



Рис. 6.14. Дополнительная информация на дисплее прибора *MMR-630*

Прибор контролирует свою внутреннюю температуру, уровень шума от электромагнитных помех, значение измерительного тока и другие параметры.

### 6.2.2. Измерители больших сопротивлений

**Мегаомметры** применяются в энергетике для контроля сопротивления изоляции различного оборудования.

Функциональная схема микропроцессорного мегаомметра показана на рис. 6.15.

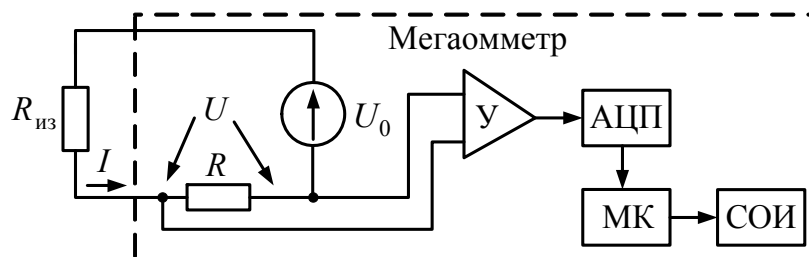


Рис. 6.15. Функциональная схема электронного мегаомметра:  
 У – усилитель; АЦП – аналого-цифровой преобразователь;  
 МК – микроконтроллер; СОИ – средство отображения информации

Источник высокого постоянного напряжения  $U_0$ , прикладываемого к изоляции, встроен непосредственно в прибор. Значение  $U_0$  достаточно высоко и может достигать 5 кВ. В результате приложения этого напряжения через изоляцию протекает ток  $I$ , создающий падение напряжения на сопротивлении резистора  $U = IR$ , которое усиливается с помощью электронного измерительного усилителя  $У$  и затем подается на аналоговый вход АЦП. Двоичный код  $N$ , формируемый на выходах АЦП, пропорционален напряжению  $U$ :

$$N = k_y k_{\text{АЦП}} U = k_y k_{\text{АЦП}} IR, \quad (6.16)$$

где  $k_y$  – коэффициент усиления измерительного усилителя;  $k_{\text{АЦП}}$  – коэффициент преобразования АЦП.

Учитывая, что  $R \ll R_{\text{из}}$ , можно записать:

$$I \approx \frac{U_0}{R_{\text{из}}}. \quad (6.17)$$

Подставив (6.17) в (6.16) и выразив  $R_{\text{из}}$ , получим:

$$R_{\text{из}} = \frac{k_y k_{\text{АЦП}} U_0 R}{N}. \quad (6.18)$$

Выражение (6.18) является алгоритмом для расчета сопротивления изоляции в программном обеспечении микроконтроллера МК (рис. 6.15). Полученные значения выводятся на средство отображения информации СОИ, которым в основном является жидкокристаллический или светодиодный дисплей.

Особенностью измерения сопротивления изоляции является длительный переходный процесс изменения тока  $I$ , обусловленный явлениями поляризации (рис. 6.16). Поэтому фиксация значения этого сопротивления осуществляется не ранее, чем через 60 с после начала измерений.

В процессе измерений программное обеспечение прибора фиксирует значения сопротивления изоляции через 15 с после начала измерения  $R_{15}$  и через 60 с после начала измерения  $R_{60}$  (рис. 6.16). На основе этих значений выполняется расчет **коэффициента абсорбции**:

$$K_{\text{абс}} = \frac{R_{60}}{R_{15}}. \quad (6.19)$$

Этот коэффициент характеризует степень увлажнения изоляции. Для влажной изоляции его значение стремится к единице.

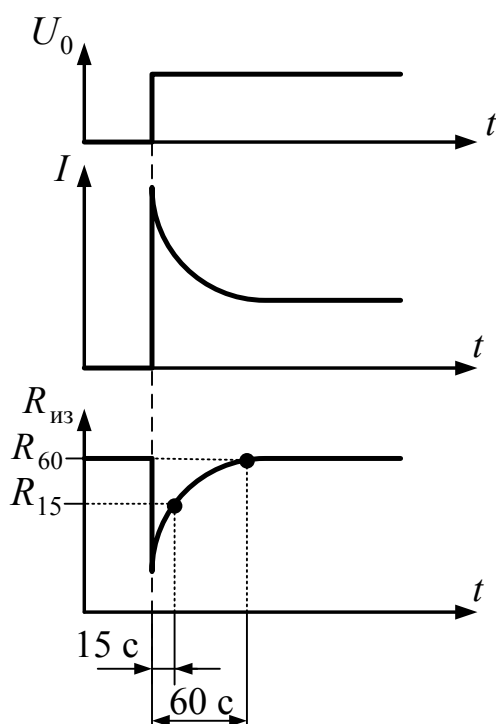


Рис. 6.16. Графики переходных процессов при измерении сопротивления изоляции

Современные мегаомметры выполняют также расчет **коэффициента поляризации**:

$$K_{\text{пол}} = \frac{R_{600}}{R_{60}}. \quad (6.20)$$

Этот коэффициент характеризует наличие очень медленных процессов поляризации в изоляции, обусловленных ее неоднородностью.

Требования к значениям сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции для различных объектов энергетики прописаны в ТКП 181–2009 «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей».

Рассмотрим пример промышленного прибора.

**Мегаомметр Fluke 1550C** (рис. 6.17) применяется для проверки качества изоляции коммутационных аппаратов, электродвигателей, трансформаторов и кабелей испытательным напряжением до 5 кВ.

На дисплее прибора результаты измерения отображаются не только в виде цифр, но и с помощью полукруглой шкалы, позволяющей более наглядно воспринимать медленные изменения сопротивления изоляции.



Рис. 6.17. Мегаомметр Fluke 1550C

Прибор измеряет сопротивление изоляции в диапазоне от 200 кОм до 2 ТОм ( $10^{12}$  Ом), рассчитывает коэффициент абсорбции, коэффициент поляризации, а также сигнализирует о наличии пробоя изоляции.

Точность измерения составляет 5 % в диапазоне от 200 кОм до 200 ГОм и 20 % в диапазоне более 200 ГОм.

Помимо классического измерения параметров изоляции, мегаомметр *Fluke 1550C* может быть использован для испытания изоляции на пробой, поскольку в его программном обеспечении предусмотрена соответствующая функция. Однако при этом максимальное испытательное напряжение не превысит 5 кВ.

Прибор *Fluke 1550C* имеет три гнезда для измерительных проводов. Первые два гнезда подключаются к измеряемому сопротивлению, а третье гнездо – это электромагнитный экран. Его назначение – снижение уровня помех при измерениях. Также этот экран позволяет снижать значения поверхностных токов утечки, что повышает точность измерений.

На рис. 6.18 изображена схема подключения экранирующего провода при измерении сопротивления изоляции между жилой и защитным экраном силового кабеля.

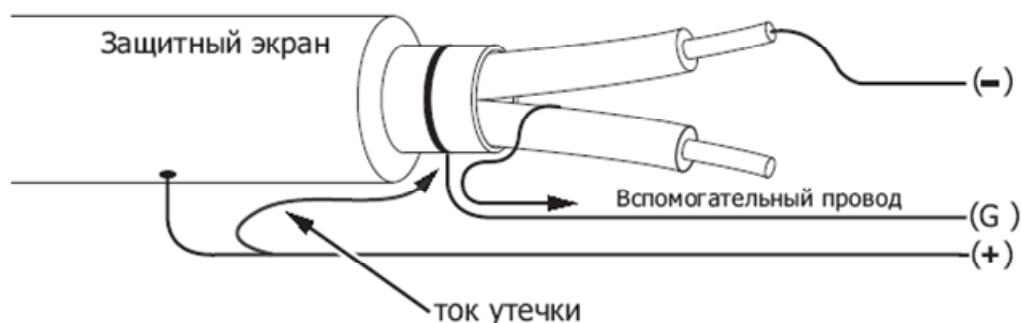


Рис. 6.18. Подключение экранирующего провода мегаомметра к силовому кабелю

На поясную изоляцию кабеля надевается электропроводящая лента, к которой присоединяется экранирующий провод мегаомметра *G*. При таком подключении поверхностные токи утечки изоляции жил кабеля замыкаются на экранирующий провод, минуя измерительные провода. Благодаря этому мегаомметр определяет только объемное сопротивление изоляции.

Главным недостатком мегаомметра *Fluke 1550C* является то, что значение коэффициента абсорбции определяется не по формуле (6.19), а следующим образом:

$$K_{\text{абс}} = \frac{R_{60}}{R_{30}}. \quad (6.21)$$

Такой расчет коэффициента абсорбции не соответствует требованиям ТКП 181–2009. Следовательно, по данному параметру рассматриваемый прибор не может быть использован в отечественной энергосистеме.

### **6.2.3. Измерители сопротивления заземления**

Корректное измерение сопротивления заземления – одна из важнейших задач в энергетике. Особую сложность здесь вызывает распределенный в пространстве, неравномерный характер этого сопротивления.

Как и любое сопротивление, сопротивление заземления должно иметь две точки для измерения. Первая точка, естественно, находится на контролируемом заземляющем устройстве. Где же тогда вторая точка? Она, очевидно, должна быть где-то в грунте на некотором расстоянии от заземляющего устройства. Правильное определение расположения этой точки и является основной сложностью при выполнении измерений.

Приборы, осуществляющие измерение сопротивления заземления, являются измерителями малых сопротивлений и используют, как правило, четырехпроводную схему измерения (см. параграф 6.2.1).

Рассмотрим классический микропроцессорный **измеритель сопротивления заземления ИС-10** (рис. 6.19).

Прибор ИС-10 предназначен для измерения сопротивления элементов заземления, металлосоединений, непрерывности защитных проводников в различных режимах: по двух-, трех- или четырехпроводному методу. Прибор позволяет измерять и автоматически вычислять удельное сопротивление грунта.

С помощью токовых клещей прибор ИС-10 измеряет переменный ток в системе заземления без разрыва измеряемой цепи, благодаря чему можно выполнить качественную оценку состояния единичных заземлителей в многоэлементном заземлении путем определения процентного распределения токов.



Диапазон измерения сопротивления заземления составляет от 1 мОм до 10 кОм. Погрешность измерения – 3 %.

Диапазон измерения тока клещами – 1–250 мА.



Рис. 6.19. Измеритель сопротивления заземления ИС-10

В комплекте к прибору ИС-10 поставляются рулетки с намотанными на них измерительными проводами длиной не менее 40 м, а также четыре измерительных штыря для погружения в грунт.

Схема подключения прибора ИС-10 по четырехпроводному методу показана на рис. 6.20.

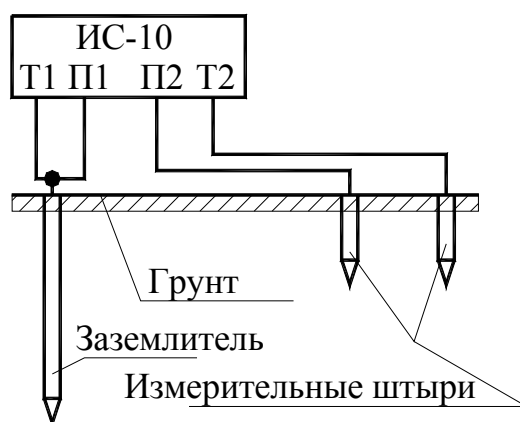


Рис. 6.20. Схема подключения прибора ИС-10 для измерения сопротивления заземления

Прибор имеет четыре гнезда для подключения измерительных проводов. Гнезда Т1 и Т2 представляют собой выход встроенного источника тока (см. рис. 6.11), а гнезда П1 и П2 являются входами измерительного усилителя.

Гнезда Т1 и П1 должны быть подключены к одному из заземлителей контролируемого заземляющего устройства (ЗУ). Гнезда Т2 и П2 необходимо присоединить к измерительным штырям, которые относятся на некоторое расстояние от ЗУ в соответствии с методикой измерения, имеющей следующие этапы:

1) определяют максимальную диагональ ЗУ  $D$ , т. е. максимальное расстояние между имеющимися заземлителями в ЗУ;

2) штырь П2 устанавливают в грунт на расстоянии  $1,5D$ , но не менее 20 м от контролируемого ЗУ;

3) штырь Т2 устанавливают в грунт на расстоянии  $3D$ , но не менее 40 м от контролируемого ЗУ;

4) производят серию измерений сопротивления заземления при последовательной установке штыря П2 в грунт на расстояниях 100, 90, 80, 70, 60, 50, 40, 30, 20 и 10 % от расстояния до штыря Т2;

5) строят график зависимости сопротивления от расстояния  $X$  между ЗУ и штырем П2 (рис. 6.21).

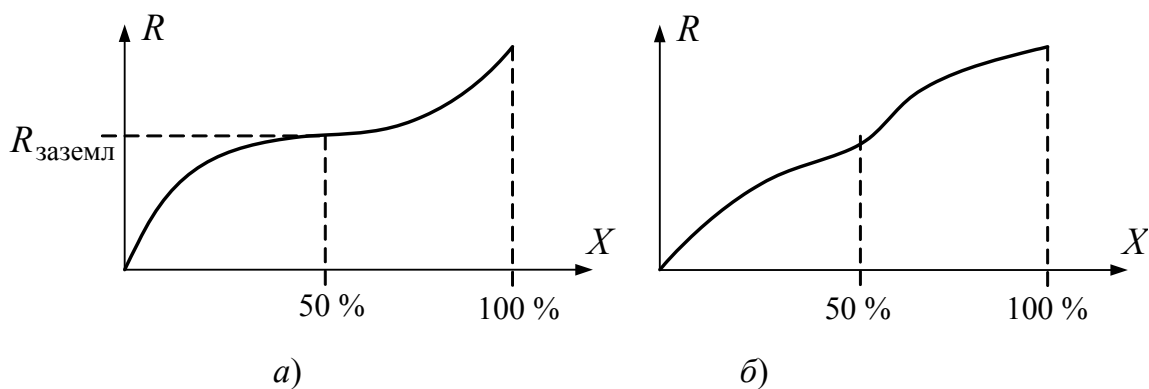


Рис. 6.21. Графики зависимости сопротивления от расстояния между измерительными штырями:  
*a* – верный график; *б* – неверный график

В полученном графике  $R(X)$  должен быть приблизительно горизонтальный участок при расстояниях от 40 до 60 % (рис. 6.21, *a*). Изменение сопротивления на этом участке не должно превышать 10 %. Тогда значение сопротивления заземления  $R_{\text{заземл}}$  необходимо определять при расстоянии 50 %.

Если в области погружения измерительных штырей есть расположенные рядом системы заземления или другие подземные коммуникации, то форма графика может отличаться от требуемой формы (рис. 6.21, б). В этом случае измерения необходимо повторить, выбрав другое направление для установки штырей.

Для измерения удельного сопротивления грунта требуется четыре измерительных штыря, которые нужно погружать по прямой линии на расстоянии не менее 5 м (рис. 6.22).

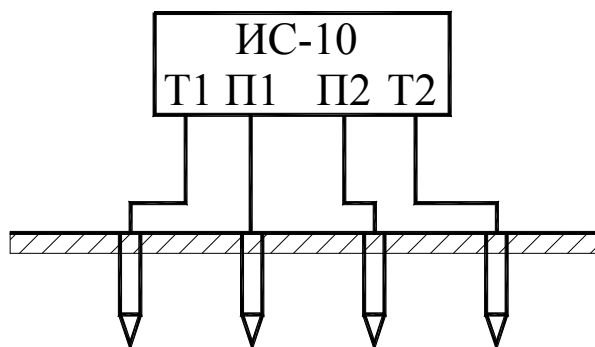


Рис. 6.22. Схема измерения удельного сопротивления грунта

Расчет удельного сопротивления грунта осуществляется по методике Вернера по формуле

$$\rho_{\text{уд}} = 2\pi d R_e, \text{ Ом} \cdot \text{ м}, \quad (6.22)$$

где  $d$  – расстояние между штырями, м;  $R_e$  – значение сопротивления, измеренное прибором, Ом.

#### 6.2.4. Измерители сопротивления петли «фаза-нуль»

В низковольтных электрических сетях актуальной является задача измерения эквивалентного сопротивления участка сети от точки измерения до вторичной обмотки силового трансформатора на трансформаторной подстанции. Специальные приборы осуществляют эти измерения непосредственно под напряжением.

Схема замещения петли «фаза-нуль» и функциональная схема измерительного прибора показаны на рис. 6.23.

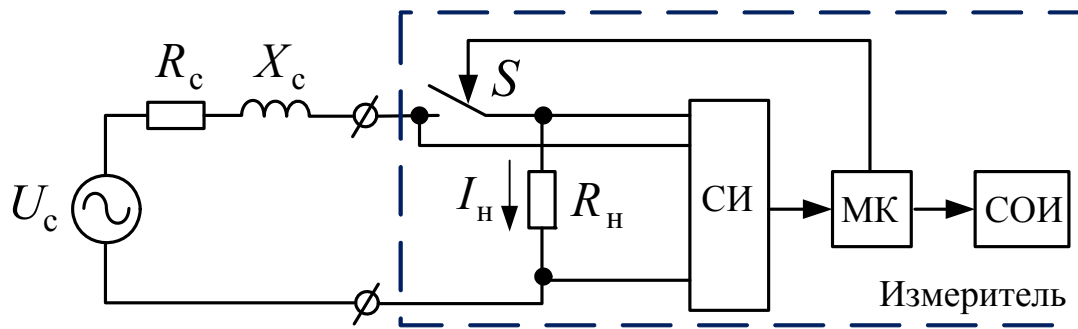


Рис. 6.23. Схема измерения сопротивления петли «фаза-нуль»:

СИ – схема измерения; МК – микроконтроллер;

СОИ – средство отображения информации

Измерение осуществляется в два этапа. Вначале электронный ключ  $S$  разомкнут и прибор измеряет напряжение сети  $U_c$  в режиме холостого хода. Затем ключ кратковременно замыкается и к сети подключается нагрузочное сопротивление  $R_H$  около 10 Ом. В этом случае прибор измеряет ток  $I_H$ , а также фазовый сдвиг  $\varphi$  между напряжением  $U_c$  и током  $I_H$ . В результате можно записать систему из двух уравнений с двумя неизвестными параметрами  $R_c$  и  $X_c$ :

$$\begin{cases} I_H = \frac{U_c}{\sqrt{(R_c + R_H)^2 + X_c^2}}; \\ \operatorname{tg} \varphi = \frac{X_c}{R_c + R_H}, \end{cases} \quad (6.23)$$

где  $R_c$  и  $X_c$  – соответственно активное и реактивное сопротивления петли «фаза-нуль».

Решая систему (6.23), получим формулы для расчета требуемых параметров:

$$\begin{cases} X_c = \frac{U_c \operatorname{tg} \varphi}{I_H \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}}; \\ R_c = \frac{U_c}{I_H \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}} - R_H. \end{cases} \quad (6.24)$$

Формулы (6.24) используются программным обеспечением микроконтроллера.



измеряет действующее значение напряжения. Также прибор может выполнять функции миллиомметра, т. е. измерять сопротивления постоянному току при снятом напряжении. Для этого режима в приборе имеется отдельное гнездо.

Диапазон измерения сопротивления цепи «фаза-нуль» составляет от 0,01 до 200 Ом. Погрешность – 3 %.

Диапазон измерения напряжения – от 30 до 280 В.

Предельное значение расчетного тока короткого замыкания – 22 кА.

В приборе имеется память на 35 измерений.

Питание ИФН-200 осуществляется от аккумулятора напряжением 12 В. В комплекте к прибору поставляется зарядное устройство для аккумулятора.

Подключается прибор между одной из фаз и нулевым проводником, а также между одной из фаз и защитным проводником *РЕ*.

### **6.3. Микропроцессорные вольтамперфазометры**

Вольтамперфазометры (ВАФ) применяются для контроля показателей трехфазной электрической сети переменного тока, а также для проверки правильности подключения различных устройств.

Главным отличительным признаком ВАФ от других измерительных приборов является возможность анализа векторных диаграмм. На основе этого анализа можно установить правильность чередования фаз, а также правильность направления токов в трехфазной системе.

При подключении приборов к трехфазной сети персонал может допустить следующие ошибки:

- нарушить полярность подключения токов;
- нарушить чередование фаз токов;
- нарушить чередование фаз напряжений.

На рис. 6.25, *а* показан пример нарушения полярности подключения тока фазы «А».

При анализе векторной диаграммы нарушение полярности подключения можно выявить по фазовому сдвигу между фазным напряжением и соответствующим линейным током. Если фазовый сдвиг больше, либо равен  $90^\circ$  (рис. 6.25, *б*), то это свидетельствует о нарушении полярности тока, за исключением ситуации, когда в рассматриваемой системе возможна смена направления активной мощности.

Нарушение полярности тока на векторной диаграмме проявляется поворотом этого тока на  $180^\circ$  по отношению к его расположению при отсутствии нарушения (рис. 6.25, в).

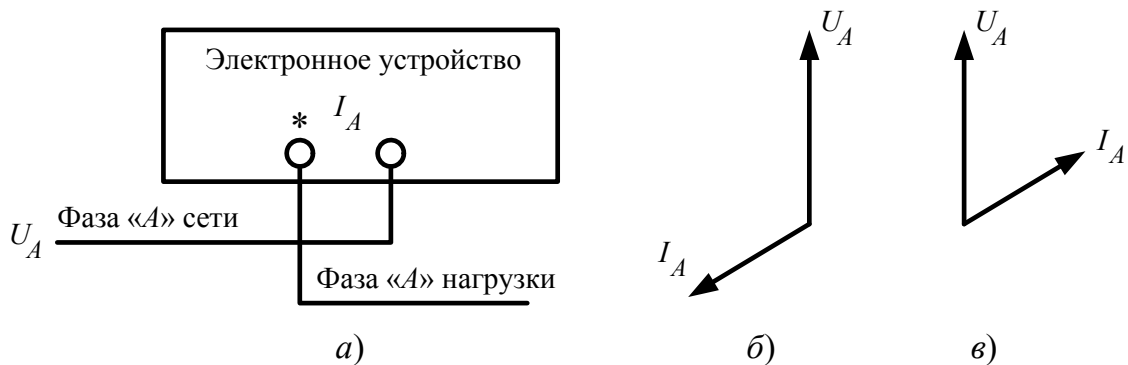


Рис. 6.25. Пример ошибки подключения цепи тока:  
 а – схема подключения с ошибкой; б – векторная диаграмма для схемы с ошибкой; в – векторная диаграмма для верного подключения

Пример нарушения чередования фаз напряжения демонстрирует рис. 6.26.

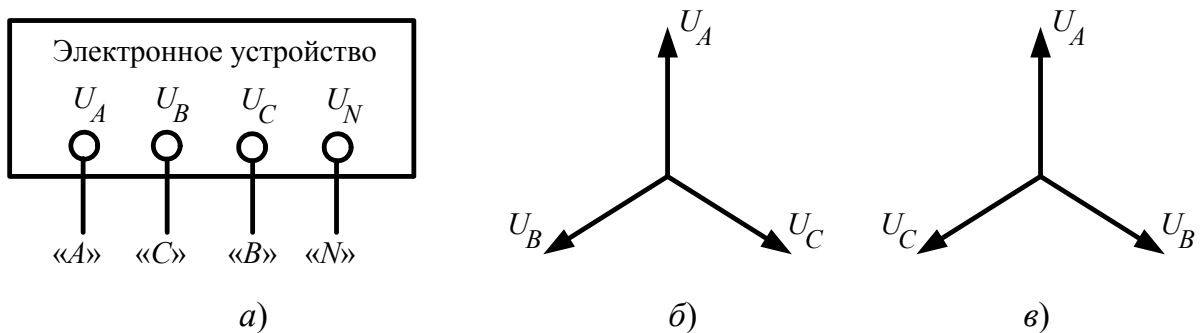


Рис. 6.26. Пример ошибки подключения цепи напряжений:  
 а – схема подключения с ошибкой; б – векторная диаграмма для схемы с ошибкой; в – векторная диаграмма для верного подключения

При верном чередовании фаз напряжение  $U_B$  должно отставать от напряжения  $U_A$ , а напряжение  $U_C$  должно опережать напряжение  $U_A$ .

Наибольшую трудность представляет выявление одновременно нескольких ошибок подключения. Так, может быть нарушена не только полярность подключения токов, но и чередование фаз.

Рассмотрим промышленный **вольтамперфазометр ВФМ-3** (рис. 6.27).



Рис. 6.27. Вольтамперфазометр ВФМ-3:  
1 – кнопка питания; 2 – кнопка выбора режима

Прибор предназначен для измерения действующего значения трехфазных и трехлинейных напряжений, а также действующего значения силы трех переменных токов с одновременным вычислением активной, реактивной и полной мощностей в трех цепях, измерения частоты, угла сдвига фаз между токами и напряжениями одноименных фаз.

Измеряемые величины имеют следующие диапазоны:

- напряжение – от 0 до 460 В;
- ток – от 0 до 30 А;
- угол сдвига фаз – от  $-180^\circ$  до  $+180^\circ$ .

Пределы допускаемых относительных погрешностей напряжения  $\delta_U$  и тока  $\delta_I$  рассчитываются по формулам:

$$\delta_U = \pm \left[ 0,2 + 0,01 \left( \frac{U_{\max}}{U} - 1 \right) \right]; \quad (6.27)$$

$$\delta_I = \pm \left[ 1 + 0,005 \left( \frac{I_{\max}}{I} - 1 \right) \right], \quad (6.28)$$

где  $U_{\max}$ ,  $I_{\max}$  – соответственно максимальные значения измеряемых тока и напряжения;  $U$ ,  $I$  – текущие значения измеряемых тока и напряжения.

На лицевой панели прибор имеет цветной жидкокристаллический дисплей и две кнопки: включение питания 1 и переключение режима измерения 2.



Функциональная схема ВАФ ВФМ-3 показана на рис. 6.28.

Измеряемые напряжения через резистивные делители подаются на входы АЦП. Измеряемые токи подключаются к входам АЦП непосредственно от выходов токовых клещей.

После АЦП дополнительную обработку сигналов выполняет сигнальный процессор ЦПС. Остальные функции управления прибором реализует микроконтроллер МК.

Настройки прибора и наиболее ответственные данные сохраняются в энергонезависимую память *EEPROM*.

Связь с компьютером осуществляется посредством интерфейса *USB*.

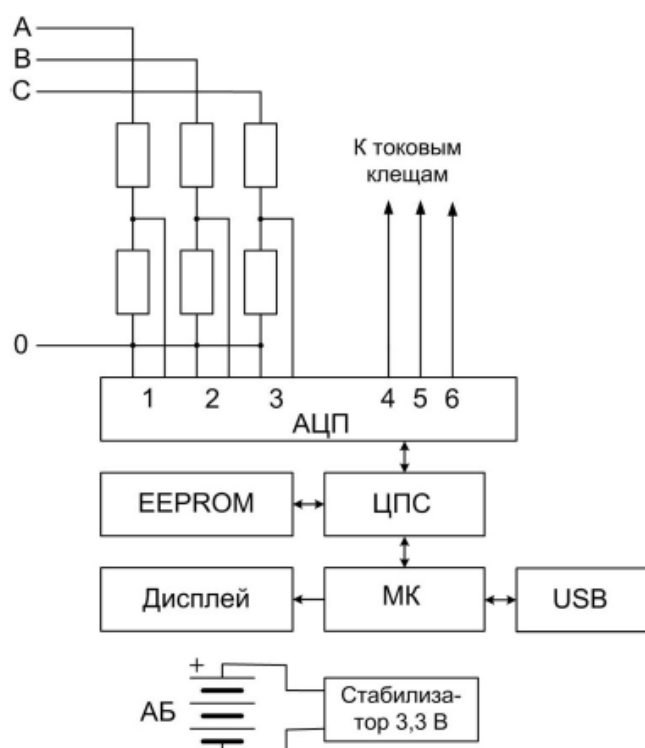


Рис. 6.28. Функциональная схема вольтамперфазометра ВФМ-3:

АЦП – аналого-цифровой преобразователь; ЦПС – цифровой процессор сигналов; МК – микроконтроллер; *EEPROM* – память данных; АБ – аккумуляторная батарея

Классическая схема подключения ВАФ ВФМ-3 приведена на рис. 6.29.

К цепям напряжения прибор подключается непосредственно с помощью зажимов типа «крокодил», а к цепям тока – через токовые клещи  $TA_1 - TA_3$ .

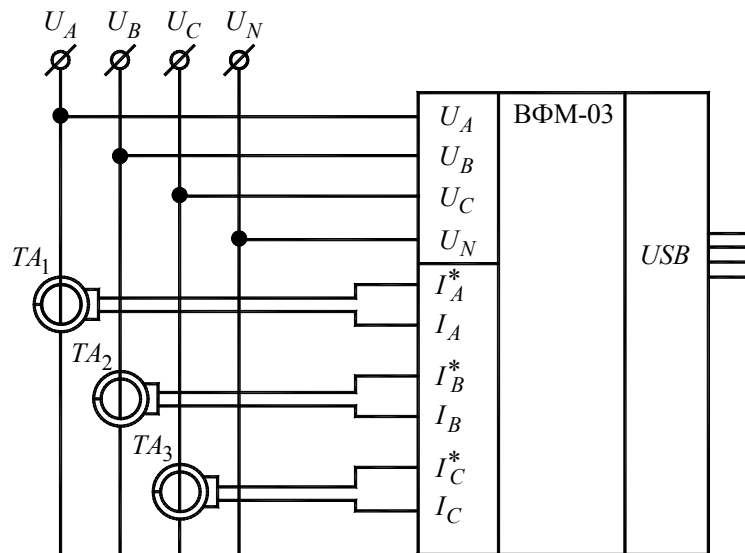


Рис. 6.29. Схема подключения ВАФ ВФМ-3

Прибор ВФМ-3 имеет два экрана для отображения информации. На первом экране отображаются значения по напряжениям, токам и фазовым сдвигам между ними, а также векторные диаграммы (рис. 6.30).

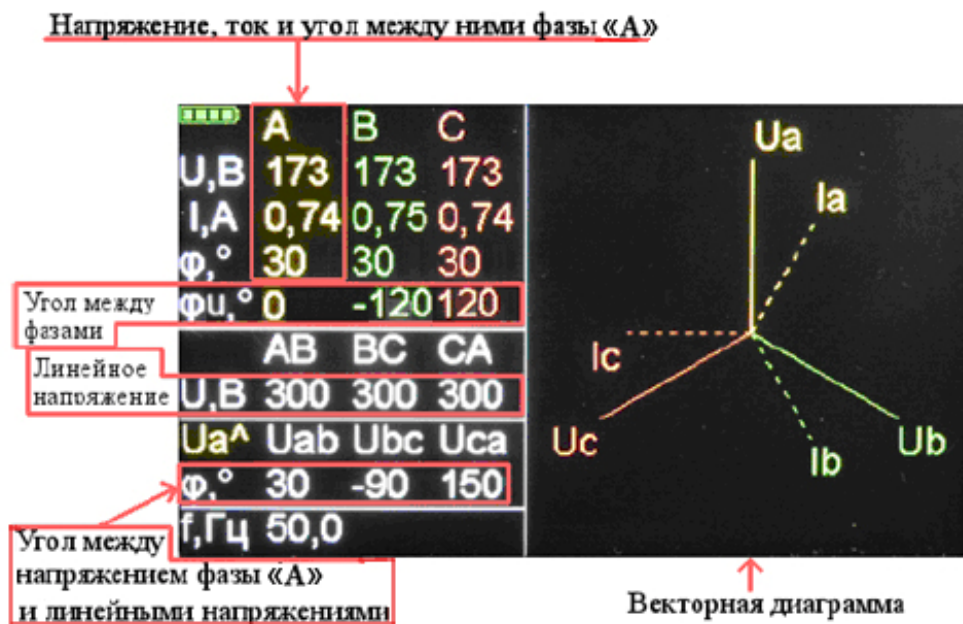


Рис. 6.30. Экран № 1 прибора ВФМ-3

На втором экране можно видеть значения мощностей (рис. 6.31).

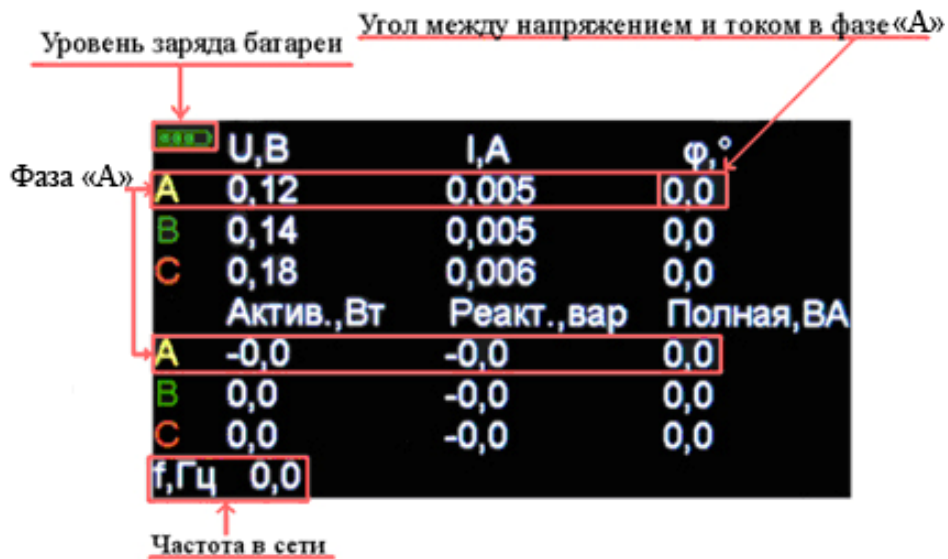


Рис. 6.31. Экран № 2 прибора ВФМ-3

Вольтамперфазометр ВФМ-3 комплектуется токовыми тремя клещами (рис. 6.32).



Рис. 6.32. Токовые клещи для прибора ВФМ-3

Дополнительной особенностью ВАФ ВФМ-3 является возможность измерять фазовые сдвиги между линейными напряжениями и фазными токами. Для этого измерительный щуп «N» напряжения можно подключить ко второй из измеряемых фаз, соединив предварительно с первой фазой щуп с названием этой фазы.

## ГЛАВА 7

# ИСПЫТАТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ ДЛЯ НУЖД ЭНЕРГЕТИКИ

Испытательные приборы позволяют оценить состояние оборудования, т. е. степень его пригодности к эксплуатации по назначению.

### 7.1. Высоковольтные испытательные установки

Существует класс специализированных приборов, использующихся в высоковольтных испытательных лабораториях. Эти приборы характеризуются тем, что имеют высоковольтный блок, формирующий постоянное или переменное напряжение выше 1 кВ. В некоторых случаях значение этого напряжения может превышать 100 кВ.

Высоковольтные испытательные приборы применяют для следующих целей:

- испытание изоляции на электрическую прочность;
- определение диэлектрических параметров изоляции.

К таким приборам относятся мегаомметры, но они были рассмотрены в параграфе 6.2.2, поскольку являются классическими измерительными приборами.

Вначале изучим **аппарат для испытания диэлектриков АИД-70Ц** (рис. 7.1).



Рис. 7.1. Аппарат для испытания диэлектриков АИД-70Ц

Аппарат предназначен для проверки электрической прочности изоляции постоянным напряжением до 70 кВ и переменным напряжением с действующим значением до 50 кВ.

В состав аппарата входит следующий комплект оборудования: пульт управления, высоковольтный генератор, принтер, соединительные кабели, провод для заземления.

Высоковольтный генератор содержит:

- высоковольтный трансформатор, предназначенный для получения высокого напряжения;
- однополупериодный выпрямитель, собранный из последовательно соединенных высоковольтных диодов;
- высоковольтный резистивный делитель, предназначенный для получения сигнала пропорционального выходному напряжению аппарата;
- высоковольтный переключатель с приводом от соленоида, предназначенный для замыкания диодов при работе на переменном напряжении и для замыкания высоковольтного вывода генератора через обмотку высоковольтного трансформатора на «землю» после выключения высокого напряжения и при выключении аппарата;
- плату защиты, предназначенную для предварительного измерения и защиты измерительных цепей от электрических помех и перенапряжений.

Корпус генератора заполнен трансформаторным маслом, являющимся электроизолятором и теплоносителем. На корпусе имеется клемма для подключения защитного заземления.

Высоковольтный генератор устанавливается на некотором расстоянии от пульта управления и высоковольтным вводом подключается к испытываемой изоляции. Второй контакт генератора, как и второй контакт испытываемой изоляции должны быть заземлены.

Внутри корпуса пульта управления установлен автотрансформатор, подсоединенный через привод к ручке регулирования высокого напряжения на лицевой панели. В процессе проведения испытаний необходимо с помощью ручки плавно повышать напряжение. На дисплее прибора отображаются значения подаваемого напряжения, тока через испытываемую изоляцию, а также дополнительная информация (рис. 7.2).



Рис. 7.2. Информация на дисплее аппарата АИД-70Ц

При достижении тока на выходе высоковольтного генератора 10 мА при постоянном напряжении или 50 мА при переменном напряжении срабатывает защита, отключающая высокое напряжение.

Далее рассмотрим установку для испытания трансформаторного масла Тангенс-3м-3 (рис. 7.3).



Рис. 7.3. Установка Тангенс-3м-3:

- 1–3 – измерительные ячейки; 4 – прижимные контакты;
- 5 – крышка испытательного отсека с встроенным термостатом; 6 – блок управления

Образцы жидких диэлектриков (например, трансформаторное масло) заливают в специальные измерительные ячейки, которых в данной установке три штуки. Эти ячейки устанавливаются в испытательный отсек с высоковольтным генератором и электронагревателем.

В процессе работы установка формирует высоковольтное переменное напряжение, подает его на измерительные ячейки и на встроенную образцовую емкость по схеме моста переменного тока. Далее программное обеспечение измерительного блока выполняет измерение необходимых напряжений, токов, фазовых сдвигов между ними и рассчитывает значения *тангенса угла диэлектрических потерь*  $\text{tg}\delta$  и емкости  $C_x$  образцов жидких диэлектриков. При этом связь между блоком управления и испытательным отсеком осуществляется посредством радиоканала.

Основные технические характеристики установки:

- диапазон измерения  $\text{tg}\delta$  – от  $10^{-4}$  до 0,99;
- диапазон измерения  $C_x$  – от 5 до 100 пФ;
- диапазон испытательного напряжения – от 1,5 до 2 кВ.

В процессе измерений можно исследовать зависимость  $\text{tg}\delta$  от температуры. Для этого в меню прибора устанавливается значение требуемой температуры нагрева диэлектрика и запускаются измерения. Прибор вначале отображает значения  $C_x$  и  $\text{tg}\delta$  при комнатной температуре, а затем включает электронагреватель. При достижении необходимой температуры осуществляется операция термостатирования, т. е. поддержание этой температуры в течение некоторого времени для равномерного прогрева измерительных ячеек. Затем на экране прибора появляются новые значения  $C_x$  и  $\text{tg}\delta$ .

Если предварительно измерить емкость  $C_0$  пустой ячейки, то можно определить *относительную диэлектрическую проницаемость* испытываемого диэлектрика по формуле

$$\varepsilon = \frac{C_x}{C_0}. \quad (7.1)$$

Перед измерениями выполняется операция сушки пустых ячеек.

Для определения *электрической прочности жидких диэлектриков* выпускаются специальные приборы, такие как УИМ-90м (рис. 7.4).



*Рис. 7.4. Установка УИМ-90м*

Установка УИМ-90м предназначена для определения пробивного напряжения трансформаторного масла и других жидких диэлектриков. Испытания проводятся переменным напряжением в диапазоне от 0 до 80 кВ.

Установка имеет испытательный отсек, где размещается измерительная ячейка. Испытательный отсек закрывается прозрачной крышкой, снабженной блокировкой. При открытой крышке включение высокого напряжения блокируется.

Справа от испытательного отсека расположена панель управления установкой, содержащая элементы управления и индикации.

Испытания проводят следующим образом. Сосуд с пробой жидкого диэлектрика несколько раз осторожно переворачивают вверх дном с тем, чтобы содержащиеся в пробе случайные загрязнения равномерно распределились по всему объему жидкости. При этом избегают интенсивного встряхивания во избежание попадания в жидкость пузырьков воздуха. Непосредственно после этого небольшим количеством жидкости ополаскивают ячейку, затем медленно заполняют ячейку, следя за тем, чтобы струя жидкости стекала по ее стенке и не образовывалось пузырьков воздуха. При наличии в жидкости пузырьков воздуха их следует удалить осторожным перемешиванием жидкости стеклянной палочкой. Через 10 мин после заполнения ячейки на образец подают электрическое напряжение и фиксируют значение пробивного напряжения.



При одном заполнении ячейки жидким электроизоляционным материалом осуществляют шесть последовательных пробоев с интервалами между каждым из них, равными 5 мин. После каждого пробоя при помощи стеклянной палочки жидкость между электродами осторожно перемешивают для удаления продуктов разложения из межэлектродного пространства, не допуская при этом образования воздушных пузырьков.

Для одной пробы жидкого диэлектрика должно быть проведено шесть пробоев.

Среднее арифметическое значение пробивного напряжения  $\bar{U}_{\text{пр}}$  вычисляют по формуле

$$\bar{U}_{\text{пр}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (U_{\text{пр}})_i, \quad (7.2)$$

где  $(U_{\text{пр}})_i$  – значение, полученное при последовательных пробоях, кВ;  $n$  – число пробоев.

Среднеквадратическую ошибку  $\sigma_u$  пробивного напряжения определяют по формуле

$$\sigma_u = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n ((U_{\text{пр}})_i - \bar{U}_{\text{пр}})^2}{n(n-1)}}. \quad (7.3)$$

Значение пробивного напряжения должно отвечать нормированному значению коэффициента вариации  $V$ , вычисленного по формуле

$$V = \frac{\sigma_u \cdot 100}{\bar{U}_{\text{пр}}}. \quad (7.4)$$

Если значение коэффициента вариации превышает 20 %, то в этом случае дополнительно производят еще одно заполнение испытательной ячейки порцией жидкости из того же сосуда с пробой жидкости, проводят еще шесть определений пробивного напряжения и для расчета по формулам (7.2)–(7.4) число пробоев  $n$  берут равным 12. Если и в этом случае коэффициент вариации превышает 20 %, качество диэлектрика следует считать неудовлетворительным.

Электрическая прочность диэлектрика рассчитывается по формуле

$$E_{\text{пр}} = \frac{\bar{U}_{\text{пр}}}{h}, \text{ кВ/мм}, \quad (7.5)$$

где  $h$  – расстояние между электродами в измерительной ячейке.  
Стандартное значение  $h$  составляет 2,5 мм.

## 7.2. Приборы для испытания коммутационных аппаратов

Промышленностью выпускаются испытательные электронные приборы как для низковольтных, так и для высоковольтных коммутационных аппаратов.

**Прибор** ВЕГА-500 (рис. 7.5) предназначен для испытания автоматических выключателей, управляемых дифференциальным током (дифавтоматов).



Рис. 7.5. Прибор ВЕГА-500

Подключается прибор к одной из фаз на выходе аппарата и защитному проводнику  $PE$  или контуру заземления (рис. 7.6).

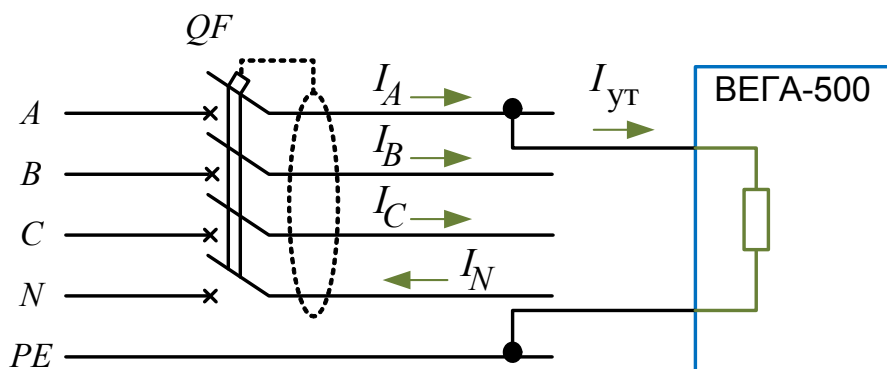


Рис. 7.6. Схема подключения прибора ВЕГА-500

Через внутреннее сопротивление прибора протекает ток утечки  $I_{ут}$ , который и является дифференциальным током  $\Delta I$ :

$$\underline{\Delta I} = \underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C - \underline{I}_N = \underline{I}_{ут}, \quad (7.6)$$

где символ подчеркивания обозначает комплексные величины.

Отключение испытуемого аппарата происходит, когда значение тока утечки превышает значения тока срабатывания.

Прибор ВЕГА-500 осуществляет два вида испытаний: измерение тока срабатывания и измерение времени срабатывания. В первом случае прибор постепенно увеличивает значение тока утечки до момента отключения выключателя. Во втором случае формируется стандартное значение тока отключения выключателя и измеряется время отключения. Опыт повторяется для двукратного и пятикратного значений тока.

Далее изучим **комплектное испытательное устройство Сатурн-М2** (рис. 7.7).



Рис. 7.7. Испытательное устройство САТУРН-М2

Устройство предназначено для проверки характеристик низковольтных автоматических выключателей переменного тока с электромагнитными, тепловыми и электронными расцепителями, а также выключателей, управляемых дифференциальным током.

Функциональные возможности устройства:

- проверка характеристик классических автоматических выключателей (автоматов) при токах короткого замыкания или перегрузки;
- проверка характеристик автоматических выключателей, управляемых дифференциальным током (дифавтоматов);
- выдача и измерение токов синусоидальной и пульсирующей формы;
- самодиагностика;
- передача результатов измерений в компьютер по интерфейсу *USB*.
- Основные технические характеристики:
  - выдача переменного тока нагрузки в диапазоне от 0,2 до 200 А;
  - регулировка тока короткого замыкания сети в диапазоне от 25 до 2000 А;
  - регулировка переменного тока утечки в диапазоне от 1 до 2000 мА;
  - регулировка пульсирующего тока утечки в диапазоне от 1 до 1400 мА;
  - предел основной приведенной погрешности измерения силы переменного тока нагрузки  $\pm(1,5 + 3 \text{ е.м.р.})\%$ ;
  - диапазон задания длительности протекания тока от 0,02 до 7200 с;
  - измерение времени срабатывания в диапазоне от 0,001 до 7200 с.

Далее рассмотрим **устройство для проверки высоковольтных выключателей PME-500** (рис. 7.8).

Прибор предназначен для контроля правильности работы выключателей среднего и высокого класса напряжений и рассчитан на проведение испытаний в полевых условиях.

На лицевой панели прибора отсутствуют какие-либо кнопки. Вместо этого предусмотрен сенсорный дисплей. Также имеется встроенный принтер.

Функциональные возможности прибора *PME-500*:

- проверка синхронности срабатывания контактов выключателя;
- измерение токов катушек включения и отключения выключателя;

- измерение сопротивления контактов выключателя;
- измерение скорости и ускорения контактов выключателя;
- запись осциллограмм;
- программируемые последовательности операций: В, О, В–О, О–В, О–В–О, В–О–В (В – включение; О – отключение).



Рис. 7.8. Прибор PME-500

Основные технические характеристики:

- измерение напряжения до 360 В;
- измерение тока до 50 А;
- измерение сопротивления контактов с разрешением 0,1 мкОм;
- ток, пропускаемый через контакты выключателя в режиме микрометра: 0,1 А – при измерении времени срабатывания; 10 А – при измерении сопротивления.

Упрощенная схема подключения прибора приведена на рис. 7.9.

Схема работает следующим образом. Прибор PME-500 коммутирует напряжение внешнего источника  $E$  на катушку отключения выключателя  $YAT$  или на катушку включения выключателя  $YAC$  через соответствующие входы. При этом происходит размыкание или замыкание контактов коммутационного модуля. Могут испытываться

как силовые контакты, так и блок-контакты выключателя. Далее прибор определяет параметры, перечисленные выше. Результаты отображаются на дисплее в виде цифр, масштабных полос или осциллограмм (рис. 7.10).

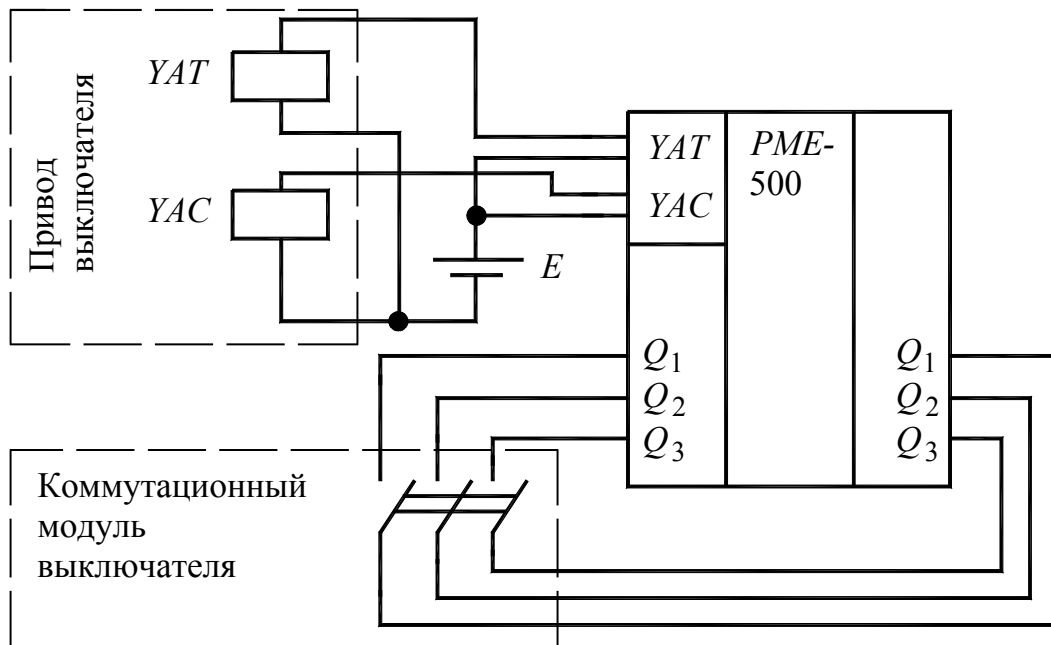


Рис. 7.9. Схема подключения прибора PME-500

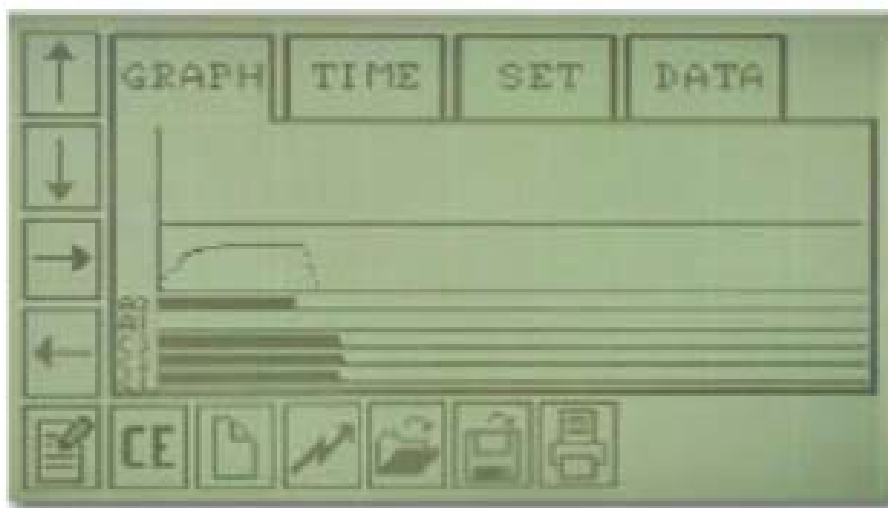


Рис. 7.10. Графические результаты на дисплее прибора PME-500

Для измерения скорости и ускорения контактов выключателя используется специальный внешний датчик (акселерометр), закрепляемый на подвижной части контактов.

### 7.3. Приборы для испытания электрических машин

Существует ряд специальных промышленных приборов для определения состояния электрических машин, т. е. трансформаторов и электродвигателей. Эти приборы имеют достаточное количество входов и выходов для того, чтобы выполнить необходимые измерения при однократном подключении.

Вначале рассмотрим **измеритель коэффициента трансформации СА-610** (рис. 7.11).



Рис. 7.11. Измеритель коэффициента трансформации СА-610

Прибор предназначен для измерения характеристик однофазных и трехфазных трансформаторов, автотрансформаторов и других масштабных преобразователей напряжения и тока.

Функциональные возможности и технические характеристики прибора СА-610:

- измерение коэффициента трансформации напряжения в диапазоне от 0,8 до 10000;
- измерение разности фаз между входным и выходным напряжениями;
- измерение тока возбуждения в диапазоне от 0 до 0,7 А;
- проверка группы соединения обмоток;
- ввод с клавиатуры названий объектов;
- соединение с компьютером по интерфейсу RS232.

Схема подключения прибора изображена на рис. 7.12.

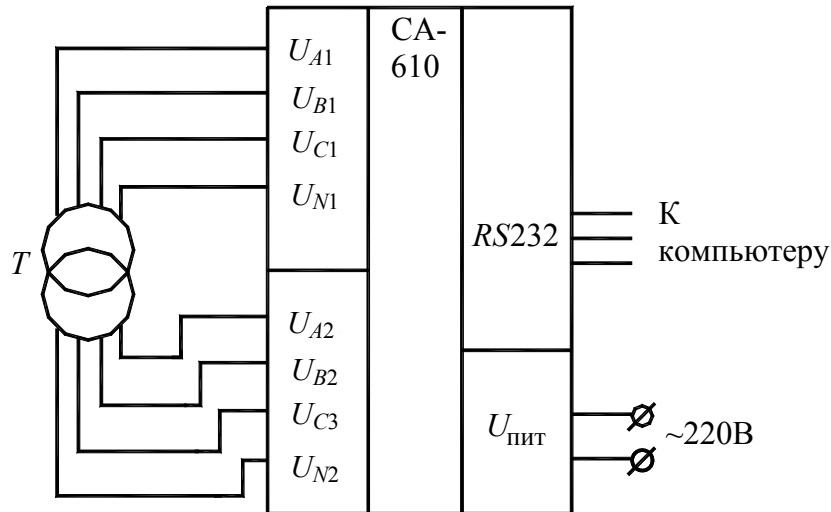


Рис. 7.12. Схема подключения прибора СА-610

Прибор генерирует трехфазную систему напряжений на первичную обмотку трансформатора  $T$ , измеряет напряжения на вторичной обмотке и необходимые фазовые сдвиги. Возможные действующие значения формируемых напряжений составляют 1, 8, 40, 100 и 200 В.

Далее изучим **индикатор дефектов обмоток электрических машин ИДО-07** (рис. 7.13).



Рис. 7.13. Прибор ИДО-07

Прибор ИДО-07 предназначен для контроля обмоток электрических машин напряжением до 1000 В (преимущественно, электродвигателей).



Конструктивно индикатор выполнен в виде портативного прибора, корпус которого состоит из двух пластмассовых крышек, стянутых резиновыми окантовками.

На лицевой панели расположены небольшой светодиодный дисплей и сигнальные светодиоды.

Из-за небольшого размера дисплея результаты измерений отображаются специальными символами, описанными в руководстве по эксплуатации прибора.

Функциональные возможности прибора:

– выявление междувитковых замыканий, обрыва фазы и неправильного соединения фаз в трехфазных обмотках;

– выявление междувитковых замыканий в катушках, уложенных в пазы;

– выявление неудовлетворительного состояния изоляции обмоток относительно корпуса машины и между обмотками.

При проверке трехфазной обмотки на наличие междувитковых замыканий, обрыва фазы и на правильность соединения фаз программное обеспечение прибора выполняет расчет коэффициентов несимметрии  $K_n$  по формулам:

$$\left\{ \begin{array}{l} K_{n1} = \frac{I_A - I_B}{I_A + I_B} 100 \% ; \\ K_{n2} = \frac{I_B - I_C}{I_B + I_C} 100 \% ; \\ K_{n3} = \frac{I_C - I_A}{I_C + I_A} 100 \% . \end{array} \right. \quad (7.7)$$

Чем выше значения этих коэффициентов, тем выше вероятность, что в испытываемой электрической машине имеются неисправности, обуславливающие несимметрию токов в обмотках. Так, при замыкании даже одного витка в катушке значение  $K_n$  превышает 10 %.

При проверке катушек, уложенных в пазы, на наличие междувитковых замыканий принцип работы индикатора базируется на индуктировании импульсной ЭДС в проверяемой катушке. В случае наличия в последней короткозамкнутых витков происходит регистрация импульса магнитной индукции поля, создаваемого током короткого замыкания, протекающим по ним. Для этой цели в комплекте к прибору поставляется индукционный датчик.

При проверке состояния изоляции обмоток относительно корпуса машины и между обмотками принцип работы индикатора состоит в подаче на обмотку напряжения постоянного тока, определении сопротивления изоляции и сравнении его с пороговым значением 0,5 МОм.

Основные технические характеристики прибора ИДО-07:

- контролируемый диапазон значений  $K_n$  – от 0 до 99 %;
- диапазон измерения сопротивления изоляции – от 0 до 500 МОм;
- значение испытательного напряжения при измерении сопротивления изоляции 1000 В;

питание автономное или от внешнего блока питания.

Схема подключения индикатора ИДО-07 к трехфазному электродвигателю показана на рис. 7.14.

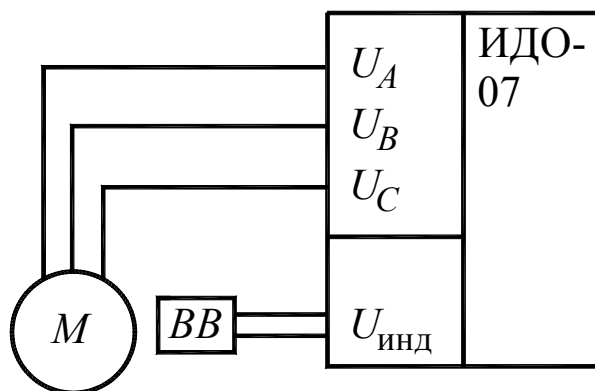


Рис. 7.14. Схема подключения прибора ИДО-07

Прибор имеет три измерительных провода, которые необходимо подключить к соответствующим фазам электродвигателя  $M$ . После запуска первого режима по определению значений  $K_n$  прибор формирует трехфазную систему напряжений, измеряет линейные токи фаз, выполняет расчеты по формулам (7.7) и выводит необходимые сообщения на дисплей (рис. 7.15).

При измерении значения  $K_n$  статорной обмотки электродвигателя значительную погрешность может вносить эксцентриситет ротора. Поэтому для машин в сборе в качестве измеренного значения  $K_n$  следует выбирать минимальное из значений  $K_n$ , которые показывает индикатор при медленном проворачивании ротора вручную. В случае если не удастся получить значение  $K_n$  менее 10 %, то нужно произвести проверку статорной обмотки машины на наличие дефектов при отсутствии ротора.

Показания индикатора	Вид дефекта
–ЬС А–С АЬ– «Неуд.»	Обрыв фазы
А00 – А09 Ь00 – Ъ09 С00 – С09 «Норм.»	Дефект отсутствует (междувитковых замыканий нет)
А10 – А99 Ь10 – Ъ99 С10 – С99 «Неуд.»	Междувитковые замыкания. Неправильное соединение фаз

Рис. 7.15. Основные сообщения на дисплее прибора ИДО-07

В режиме проверки катушек, уложенных в пазы, на наличие междувитковых замыканий индукционный датчик *ВВ* необходимо расположить вдоль оси паза и, плотно прижимая его к поверхности пакета жестей, поочередно «пройти» по всем пазам. В случае обнаружения катушки с короткозамкнутыми витками индикатор издает прерывистый звуковой сигнал и на дисплее появляется изображение «[□]».

Дополнительно к показаниям дисплея имеются показания сигнальных светодиодов:

« $K_n$ » – на дисплее отображаются значения коэффициентов несимметрии;

«КЗВ» – на дисплее отображается информация в режиме проверки на короткозамкнутые витки;

« $R_i$ » – на дисплее отображается информация в режиме измерения сопротивления изоляции;

«Норм.» – дефектов в испытываемой машине не обнаружено;

«Неуд.» – обнаружены дефекты в испытываемой машине.

#### 7.4. Приборы для испытания линий электропередачи

Для обнаружения повреждений и неоднородностей в кабельных или воздушных линиях электропередачи, как правило, применяются **рефлектометры** – приборы, функционирующие на основе метода импульсной рефлектометрии. Суть этого метода заключается в гене-

рировании в предварительно обесточенную и разряженную линию электропередачи короткого зондирующего импульса длительностью в несколько десятков наносекунд и амплитудой не более 10 В. В результате в линии возникает сложный переходный процесс, при котором часть энергии отражается от места повреждения, неоднородности волнового сопротивления или конца линии, и возвращается обратно к источнику (рис. 7.16).

На дисплее прибора формируется изображение формы напряжения для переходного процесса, которое называется **рефлектограмма**.

Пример рефлектограммы изображен на рис. 7.17.

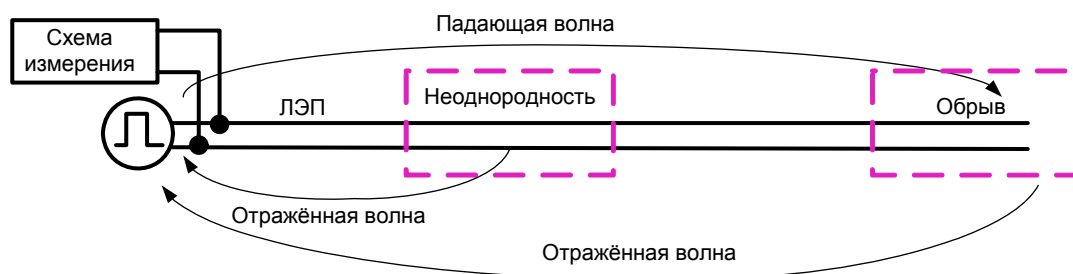


Рис. 7.16. Схема направления энергии электромагнитных волн в линии электропередачи для метода импульсной рефлектометрии

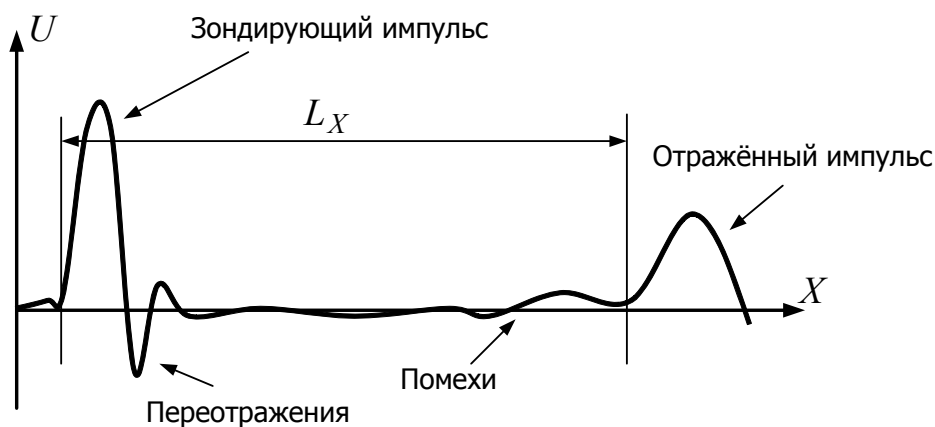


Рис. 7.17. Пример рефлектограммы для линии с обрывом на конце

На рефлектограммах необходимо выделять следующие участки: зондирующий импульс, переотражения от зондирующего импульса, наведенные помехи, отраженные импульсы.

**Переотражения** возникают из-за переходных процессов вблизи зондирующего импульса. Для устранения этого явления необходимо выполнять операцию согласования выходного сопротивления прибора с волновым сопротивлением линии.

Помехи могут быть синхронными и асинхронными.

**Синхронные помехи** обусловлены сложностью переходного процесса при подаче зондирующего импульса и различными мелкими неоднородностями в испытываемой линии.

**Асинхронные помехи** вызываются наводками от соседних линий, коммуникаций, транспорта, оборудования и т. д.

В линии электропередачи могут быть два основных типа повреждений и неоднородностей – продольные и поперечные. В первом случае полярность отраженного импульса та же, что и полярность зондирующего импульса, как показано на рис. 7.17. Во втором случае полярность отраженного импульса будет противоположной.

К продольным повреждениям относятся обрывы проводников, а к продольным неоднородностям – увеличенные сопротивления проводников. Нормальный обрыв на конце линии на рефлектограмме эквивалентен продольному повреждению (рис. 7.17).

К поперечным повреждениям относятся короткие замыкания, а к поперечным неоднородностям – увеличенные проводимости изоляции.

При обрывах или коротких замыканиях амплитуда отраженных импульсов значительно превосходит амплитуду помех. Поэтому выявить такие повреждения достаточно просто. Однако в случае более сложных неоднородностей, вызываемых соединительными муфтами, изменениями сечения жил, сжатиями кабеля или ответвлениями от линии, амплитуда отраженных импульсов сравнима с амплитудой помех. Это вызывает определенные трудности по идентификации подобных неоднородностей.

На рис. 7.18 изображен пример рефлектограммы для кабельной муфты.

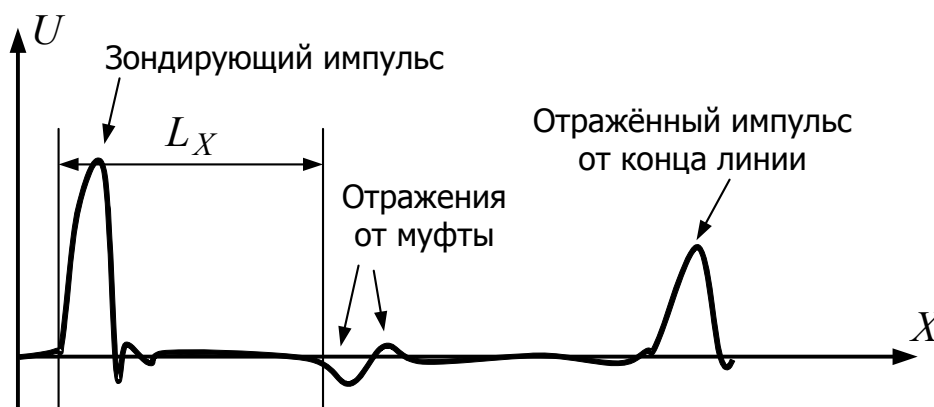


Рис. 7.18. Пример рефлектограммы для кабельной муфты

Кабельная муфта имеет сразу два вида неоднородностей – поперечную и продольную. Первая вызвана изменением сопротивления изоляции при монтаже муфты, а вторая – увеличенным сопротивлением в области соединения жил кабеля.

После появления рефлектограммы на экране рефлектометра необходимо правильно установить вертикальные курсоры для измерения расстояния до места повреждения. Первый курсор устанавливается на начало зондирующего импульса, а второй курсор – на начало отраженного от рассматриваемой неоднородности импульса, как показано на рис. 7.17 и 7.18. В некоторых приборах эта процедура может выполняться автоматически.

Далее программное обеспечение рефлектометра определяет интервал времени  $\Delta t$  между курсорами, соответствующий двойному пробегу волны от источника до повреждения и обратно. После этого рассчитывается расстояние до места повреждения  $L_x$  по формуле

$$L_x = \frac{v\Delta t}{2} = \frac{c\Delta t}{2\gamma}, \quad (7.8)$$

где  $v$  – скорость распространения электромагнитной волны в линии;  $c$  – скорость света в вакууме;  $\gamma > 1$  – коэффициент укорочения.

**Коэффициент укорочения**  $\gamma$  характеризует во сколько раз скорость распространения электромагнитной волны в линии ниже, чем скорость света в вакууме. В основном значение этого коэффициента определяется типом материала изоляции линии в соответствии с формулой

$$\gamma \approx \frac{1}{\sqrt{\epsilon}}, \quad (7.9)$$

где  $\epsilon$  – средняя относительная диэлектрическая проницаемость изоляции испытуемой линии электропередачи.

Требуемое значение коэффициента укорочения вводится в память прибора перед измерениями. Если этого не сделать, то все показания рефлектометра будут неверны.

Для силовых кабелей значения коэффициента укорочения не нормируются, поэтому должны быть либо рассчитаны по формуле (7.9), либо определены экспериментально.

Методика экспериментального определения значения коэффициента укорочения заключается в следующем. Берут требуемую марку неповрежденного разомкнутого с обоих концов кабеля длиной  $L$ .

Затем подключают рефлектометр между жилами или между жилой и броней (экраном), вводят значение  $\gamma = 1$  и измеряют значение  $L_x$ . После этого коэффициент укорочения для исследуемого кабеля можно рассчитать по формуле

$$\gamma = \frac{L_x}{L}. \quad (7.10)$$

Длительность зондирующего импульса влияет на разрешающую способность прибора. Чем короче зондирующий импульс, тем выше разрешающая способность, т. е. точность определения значения  $L_x$ , но ниже дальность обнаружения повреждения. И наоборот, чем шире зондирующий импульс, тем ниже разрешающая способность, но выше дальность.

Точность результатов, полученных с помощью рефлектометра, во многом зависит от подготовки и опыта оператора.

Рассмотрим промышленный портативный рефлектометр РЕЙС-105М1 (рис. 7.19).



Рис. 7.19. Рефлектометр РЕЙС-105М1

Основные технические характеристики прибора:

- два входа для измерения;
- плавная регулировка выходного сопротивления в диапазоне от 30 до 450 Ом;
- измерение расстояний в диапазоне от 1 до 25600 м;
- длительность зондирующего импульса – от 10 до 5000 нс;
- амплитуда зондирующего импульса – 3,5 В;
- установка коэффициента укорочения в диапазоне от 1 до 7 с дискретностью 0,001;
- память на 200 рефлектограмм и 64 коэффициента укорочения;
- интерфейс связи для подключения к компьютеру – RS232.

Прибор имеет следующие режимы работы:

- «нормальный» – считывание и отображение текущей рефлектограммы (вход 1, вход 2);
- «сравнение» – наложение двух рефлектограмм (вход 1 – вход 2; вход – память; память – память);
- «разность» – вычитание двух рефлектограмм (вход 1 – вход 2; вход – память; память – память);
- обмен данными с компьютером.

Клавиатура прибора позволяет выполнять следующие основные действия:

- работа с программным меню;
- изменение коэффициента усиления аналогового усилителя;
- изменение диапазона измерения;
- растяжка рефлектограммы на экране;
- выбор и передвижение курсора;
- изменение значения коэффициента укорочения;
- изменение длительности зондирующего импульса;
- включение-отключение подсветки дисплея.

Классический метод импульсной рефлектометрии не всегда позволяет точно определить расстояние до места повреждения. Это происходит, например, когда короткое замыкание является высокоомным, т. е. после пробоя изоляции кабеля металлического замыкания между жилами не возникает, и значение переходного сопротивления составляет более 10 кОм. В таких ситуациях применяют дополнительные методы:

- метод колебательного разряда по току (*ICE – Impulse Current Method*);



- метод колебательного разряда по напряжению (*Decay – Decay Travelling Wave Method* – метод блуждающей волны);
- методом отражения от электрической дуги (*ARM – Arc Reflection Method*);
- метод прожига изоляции кабеля.

В методе колебательного разряда по току встроенный в прибор источник тока заряжает собственную емкость кабеля до возникновения пробоя. В момент пробоя прибор записывает в память осциллограмму переходного процесса. Постоянная времени апериодической составляющей колебаний пропорциональна расстоянию до места повреждения.

В методе колебательного разряда по напряжению в приборе заряжается встроенный высоковольтный конденсатор до необходимого напряжения, а затем разряжается на емкость кабеля. В результате возникают затухающие периодические колебания, период которых пропорционален расстоянию до места повреждения.

В методе отражения от электрической дуги встроенный в прибор высоковольтный импульсный генератор подключают к испытуемому кабелю и добиваются возникновения кратковременной электрической дуги в месте пробоя. Отраженный от нее импульс далее фиксируется с помощью обычного рефлектометра, определяющего расстояние до места повреждения.

В методе прожига изоляции кабеля используют высоковольтный мощный генератор, позволяющий создать в кабеле металлическое короткое замыкание путем длительного горения электрической дуги. После этого применяют обычный рефлектометр, определяющий расстояние до места повреждения.

Внешний вид установки для определения мест повреждения в кабелях среднего и низкого напряжения Surgeflex 32 показан на рис. 7.20.

Функциональные возможности установки Surgeflex 32:

- определение расстояния до места повреждения методом импульсной рефлектометрии;
- определение расстояния до места высокоомного повреждения методом *ARM*;
- определение расстояния до места высокоомного повреждения методами *ICE/Decay*;
- прожиг силовых кабелей;
- интерфейсы связи: *Ethernet, USB, CAN*.



*Рис. 7.20.* Испытательная установка Surgeflex 32

Основные технические характеристики:

- максимальное значение испытательного напряжения – 32 кВ;
- дальность определения повреждений – от 20 м до 160 км;
- длительность зондирующего импульса в режиме рефлектометра – от 20 нс до 10 мкс;
- амплитуда зондирующего импульса в режиме рефлектометра – от 30 до 50 В.

## ГЛАВА 8

# МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ ПРИБОРЫ ДЛЯ УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Современные приборы для учета электрической и тепловой энергии – это микропроцессорные счетчики и средства, обеспечивающие их соединение в информационную сеть.

### 8.1. Алгоритмы расчета электрической энергии

Основным видом учитываемой электроэнергии в системах электроснабжения является **активная энергия**. Программное обеспечение счетчиков выполняет ее расчет, как правило, по **мгновенным значениям**. Для трехфазной сети алгоритм расчета приращения активной энергии  $\Delta W_P$  на интервале времени  $t_1, t_2$  можно записать следующим образом:

$$\begin{aligned} \Delta W_P &= \int_{t_1}^{t_2} u_{L1}(t) i_{L1}(t) dt + \int_{t_1}^{t_2} u_{L2}(t) i_{L2}(t) dt + \int_{t_1}^{t_2} u_{L3}(t) i_{L3}(t) dt \approx \\ &\approx \sum_{i=0}^{n-1} u_{L1i} \cdot i_{L1i} \cdot \Delta t + \sum_{i=0}^{n-1} u_{L2i} \cdot i_{L2i} \cdot \Delta t + \sum_{i=0}^{n-1} u_{L3i} \cdot i_{L3i} \cdot \Delta t = \\ &= \Delta t \left( \sum_{i=0}^{n-1} (u_{L1i} \cdot i_{L1i} + u_{L2i} \cdot i_{L2i} + u_{L3i} \cdot i_{L3i}) \right), \end{aligned} \quad (8.1)$$

где  $u_{L1}, u_{L2}, u_{L3}$  – мгновенные значения фазных напряжений (линейных напряжений при соединении нагрузки по схеме треугольника) соответствующих фаз;  $i_{L1}, i_{L2}, i_{L3}$  – мгновенные значения линейных токов (фазных токов при соединении нагрузки по схеме треугольника) соответствующих фаз;  $i$  – номер шага расчета;  $\Delta t$  – период дискретизации;  $n$  – количество шагов расчета на расчетном интервале.

Важно отметить, что для корректного расчета произведение  $n\Delta t$  должно быть кратно периоду напряжения сети  $T_{\text{сети}}$  :

$$\frac{n\Delta t}{T_{\text{сети}}} = \alpha, \quad (8.2)$$

где  $\alpha$  – любое целое положительное число.

Формула (8.1) учитывает все высшие гармонические составляющие напряжения и тока с частотами до  $\frac{1}{2\Delta t}$  (в соответствии с теоремой Котельникова).

В счетчиках активной энергии алгоритм (8.1) реализуется на специальных микроконтроллерах, которые называются *DSP – Digital Signal Processor* – цифровой сигнальный процессор. В этих микроконтроллерах имеются модули аппаратного перемножения двоичных кодов отсчетов аналоговых сигналов (см. параграф 4.1), что позволяет выполнять расчет с высокой скоростью в реальном времени.

Для реактивной и полной энергии формул расчета по мгновенным значениям не существует. Поэтому расчет осуществляется по **действующим (RMS) значениям**. При этом для учета высших гармонических составляющих в составе кривых напряжения и тока необходимо реализовать алгоритм разложения в ряд Фурье. Этот алгоритм одинаков для расчета гармонических составляющих напряжения и тока. Рассмотрим пример расчета для напряжения  $u(t)$ . Вначале необходимо рассчитать косинусную  $a_k$  и синусную  $b_k$  составляющие спектра сигнала:

$$a_k = \frac{2}{n} \sum_{i=0}^{n-1} u_i \cdot \cos(k \cdot 2\pi f i \Delta t); \quad (8.3)$$

$$b_k = \frac{2}{n} \sum_{i=0}^{n-1} u_i \cdot \sin(k \cdot 2\pi f i \Delta t), \quad (8.4)$$

где  $k \in [0, n/2]$  – номер гармонической составляющей;  $f$  – частота напряжения сети;  $i$  – номер отсчета напряжения при его дискретизации;  $\Delta t$  – период дискретизации.

Здесь также обязательно должно выполняться соотношение (8.2), при этом значение  $\alpha$ , как правило, не превышает трех.

Далее рассчитывают действующие значения напряжения  $U_{RMS.k}$  для гармонических составляющих:

$$U_{RMS.k} = \frac{\sqrt{a_k^2 + b_k^2}}{\sqrt{2}}. \quad (8.5)$$

Затем определяют фазовые сдвиги  $\varphi_{u.k}$  для гармонических составляющих:

$$\left\{ \begin{array}{l} \varphi_{u.k} = -\arctg \frac{b_k}{a_k} + 90^\circ, \quad \text{если } b_k \geq 0 \text{ и } a_k > 0; \\ \varphi_{u.k} = -\arctg \frac{b_k}{a_k} - 90^\circ, \quad \text{если } b_k \geq 0 \text{ и } a_k < 0; \\ \varphi_{u.k} = -\arctg \frac{b_k}{a_k} - 270^\circ, \quad \text{если } b_k \leq 0 \text{ и } a_k > 0; \\ \varphi_{u.k} = -\arctg \frac{b_k}{a_k} + 270^\circ, \quad \text{если } b_k \leq 0 \text{ и } a_k < 0. \end{array} \right. \quad (8.6)$$

После разложения в ряд Фурье можно рассчитывать значения приращения энергии. Для  $k$ -й гармоники активной энергии в трехфазной сети алгоритм расчета будет выглядеть следующим образом:

$$\begin{aligned} \Delta W_{P.k} &= \int_{t_1}^{t_2} U_{RMS.L1k}(t) I_{RMS.L1k}(t) \cos(\varphi_{u.L1k} - \varphi_{i.L1k}) dt + \\ &+ \int_{t_1}^{t_2} U_{RMS.L2k}(t) I_{RMS.L2k}(t) \cos(\varphi_{u.L2k} - \varphi_{i.L2k}) dt + \\ &+ \int_{t_1}^{t_2} U_{RMS.L3k}(t) I_{RMS.L3k}(t) \cos(\varphi_{u.L3k} - \varphi_{i.L3k}) dt \approx \\ &\approx \sum_{i=0}^{m-1} U_{RMS.L1k,i} I_{RMS.L1k,i} \cos(\varphi_{u.L1k,i} - \varphi_{i.L1k,i}) T_{\text{сети}} + \\ &+ \sum_{i=0}^{m-1} U_{RMS.L2k,i} I_{RMS.L2k,i} \cos(\varphi_{u.L2k,i} - \varphi_{i.L2k,i}) T_{\text{сети}} + \\ &+ \sum_{i=0}^{m-1} U_{RMS.L3k,i} I_{RMS.L3k,i} \cos(\varphi_{u.L3k,i} - \varphi_{i.L3k,i}) T_{\text{сети}}, \quad (8.7) \end{aligned}$$

где  $k$  – номер гармонической составляющей;  $U_{RMS.L1k}$ ,  $U_{RMS.L2k}$ ,  $U_{RMS.L3k}$  – действующие значения фазных напряжений (линейных напряжений при соединении нагрузки по схеме треугольника) для  $k$ -й гармонической составляющей;  $I_{RMS.L1k}$ ,  $I_{RMS.L2k}$ ,  $I_{RMS.L3k}$  – действующие значения линейных токов (фазных токов при соединении на-

грузки по схеме треугольника) для  $k$ -й гармонической составляющей  $T_{\text{сети}}$  – период напряжения сети;  $i$  – номер отсчета действующего значения напряжения на интервале времени  $T_{\text{сети}}$ ;  $m$  – количество периодов  $T_{\text{сети}}$  на расчетном интервале  $t_1, t_2$ .

Окончательно значение приращения активной энергии будет равно:

$$\Delta W_P = \sum_{k=0}^g \Delta W_{P.k}, \quad (8.8)$$

где  $g$  – количество учитываемых гармонических составляющих.

Аналогично для приращения реактивной энергии  $\Delta W_Q$ :

$$\begin{aligned} \Delta W_{Q.k} \approx & \sum_{i=0}^{m-1} U_{RMS.L1k,i} \cdot I_{RMS.L1k,i} \cdot \sin(\varphi_{u.L1k,i} - \varphi_{i.L1k,i}) T_{\text{сети}} + \\ & + \sum_{i=0}^{m-1} U_{RMS.L2k,i} \cdot I_{RMS.L2k,i} \cdot \sin(\varphi_{u.L2k,i} - \varphi_{i.L2k,i}) T_{\text{сети}} + \\ & + \sum_{i=0}^{m-1} U_{RMS.L3k,i} \cdot I_{RMS.L3k,i} \cdot \sin(\varphi_{u.L3k,i} - \varphi_{i.L3k,i}) T_{\text{сети}}. \end{aligned} \quad (8.9)$$

$$\Delta W_Q = \sum_{k=0}^g \Delta W_{Q.k}. \quad (8.10)$$

Приращение полной энергии  $\Delta W_S$  можно определить по известной формуле

$$\Delta W_S = \sqrt{\Delta W_P^2 + \Delta W_Q^2}. \quad (8.11)$$

Современные счетчики электроэнергии помимо расчетов энергии по математическим формулам (8.1)–(8.11) выполняют ее учет по многотарифной системе с использованием таких понятий, как тариф, тарифная зона, вариант тарификации и тарифный сезон.

**Тариф** – это стоимость электроэнергии в пределах некоторой тарифной зоны.

**Тарифная зона** – это интервал времени, в течение которого действует один из тарифов. Тарифные зоны обычно устанавливают в рамках одних суток отдельно для рабочих, выходных и праздничных дней.

**Вариант тарификации** – это набор временных интервалов и тарифов для тарифных зон в течение тарифного сезона.

**Тарифный сезон** – это интервал времени длительностью от месяца до полугода, в течение которого действует один из вариантов тарификации.

Для выполнения этих функций все счетчики оснащаются электронными часами реального времени. В основном функция часов реализуется в главном микроконтроллере счетчика путем присоединения к его специальным входам часового кварцевого резонатора, от которого тактируется один из таймеров микроконтроллера.

Счетчики, устанавливаемые в узлах передачи и распределения электроэнергии, должны вести ее учет по всем квадрантам в зависимости от направления активной и реактивной мощности (рис. 8.1).

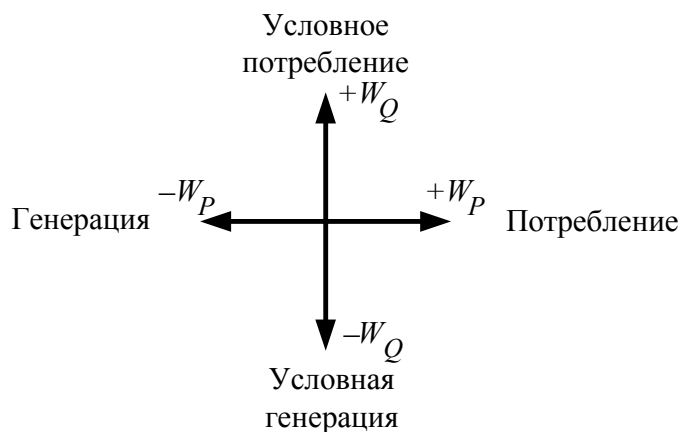


Рис. 8.1. Квадранты учета энергии в зависимости от ее направления

Знаки энергии определяются автоматически при использовании алгоритмов (8.1)–(8.11). Положительная активная энергия соответствует направлению активной мощности от источника к потребителю, то есть является потребляемой энергией. Отрицательные значения активной энергии свидетельствуют о смене направления активной мощности и переходе потребителя в режим генерации.

Реактивная мощность условно меняет свой знак в зависимости от характера нагрузки. При преобладании индуктивной нагрузки реактивная энергия условно потребляется, а при преобладании емкостной нагрузки – условно генерируется.

Для учета по всем энергии направлениям счетчик должен иметь четыре соответствующих банка памяти.

## 8.2. Счетчики электроэнергии

В качестве примера рассмотрим **трехфазный микропроцессорный счетчик электроэнергии ГРАН-ЭЛЕКТРО СС-301** (рис. 8.2), широко используемый в отечественной энергосистеме.



Рис. 8.2. Счетчик ГРАН-ЭЛЕКТРО СС-301

Счетчик предназначен для коммерческого учета электрической энергии на промышленных предприятиях и в энергосистемах, а также для работы в составе автоматических систем контроля и учета электроэнергии.

Счетчик выполняет измерения активной и реактивной энергии, а также активной и реактивной мощности прямого и обратного направлений, фазных напряжений и токов в трехфазных трех- или четырехпроводных цепях переменного тока.

На лицевой панели счетчика расположены: светодиодный дисплей, кнопки управления «Меню», «Маркер» и «Ввод», три сигнальных светодиода и разъем для оптического порта.

Основные технические характеристики счетчика:

- класс точности по активной энергии – 0,2S;
- класс точности по реактивной энергии – 1;



- количество тарифов – от 1 до 8;
- количество тарифных зон в сутки – до 48;
- количество тарифных сезонов – 12;
- глубина хранения срезов энергии – 60 дней;
- интервал усреднения мощности – 3, 15 или 30 мин;
- глубина хранения значений максимальной мощности за месяц – за текущий и 23 предыдущих;
- сохранение работоспособности часов реального времени после отключения сетевого питания – 8 лет;
- собственная потребляемая мощность – не более 5 ВА;
- интерфейсы связи – RS485 и оптический по ГОСТ Р МЭК 61107–2011.

Главные функциональные возможности счетчика:

- виды сохраняемых значений энергии: накопленная энергия, энергия по приращению за сутки, месяц и год, энергия по накоплению на начало суток, на начало месяца и на начало года;
- виды сохраняемых значений мощности: средняя и максимальная за рассматриваемый интервал;
- отображение текущих значений: напряжений и токов по фазам, активной и реактивной мощности по фазам; коэффициенты мощности по фазам, частота сети;
- запись событий: архив состояния фаз, архив кодов ошибок; архив корректировок параметров счетчика.

Монтажная схема подключения счетчика к высоковольтной электрической сети показана на рис. 8.3.

В большинстве случаев в современных распределительных устройствах счетчики подключают по методу трех ваттметров, так как на стороне вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока  $TA_1 - TA_3$  и измерительных трансформаторов напряжения  $TV_1 - TV_3$  формируется трехпроводная сеть с номинальным напряжением 100 В и номинальным током 5 А. Однако в техническом руководстве к счетчику прилагаются и другие варианты схем.

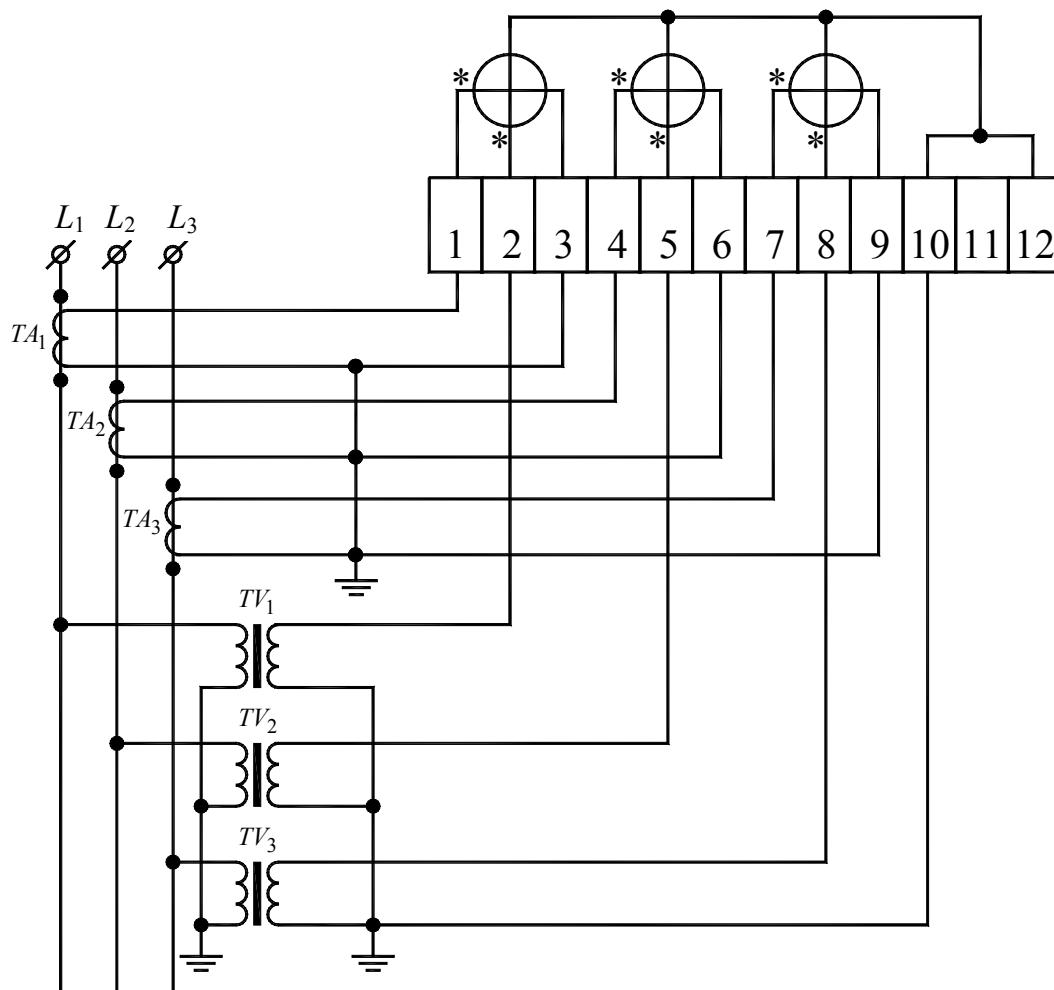


Рис. 8.3. Монтажная схема подключения счетчика ГРАН-ЭЛЕКТРО СС-301

На дисплее счетчика ГРАН-ЭЛЕКТРО СС-301 помимо результатов учета электроэнергии отображается дополнительная информация (рис. 8.4).





Рис. 8.4. Информация на дисплее счетчика ГРАН-ЭЛЕКТРО СС-301


Первая строка дисплея называется «Строка состояния», а вторая – «Накопленная энергия».


Рассмотрим первую строку.

Зона «Квадрант» отображает текущий квадрант направления активной и реактивной энергии в соответствии с рис. 8.1 следующими символами:

 :  $+W_P, +W_Q$ ;

 :  $-W_P, +W_Q$ ;

 :  $+W_P, -W_Q$ ;

 :  $-W_P, -W_Q$ .

Зона «Индикация снятия крышки зажимов» – наличие точки в этой зоне указывает, что крышка зажимов снята с корпуса счетчика, отсутствие точки – крышка установлена.

В зоне «Состояние фаз» отображается следующее. Если отсутствуют одна или две фазы, то буквы, соответствующие отсутствующим фазам, мигают на дисплее. Если последовательность фаз неправильная – происходит циклический сдвиг на индикаторе букв, обозначающих фазы. Если знак коэффициента мощности по одной из фаз не совпадает со знаками по другим двум фазам, то происходит периодическое изменение размера буквы, обозначающей эту фазу.

В зоне «Текущие тарифы» отображаются действующие в ближайшее время тарифы, обозначаемые буквами *A, B, C, D, E, F, G, H*.

Во второй строке в зоне «Тариф» отображается название тарифа, по которому в данный момент выводится значение накопленной энергии.

В зоне «Обозначение параметра» отображается тип выводимой на дисплей величины.

**Параметризация счетчика ГРАН-ЭЛЕКТРО СС-301**, т. е. изменение его настроек осуществляется тремя способами:

- через управляющие кнопки;
- через компьютер и интерфейс *RS232*;
- через компьютер и оптический порт.

Счетчик ГРАН-ЭЛЕКТРО СС-301 имеет ряд ступеней защиты от несанкционированного доступа.

Конструкцией счетчика предусмотрено два уровня пломбирования.

**Первый уровень пломбирования** предотвращает несанкционированный доступ внутрь счетчика. Для этого уровня пломбы уста-

навливает служба технического контроля изготовителя при выходе счетчика из производства и ответственное лицо после поверки счетчика. Пломбы устанавливаются на винты крепления кожуха корпуса к цоколю.

**Второй уровень пломбирования** предотвращает несанкционированный доступ к зажимной плате, телеметрическим и интерфейсным выходам. Пломбу устанавливает представитель Энергонадзора после монтажа счетчика на объекте. Пломба устанавливается на винт крепления крышки зажимов к корпусу счетчика.

Помимо защиты пломбами имеются четыре уровня программного доступа.

**Нулевой уровень доступа** предоставляет возможность потребителю производить считывание данных со счетчика и производить синхронизацию времени по интерфейсу RS232 (RS485) и оптическому порту.

**Первый уровень доступа** требует введения пароля дополнительного доступа и предоставляет возможность потребителю или организации, ответственной за монтаж и эксплуатацию системы АСКУЭ, запись параметров, не влияющих на коммерческие характеристики счетчика:

- сетевой адрес счетчика;
- параметры интерфейса связи;
- перечень параметров, выводимых на дисплей.

**Второй уровень доступа** требует введения пароля основного доступа. Устанавливается Энергонадзором после проведения параметризации счетчика. Паролем основного доступа защищается запись параметров, влияющих на коммерческие характеристики счетчика.

**Третий уровень доступа** имеет следующие ограничения: пароль основного доступа + крышка зажимов снята (удаление пломбы Энергонадзора) + работа только через оптический порт. Предоставляет Энергонадзору возможность установки времени, обнуления энергии, срезов, максимальной мощности и даты переключения сезонов.

**Четвертый уровень доступа** содержит ограничения: установка аппаратного ключа на плату микроконтроллера + удаление пломб Энергонадзора и изготовителя + работа только через оптический порт. Предоставляет изготовителю возможность изменения конфигурации и калибровочных коэффициентов счетчика на этапе его наладки.

Все изменения, которые производились со счетчиком, в виде двоичных *кодов коррекции* вместе с датой и временем записываются в его энергонезависимую память. Часть этих кодов приведена в табл. 8.1.

## Коды параметров коррекции

Двоичный код	Расшифровка кода
0000 0000.0000 0010	Снятие крышки зажимов
0000 0000.0000 0100	Изменение времени с панели счетчика
0000 0000.0000 1000	Изменение даты и времени по сети
0000 0000.0001 0000	Изменение тарифного расписания
0000 0001.0000 0000	Изменение параметров телеметрии

Счетчик ГРАН-ЭЛЕКТРО СС-301 имеет функции самодиагностики. Опрашивая свои внутренние устройства, он формирует двоичные **коды ошибок**. Часть этих кодов приведена в табл. 8.2.

## Коды ошибок

Двоичный код	Расшифровка кода
0000 0001.0000 0001	Аппаратная ошибка. Ошибка при обмене с <i>DSP</i>
0000 0100.0000 0001	Аппаратная ошибка. Неисправно <i>EEPROM</i> калибровки
1000 0000.0000 0001	Аппаратная ошибка. Неисправно ОЗУ микроконтроллера
0000 0000.0000 0010	Сбой часов реального времени
0000 0000.0001 0000	Помехи в цепях переменного тока

Рассмотрим еще один современный счетчик электроэнергии *Smart IMS* (рис. 8.5).

Основные функциональные возможности:

- автоматический многотарифный учет потребляемой активной, а также реактивной электроэнергии;
- удаленный доступ к данным посредством встроенного *PLC*-модема (см. параграф 5.10) или дополнительного канала связи;
- дистанционное управление нагрузками с помощью встроенных отключающих реле;
- контроль дифференциального тока и измерение потребления энергии, соответствующей дифференциальному току;
- реагирование на качество напряжения сети;
- накопление, хранение и передача в центр информации по аварийным состояниям сети, по собственным аварийным состояниям, по действиям потребителя, ведущим к нарушению договора с поставщиком электроэнергии.



Рис. 8.5. Счетчик электроэнергии *Smart IMS*

Принципиальная схема прямого подключения счетчика *Smart IMS* к низковольтной сети показана на рис. 8.6.

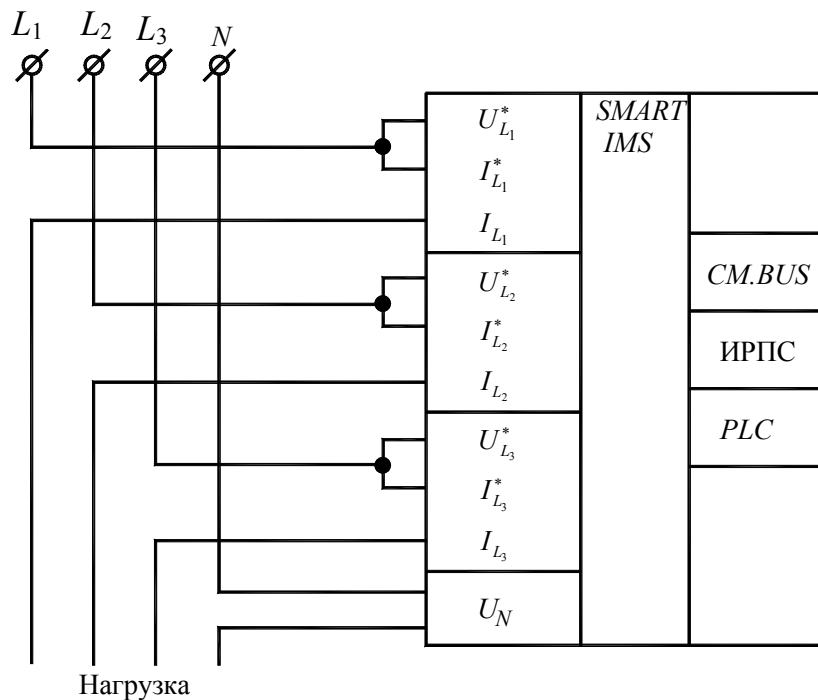


Рис. 8.6. Принципиальная схема прямого подключения счетчика *Smart IMS*

Схема подключения счетчика является стандартной в соответствии с методом трех ваттметров.

На дисплее счетчика (рис. 8.7) помимо накопленных значений энергии отображаются дополнительные величины: длительность некачественного напряжения сети, длительность дифференциального тока, сальдо по энергии (разность между заявленной и реально потребленной энергией), средняя мощность.



Рис. 8.7. Виды информации на дисплее счетчика *Smart IMS*

Также на дисплее могут присутствовать вспомогательные символы для различных сообщений: некачественное напряжение; дифференциальный ток; предупреждение по сальдо; предупреждение по мощности; предупреждение из Центра; срабатывание отключающего реле; предупреждение по току перегрузки; предупреждение по  $\cos\phi$ ; ошибка синхронизации времени; неправильное подключение счетчика; состояние фаз напряжения.

### 8.3. Построение микропроцессорных систем АСКУЭ

Современная автоматическая система контроля и учета электроэнергии АСКУЭ – это информационная сеть, построенная по пирамидальному принципу на основе различных интерфейсов связи (рис. 8.8).

На нижнем уровне сети АСКУЭ находятся счетчики электроэнергии, которые через интерфейсные выходы объединяются в группы по магистральному принципу. Для этого используют интерфейсы *RS485*, *Ethernet* или *PLC*.

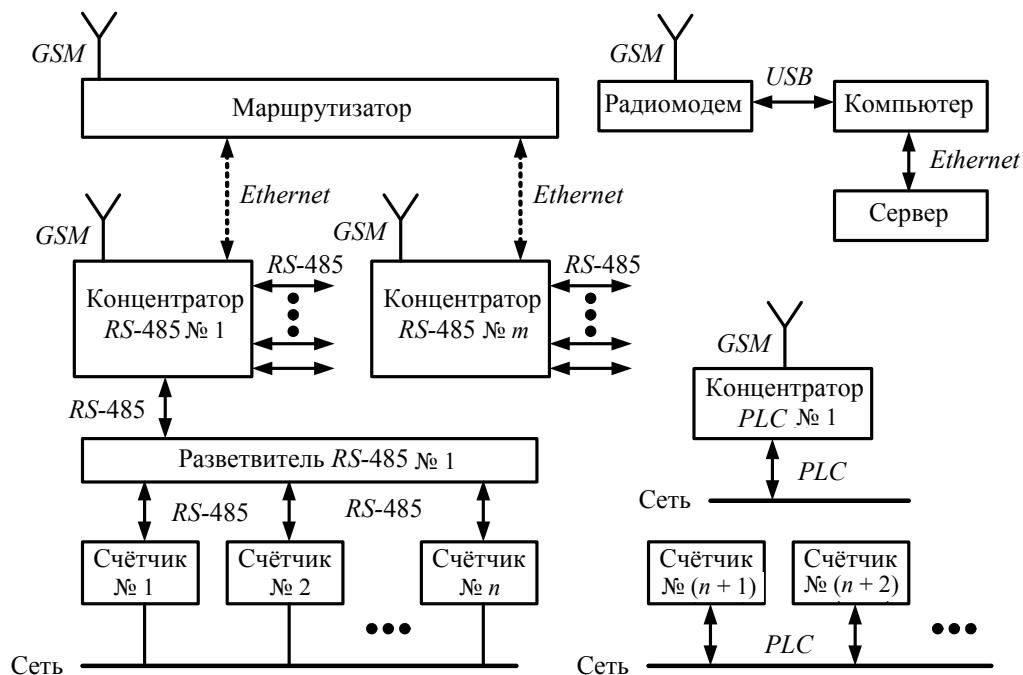


Рис. 8.8. Структурная схема АСКУЭ

Магистральные участки RS485 монтируются с помощью специальных переходников-разветвителей, представляющих собой наборы соединительных клемм. Выходы этих разветвителей подключаются к концентраторам АСКУЭ, выполняющим функции систем сбора и передачи данных.

Схема подключения четырех счетчиков электроэнергии к концентратору по интерфейсу RS485 показана на рис. 8.9.

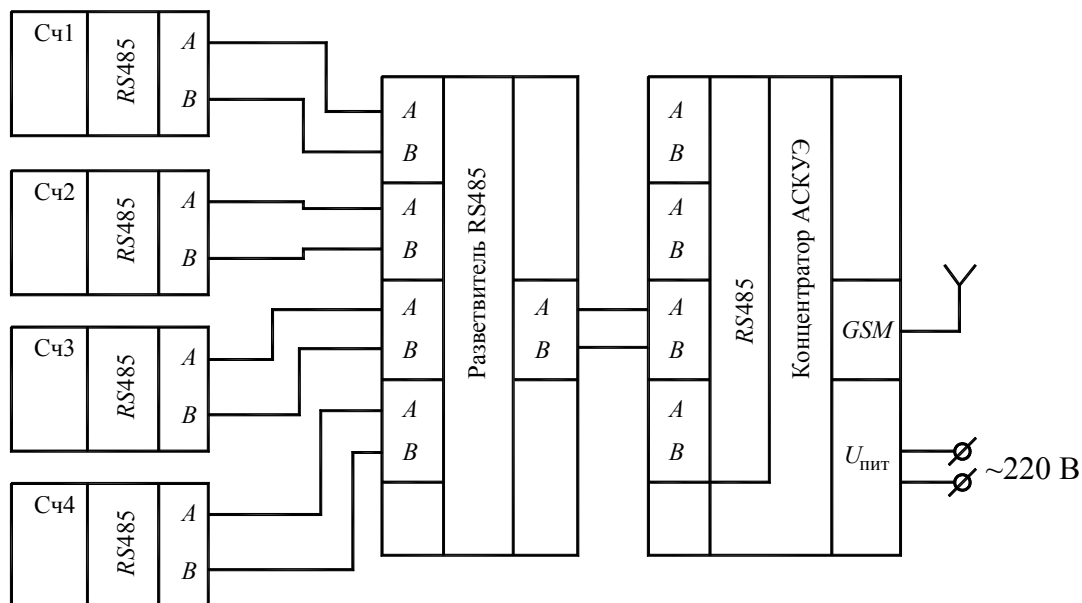


Рис. 8.9. Фрагмент схемы магистрального участка сети АСКУЭ



Монтаж участков сети АСКУЭ выполняют в специальных *шкафах АСКУЭ* (рис. 8.10).

В концентраторах формируются радиальные участки информационной сети АСКУЭ. К каждому разъему концентратора по интерфейсу *RS485* подключается магистральный участок сети.

Выходными интерфейсами концентраторов являются *Ethernet* или сотовая связь *GSM*. В крупных сетях АСКУЭ данные с концентраторов передаются в *маршрутизаторы*, являющиеся сложными концентраторами. В небольших сетях данные могут быть переданы сразу на терминальный компьютер.

Верхний уровень АСКУЭ – это компьютеры главного энергетика предприятия, специалиста энергонадзора и диспетчера, оснащенные радиомодемами сотовой связи и подключенные к локальной сети по интерфейсу *Ethernet*. Принятые по сети параметры энергопотребления сохраняются в файлах-архивах на серверах.

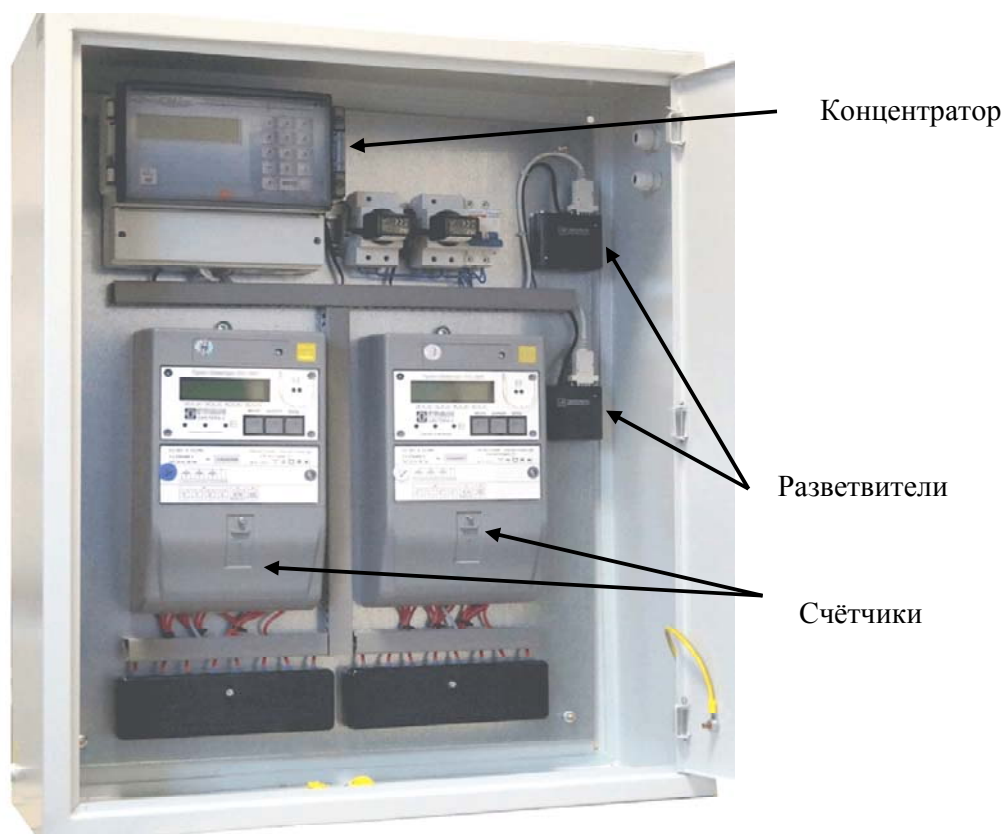


Рис. 8.10. Шкаф АСКУЭ

Программное обеспечение компьютеров верхнего уровня выполняет следующие основные функции:

- параметризацию счетчиков;
- настройку концентраторов;

- считывание данных со счетчиков;
- статистическую обработку параметров электропотребления;
- анализ потерь электроэнергии в электрических сетях;
- выявление фактов хищений электроэнергии.

В базе данных АСКУЭ каждый счетчик электроэнергии имеет следующие атрибуты, т. е. сопутствующие параметры:

- код сетевого адреса;
- номер разъема концентратора;
- почтовый адрес потребителя;
- паспортные данные ответственного лица потребителя;
- имя файла для хранения данных на сервере;
- параметры тарификации;
- дополнительную информацию.

Большая часть этой информации хранится в памяти компьютеров верхнего уровня и концентраторов. Реже она записывается непосредственно в память счетчика.

При программировании АСКУЭ выполняют два вида операций:

- программирование концентраторов на запись;
- программирование концентраторов на чтение.

В первом случае осуществляется запись в память концентратора атрибутов счетчиков и затем непосредственно параметризация счетчиков, т. е. запись в их память временных интервалов для тарифных зон и тарифных сезонов, корректировка показаний часов реального времени, запись значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов и т. д.

Во втором случае в концентратор записывают перечень параметров, которые необходимо считывать со счетчиков. Это могут быть текущие значения накопленной счетчиком энергии, данные из архива счетчика по накопленной энергии, значения средней мощности, графики нагрузки, файлы событий и неисправностей, показания часов реального времени и другие параметры.

Считывание данных со счетчиков осуществляется циклически через запрограммированные оператором интервалы времени или спорадически, т. е. по запросу оператора.

Современная тенденция в организации АСКУЭ – это включение АСКУЭ в концепцию *Smart Grid* (разумная сеть) с расширением использования возможностей новых стандартов сотовой связи, таких как 5G. Эта тенденция предполагает оснащение счетчиков электроэнергии соответствующими радиомодемами и встроенными реле для управления нагрузкой.

## 8.4. Алгоритмы расчета тепловой энергии

Тепловую энергию принято выражать в калориях. При этом справедливо равенство: 1 кал = 4,184 Дж. Это значит, что результат, полученный в джоулях, нужно разделить на 4,184, чтобы получить ответ в калориях. Тогда за интервал времени от  $t_1$  до  $t_2$  приращение отданной тепловой энергии  $\Delta Q$  равно:

$$\Delta Q = \frac{1}{4,184} c_{\text{уд}} \int_{t_1}^{t_2} M(t) (\theta_1(t) - \theta_2(t)) dt, \text{ кал}, \quad (8.12)$$

где  $c_{\text{уд}}$  – удельная теплоемкость теплоносителя, Дж/°С · кг;  $M(t)$  – массовый расход теплоносителя, кг/с;  $\theta_1(t)$  – температура на входе теплоносителя, °С;  $\theta_2(t)$  – температура на выходе теплоносителя, °С.

В свою очередь, массовый расход  $M(t)$  рассчитывается следующим образом:

$$M(t) = \rho V(t) = \rho v(t) F, \quad (8.13)$$

где  $\rho$  – плотность теплоносителя, кг/м<sup>3</sup>;  $V(t)$  – объемный расход теплоносителя, м<sup>3</sup>/с;  $v(t)$  – скорость теплоносителя, м/с;  $F$  – площадь сечения трубопровода, м<sup>2</sup>.

Поставив (8.13) в (8.12), получим:

$$\begin{aligned} \Delta Q &= \frac{1}{4,184} c_{\text{уд}} \rho F \int_{t_1}^{t_2} v(t) (\theta_1(t) - \theta_2(t)) dt = \\ &= K \int_{t_1}^{t_2} v(t) (\theta_1(t) - \theta_2(t)) dt, \end{aligned} \quad (8.14)$$

где  $K$  – коэффициент, характеризующий параметры теплоносителя и переход от джоулей к калориям.

Переходя от интеграла (8.14) к приближенной сумме, запишем алгоритм расчета тепловой энергии:

$$\Delta Q \approx K \sum_{i=1}^n v_i (\theta_{1i} - \theta_{2i}) \Delta t = K \Delta t \sum_{i=1}^n v_i (\theta_{1i} - \theta_{2i}), \quad (8.15)$$

где  $i$  – номер шага расчета;  $\Delta t$  – период дискретизации;  $n$  – количество шагов расчета на расчетном интервале.

Из алгоритма (8.15) следует, что для определения тепловой энергии необходимо знать плотность и удельную теплоемкость теплоносителя, сечение трубопровода и в режиме реального времени измерять скорости теплоносителя и его температур на входе и выходе. Иногда дополнительно измеряется давление в трубопроводе, по значению которого счетчик тепловой энергии корректирует значение плотности жидкости.

### 8.5. Измерительные преобразователи расхода жидкости

Как показано в параграфе 8.4, для измерения тепловой энергии необходимо осуществлять непрерывные измерения скорости движения теплоносителя по трубопроводу. Устройства, реализующие эту операцию, называются **измерительными преобразователями расхода**, или **расходомерами**.

Для измерения скорости жидкости в промышленности и для бытовых потребителей применяют следующие виды расходомеров:

- турбинные;
- электромагнитные;
- ультразвуковые;
- вихревые.

**Турбинный расходомер** представляет собой небольшую турбину, установленную по направлению течения жидкости. Электронное устройство, подключенное к обмотке турбины, должно измерять скорость вращения турбины. Главные недостатки такого типа расходомеров – низкая надежность и сопротивление потоку жидкости. Поэтому турбинные расходомеры сейчас считаются морально устаревшими.

Одним из самых распространенных типов расходомеров на сегодняшний день являются **электромагнитные расходомеры**. Конструкция такого расходомера показана на рис. 8.11.

В разрез металлического трубопровода вставляется пластмассовая врезка диаметром  $d$ . На врезке размещена катушка индуктора, создающего магнитное поле с индукцией  $B$ . На заряженные частицы жидкого теплоносителя, движущегося со скоростью  $v$ , действуют сила Лоренца  $F_{\text{л}}$  и сила Кулона  $F_{\text{к}}$ , которые стремятся уравновеситься:

$$F_{\text{л}} = Bvq = F_{\text{к}} = Eq, \quad (8.16)$$

где  $q$  – средний заряд частиц;  $E$  – напряженность электрического поля.

Действие сил Лоренца и Кулона приводит к разделению зарядов и появлению разности потенциалов  $U$  между электродами, находящимися с противоположных сторон неметаллической врезки. Связь между напряжением  $U$  на электродах и напряженностью электрического поля  $E$  выражается известной формулой

$$U = Ed, \quad (8.17)$$

где  $d$  – диаметр врезки.

Выразив величину  $v$  из выражения (8.16) с учетом формулы (8.17), получим:

$$v = \frac{U}{Bd}. \quad (8.18)$$

Таким образом, скорость течения жидкости  $v$  пропорциональна напряжению  $U$ . Расчет по формуле (8.18) должен выполняться в программном обеспечении соответствующего измерительного прибора.

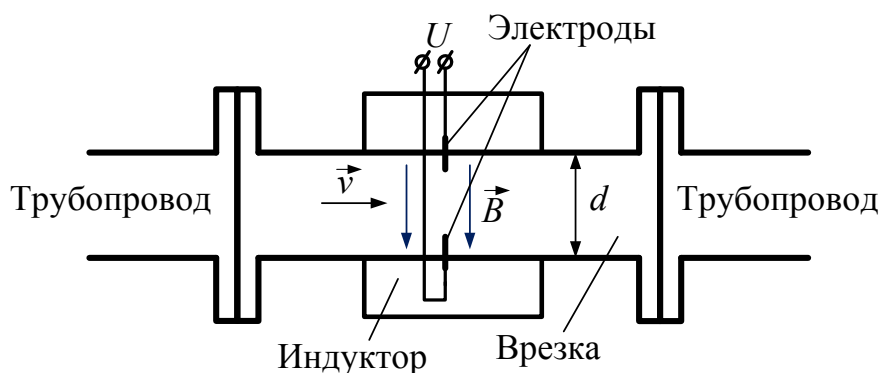


Рис. 8.11. Конструкция электромагнитного расходомера

В ультразвуковом расходомере также применяется специальная врезка в трубопровод, в которой размещаются генераторы и приемники ультразвуковых волн, выполняемые на основе пьезоэлементов (рис. 8.12).

Пьезоэлементы могут быть одновременно и излучателями, и приемниками ультразвуковых волн.

Ультразвуковой расходомер работает следующим образом. Вначале генерируется ультразвуковая волна по направлению потока жидкости и измеряется время хода волны  $t_1$ . Затем волна генерируется против потока и измеряется время хода  $t_2$ . Разность  $t_2 - t_1$  пропорциональна скорости потока  $v$ .

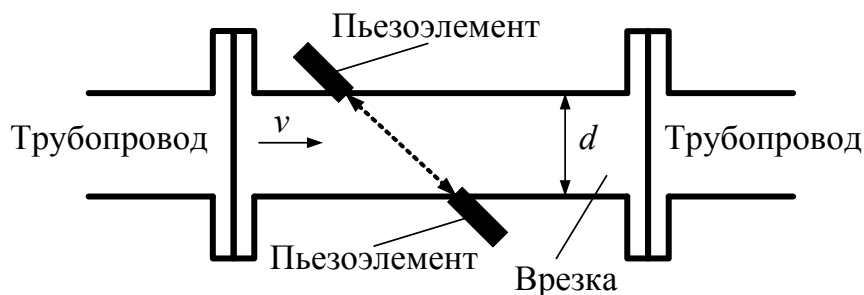


Рис. 8.12. Конструкция ультразвукового расходомера

Во врезке **вихревого расходомера** присутствует тело обтекания, за которым формируются вихри текущей жидкости (рис. 8.13), которые называются вихревой дорожкой Кармана.

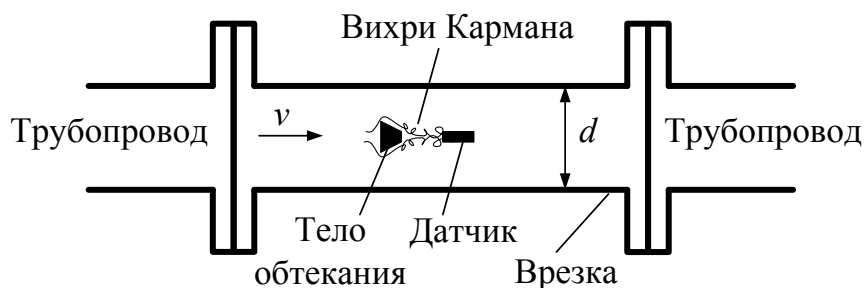


Рис. 8.13. Конструкция вихревого расходомера

Частота  $f$  вихрей Кармана пропорциональна скорости жидкости  $v$  в соответствии с формулой

$$f = \frac{Sv}{w}, \quad (8.19)$$

где  $S$  – число Струхалия (безразмерная константа  $\approx 0,2$ );  $w$  – ширина тела обтекания.

За телом обтекания находится датчик, реагирующий на отклонения потока и позволяющий микропроцессорным устройства измерять значение  $f$ , а затем рассчитывать значение  $v$  в соответствии с формулой (8.19).

## 8.6. Счетчики тепловой энергии

Рассмотрим **промышленный счетчик тепловой энергии** (теплосчетчик) СКМ-2 (рис. 8.14).



Рис. 8.14. Счетчик тепловой энергии СКМ-2

Теплосчетчик СКМ-2 предназначен для измерения тепловой энергии, которую поглощает или отдает в системах водяного тепло-снабжения теплоноситель жидкость, а также для измерения количества воды и для организации информационных систем баз данных.

В состав счетчика входят следующие элементы:

- микропроцессорный вычислитель;
- электромагнитные расходомеры (до 5 шт.);
- датчики температуры (до 5 шт.);
- датчики давления (до 5 шт.).

Функциональная схема подключения теплосчетчика СКМ-2 приведена на рис. 8.15.

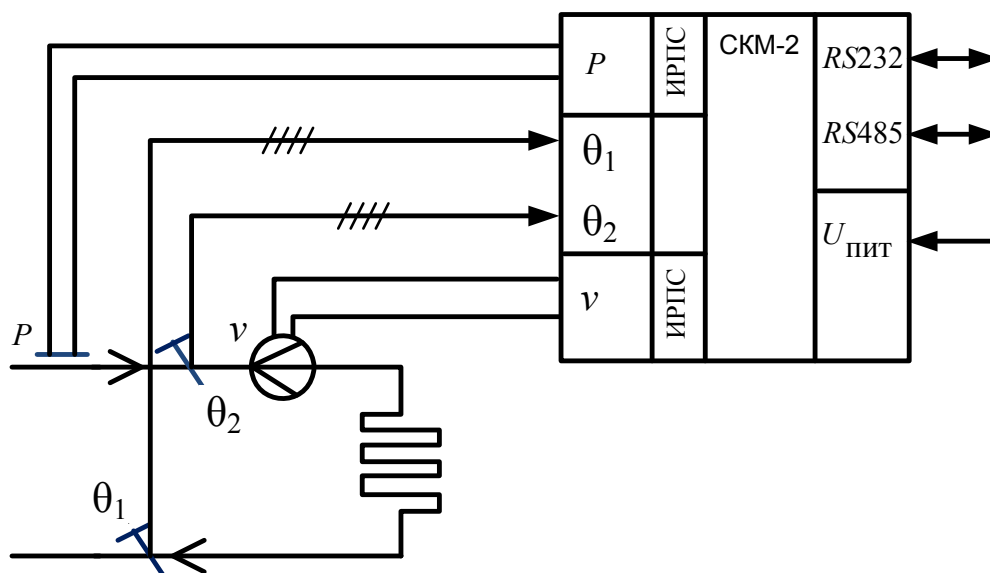


Рис. 8.15. Функциональная схема подключения теплосчетчика СКМ-2

Датчики температур  $\theta_1$  и  $\theta_2$ , представляющие собой термометры сопротивления, устанавливаются в специальные гнезда в трубопроводе. Каждый из них посредством четырехжильных экранированных сигнальных кабелей (четырёхпроводный метод измерения) подключается к соответствующим входам вычислителя.

Выход каждого расходомера является токовым по аналоговому интерфейсу ИРПС (см. параграф 5.4). Это значит, что выходной ток расходомера пропорционален скорости течения жидкости  $v$ . Этот ток по двухпроводному сигнальному кабелю подается на соответствующий вход вычислителя.

Датчики давления  $P$  также оснащаются выходом ИРПС и подключаются к вычислителю.

Вычислитель счетчика СКМ-2 выполняет расчеты в соответствии с алгоритмами (8.15) и (8.18). Результаты измерения учтенной тепловой энергии отображаются в Мкал, МВт·ч или МДж.

Кроме энергии можно просматривать дополнительные значения:

- массы или объема расхода воды;
- интервалов времени, когда расход воды меньше или больше заданного минимального или максимального порога;
- средние значения температуры в контролируемых точках за час, месяц и год.

Вычислитель может быть подключен к информационной сети посредством интерфейса *RS485* или к компьютеру через интерфейс *RS232*.

По аналогии с АСКУЭ в последние годы реализуются системы АСКУТ – автоматические системы контроля и учета тепловой энергии. Их структура подобна АСКУЭ. Удаленный обмен данными также осуществляется через концентраторы преимущественно с помощью сотовой связи.



## ГЛАВА 9

# МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

На сегодняшний день системы РЗА в большинстве случаев реализуют на основе микропроцессорных устройств, сочетающих в себе множество видов защит и противоаварийной автоматики. Один терминал РЗА может выполнять сотни функций. Также важной характеристикой современных устройств РЗА является возможность их объединения в информационную сеть, что обеспечивает реализацию концепций «Цифровая подстанция» и *Smart Grid*.

Еще одна характерная особенность современных устройств РЗА – наличие **открытой логики**. Эта технология представляет собой визуально-символический язык программирования на основе логических схем с последующим изменением алгоритмов программного обеспечения устройства. То есть пользователь может подстраивать программную конфигурацию прибора под конкретные задачи.

При программировании уставок защит в микропроцессорных реле, как правило, отсутствуют такие понятия, как «Токовая отсечка» или «Максимальная токовая защита». Вместо этого используется термин «**Степень защиты**», обозначающий номер защиты конкретного типа, а также специальная символика со значками «>» (защита максимального действия) или «<» (защита минимального действия).

Например:

$I >$  – первая степень защиты от повышения тока;

$I >>$  – вторая степень защиты от повышения тока;

$I >>>$  – третья степень защиты от повышения тока;

$I0 >$  – первая степень защиты от повышения тока нулевой последовательности;

$U <<$  – вторая степень защиты от понижения напряжения;

$F <<$  – вторая степень защиты от понижения частоты.

Микропроцессорные терминалы РЗА являются одними из самых сложных электронных устройств, применяющихся для нужд энергетики. Для корректного применения и эксплуатации таких устройств требуются глубокие знания, как теории, так и схемотехники РЗА.

## 9.1. Принципы управления высоковольтным выключателем с помощью микропроцессорных устройств

Основным коммутационным аппаратом, на который воздействуют устройства РЗА, является высоковольтный выключатель (далее – выключатель).

Упрощенная схема выключателя показана на рис. 9.1.

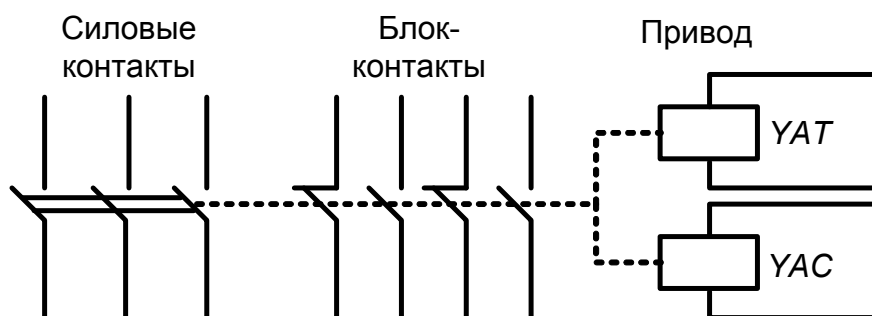


Рис. 9.1. Упрощенная схема высоковольтного выключателя

Выключатель содержит силовые контакты с камерами для гашения электрической дуги, блок-контакты для цепей оперативного тока и привод с электромагнитами включения  $YAC$  отключения  $YAT$ .

*Блок-контакты* выключателя используются для определения его текущего положения микропроцессорным устройством и для управления цепями сигнализации. Современные выключатели имеют от 5 до 10 нормально-разомкнутых и столько же нормально-замкнутых контактов.

При подаче напряжения на электромагнит  $YAC$  происходит включение выключателя, а при подаче напряжения на электромагнит  $YAT$  – отключение. В выключателях с приводом типа «магнитная защелка» имеется только один электромагнит, и управление осуществляется путем смены направления тока через него. Электромагниты выключателей не рассчитаны на длительное протекание тока, поэтому напряжение прикладывается к ним только на время операции.

Управление многими современными выключателями осуществляется с помощью специальных электронных блоков управления, в которых реализованы необходимые временные задержки для операций включения-отключения, защита от многократных срабатываний (прыганий) и различные блокировки.

В качестве примера рассмотрим микропроцессорный блок управления *BU/TEL* (рис. 9.2) для высоковольтного вакуумного выключателя *BB/TEL-10* с приводом типа «магнитная защелка».



Рис. 9.2. Блок управления *BU/TEL* для вакуумного выключателя *BB/TEL-10*

Блок управления *BU/TEL* выполнен в пластмассовом корпусе и не имеет внешних органов управления. Простейшая схема управления выключателем показана на рис 9.3.

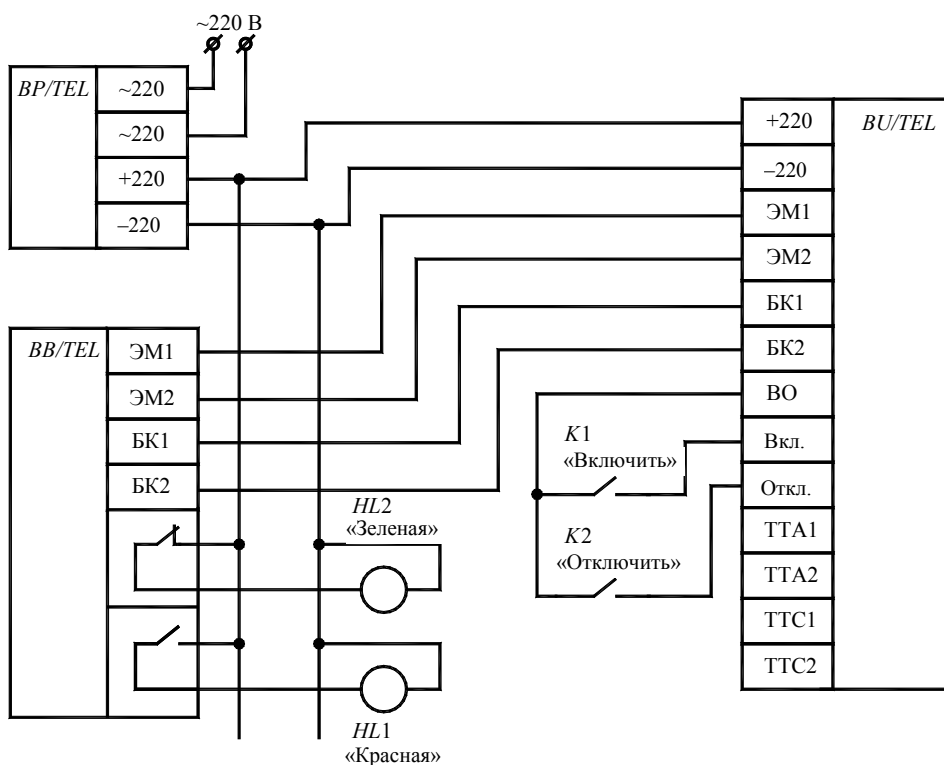


Рис. 9.3. Простейшая схема управления выключателем *BB/TEL-10*

На схеме представлены следующие элементы:

- коммутационный модуль  $BB/TEL$ ;
- блок управления  $BU/TEL$ ;
- блок питания  $BP/TEL$ ;
- сигнальные лампы  $HL_1$ ,  $HL_2$ ;
- контакты управления  $K_1$ ,  $K_2$ .

Схема работает следующим образом. На вход «~220» блока питания  $BP/TEL$  подается переменное или постоянное напряжение с действующим значением 220 В. На выходе  $BP/TEL$  формируется стабилизированное постоянное напряжение значением 220 В, которое используется для питания блока управления  $BU/TEL$  и для оперативных цепей управления выключателем.

Выход блока управления  $BU/TEL$  «ЭМ1, ЭМ2» для управления электромагнитом выключателя соединяется с соответствующим входом коммутационного модуля  $BB/TEL$ .

Вспомогательный блок-контакт «БК1, БК2» от коммутационного модуля  $BB/TEL$  подключается к соответствующему входу блока управления  $BU/TEL$ . По положению этого контакта блок управления контролирует текущее положение выключателя.

Нормальное положение высоковольтного выключателя – отключен. В этом случае все его блок-контакты имеют исходные положения. То есть в схеме на рис. 9.3 должна светиться зеленая лампа  $HL_2$ .

При замыкании контакта внешнего управляющего устройства РЗА  $K_1$  «Включить» с выхода «ВО» блока управления подается напряжение на его вход «Вкл.», начинает протекать ток разрядки встроенного в блок управления конденсатора через выход «ЭМ1, ЭМ2» и электромагнит выключателя в направлении, противоположном предыдущему состоянию, что приводит к включению выключателя. При этом главные контакты выключателя замыкаются, нормально-разомкнутые блок-контакты также замыкаются, а нормально-замкнутые блок-контакты размыкаются. В схеме на рис. 9.3 красная лампа  $HL_1$  должна начать светиться, а зеленая лампа  $HL_2$  должна погаснуть.

При замыкании контакта внешнего управляющего устройства РЗА  $K_2$  «Отключить» с выхода «ВО» блока управления подается напряжение на его вход «Откл.» и происходит отключение выключателя по аналогичному сценарию.

**Защита от многократных срабатываний** действует следующим образом. Если контакт  $K_1$  «Включить» замыкается и по каким-то

причинам не размыкается, то при замыкании контакта  $K_2$  «Отключить» происходит отключение выключателя с дальнейшим запретом его включения.

**Блокировка включения** работает следующим образом. Если контакт  $K_2$  «Отключить» замыкается и по каким-то причинам не размыкается, то происходит отключение выключателя, а при замыкании контакта  $K_1$  «Включить» включение выключателя не происходит.

У блока управления *BU/TEL* имеются дополнительные входы питания от измерительных трансформаторов тока «ТТА1, ТТА2» и «ТТС1, ТТС2», включенных, соответственно, в фазы «А» и «С» контролируемой линии электропередачи, как показано на рис. 9.4.

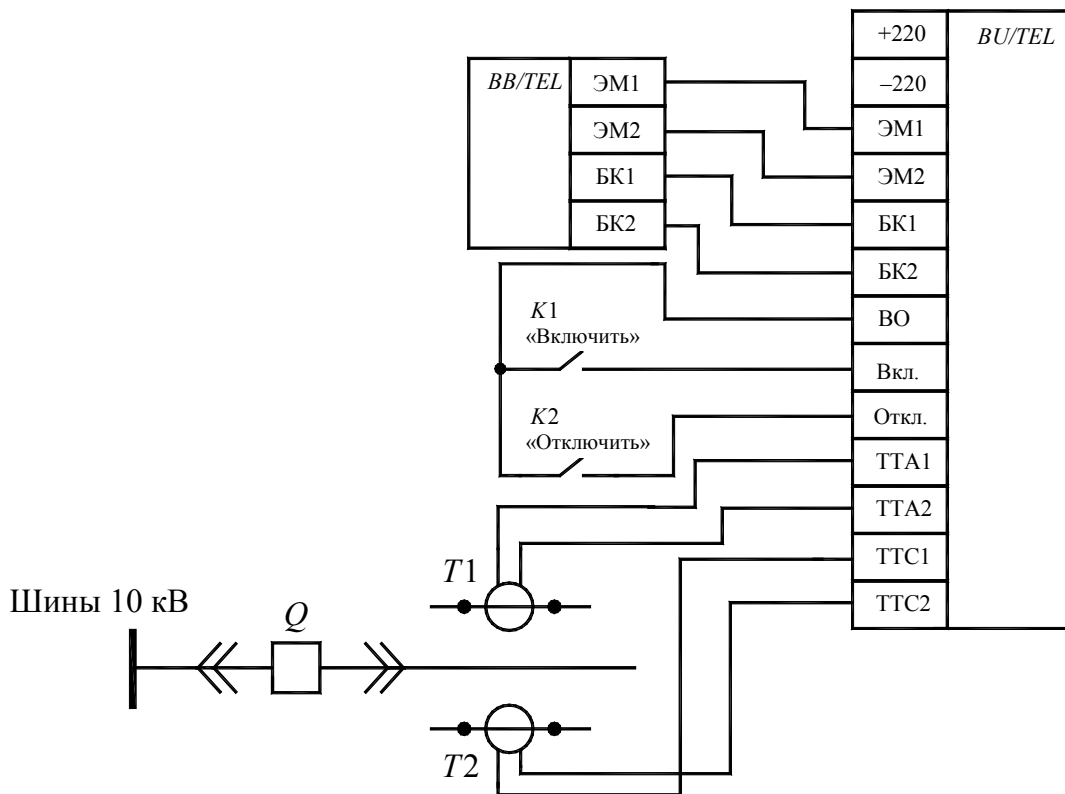


Рис. 9.4. Схема питания блока *BU/TEL* от трансформаторов тока

Эта схема задействуется, когда потеряно оперативное напряжение и все конденсаторы в блоке питания и блоке управления разряжены. При достижении тока на вторичной обмотке одного из трансформаторов тока  $T_1$ ,  $T_2$  значения 3 А, конденсатор отключения в блоке управления заряжается и при замыкании контакта  $K_2$  «Отключить» происходит отключение выключателя. Операция включения в данном режиме не предусмотрена.

Блок-контакты выключателя присоединяются не только к входам блока управления, но и к дискретным входам терминала РЗА, которые называются **РПО** (реле положения «отключено») и **РПВ** (реле положения «включено») (рис. 9.5).

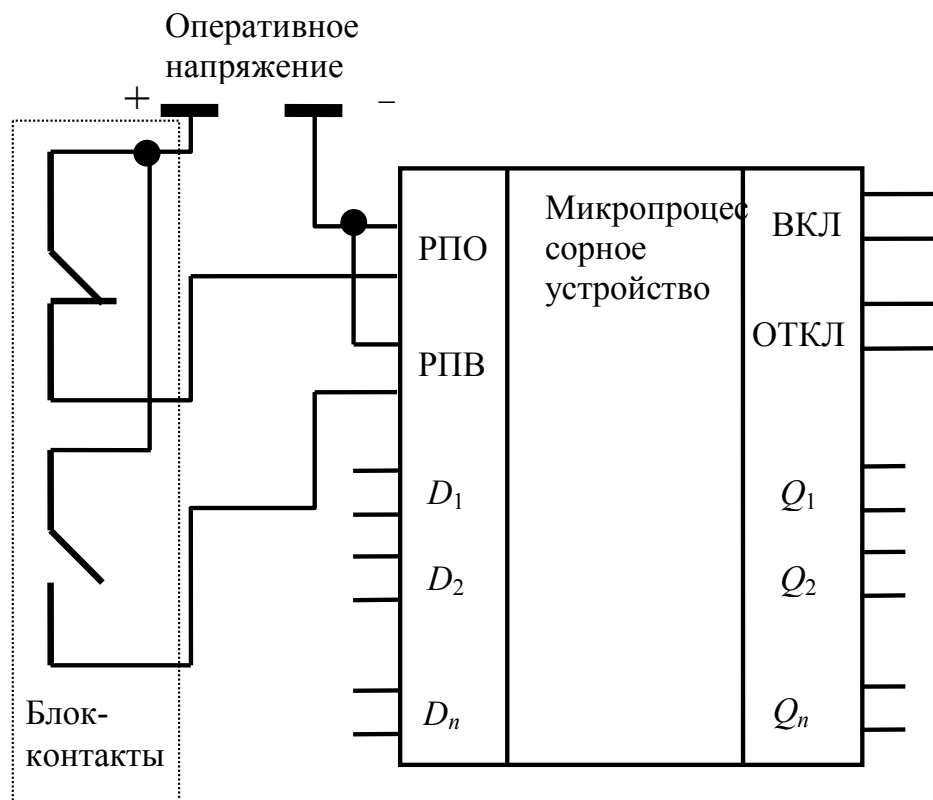


Рис. 9.5. Схема цепей микропроцессорного устройства для управления высоковольтным выключателем

Схема работает следующим образом. Если выключатель находится в исходном положении, т. е. отключен, его нормально-замкнутый блок-контакт, соответственно, замкнут и оперативное напряжение питания (как правило, 220 В) подается на вход «РПО». При включении выключателя его нормально-разомкнутый блок-контакт замыкается, нормально-замкнутый блок-контакт размыкается и оперативное напряжение питания поступает на вход «РПВ».

Дискретные входы  $D_1 - D_n$  необходимы для дополнительных команд управления от ручного переключателя и для сигналов внешней блокировки.

Релейные выходы терминалов РЗА обычно представляют собой «сухие» контакты, т. е. выходы встроенных в терминал электромеханических малогабаритных реле.

Релейный выход «Вкл.» соответствует выдаваемой команде «Включить выключатель», а релейный выход «Откл.» – команде «Отключить выключатель». Релейные выходы  $Q_1-Q_n$  необходимы для управления цепями сигнализации и блокировки других устройств РЗА.

## 9.2. Алгоритмы управления высоковольтным выключателем с помощью микропроцессорных устройств

Рассмотренные в параграфе 9.1 схемы управления высоковольтным выключателем представляют собой только выходную часть цепей оперативного тока систем РЗА. В реальных схемах перед подачей команд включения или отключения выключателя необходимо предусматривать различные ситуации:

- учитывать наличие внешних блокировок от различных устройств РЗА, телемеханики или оперативного персонала;
- проверять исправность цепей выключателя;
- учитывать логику взаимодействия различных ступеней защит.

Алгоритмы управления работой выключателя в современных устройствах РЗА формируются с помощью программных логических элементов «И», «ИЛИ», «НЕ» и других в специальной среде визуального программирования на компьютере. Созданная логическая схема преобразуется компьютером в двоичные коды для записи памяти программ микроконтроллера в устройстве РЗА.

На рис. 9.6 показан упрощенный алгоритм, позволяющий отключить выключатель при срабатывании измерительных органов, т. е. реализующий функцию релейной защиты.

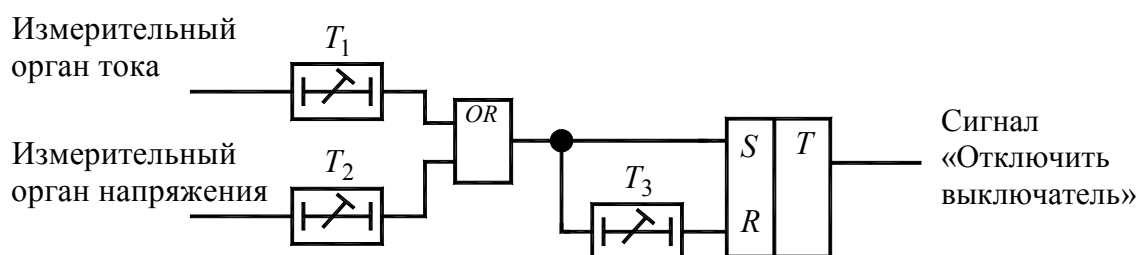


Рис. 9.6. Алгоритм отключения высоковольтного выключателя релейной защитой

Если значение измеряемой величины (тока или напряжения) превышает значение уставки, то соответствующий измерительный орган выдает логическую единицу. В противном случае он выдает логический нуль.

В схеме на рис. 9.6 команда на отключение выключателя появляется на выходе логического элемента «ИЛИ» через выдержку времени  $T_1$  или  $T_2$  в зависимости от сработавшего измерительного органа. Однако с выхода элемента «ИЛИ» сигнал на отключение выключателя подается не сразу, а после схемы, формирующей короткий импульс, которая реализована на таймере  $T_3$  и  $RS$ -триггере.

Программный  $RS$ -триггер функционирует в соответствии с таблицей истинности, приведенной в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Таблица истинности программного  $RS$ -триггера

$S$	$R$	Текущее состояние	Предыдущее состояние
0	0	0	0
0	0	1	1
0	1	0	0 или 1
1	0	1	0 или 1
1	1	0	0 или 1

В соответствии с табл. 9.1 в схеме на рис. 9.6 при появлении логической единицы на входе « $S$ » триггера на его выходе также появляется логическая единица, которая сохраняется на время  $T_3$ . По истечении времени  $T_3$  триггер сбрасывается в нуль, так как на его вход « $R$ » подается логическая единица с выхода сработавшего таймера  $T_3$ .

Формирование короткого импульса необходимо для исключения ситуации длительного протекания тока по электромагнитам выключателя, которые рассчитаны на кратковременный ток.

На рис. 9.7 показан алгоритм, позволяющий определить текущее состояние выключателя.

Все сигналы логической схемы имеют только два уровня: логическая единица и логический нуль.



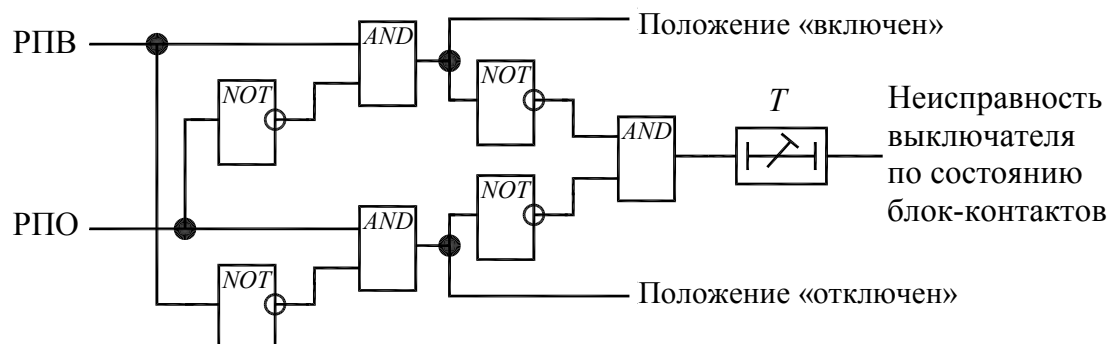


Рис. 9.7. Алгоритм определения положения высоковольтного выключателя

Схема алгоритма на рис. 9.7 работает таким образом, что при равенстве входных сигналов «РПО» и «РПВ» через выдержку времени  $T$  вырабатывается сигнал «Неисправность выключателя по состоянию блок-контактов», свидетельствующий о нарушениях в цепях блок-контактов. Таблица истинности этой схемы приведена в табл. 9.2.

Таблица 9.2

Таблица истинности для схемы на рис. 9.7

РПО	РПВ	Команда
0	0	Неисправность выключателя
0	1	Положение «включен»
1	0	Положение «отключен»
1	1	Неисправность выключателя

Реальный алгоритм выдачи команд на включение или отключение выключателя значительно сложнее, чем алгоритм, показанный на рис. 9.6. Вариант такого алгоритма приведен на рис. 9.8.

Схема алгоритма работает таким образом, что команды на включение или отключение выключателя выдаются при выполнении ряда условий. Так, сигнал «Включить выключатель» будет равен единице, когда сигналы «Блокировка включения», «Неисправность выключателя внешняя», «Неисправность выключателя по состоянию блок-контактов» и команда «Отключить выключатель» равны нулю, а команда «Включить выключатель» равна единице. Таким способом исключается включение выключателя при его неисправностях и блокировках.

Логическая единица сигнала «Отключить выключатель» выдается вне зависимости от неисправностей выключателя по команде «Отключить выключатель».

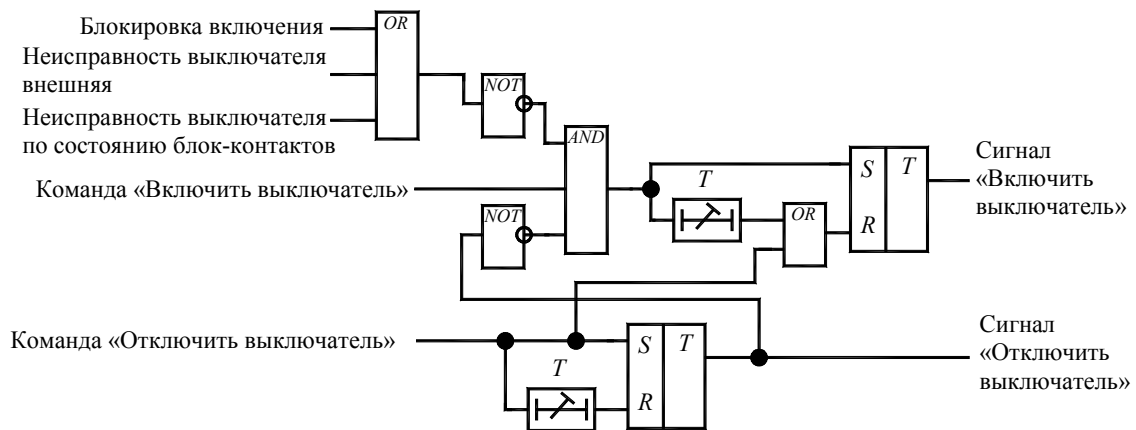


Рис. 9.8. Алгоритм выдачи команд на высоковольтный выключатель

В схеме на рис. 9.8 имеются два  $RS$ -триггера, которые совместно с таймерами формируют короткие импульсы по аналогии, как это происходит в схеме на рис. 9.6.

### 9.3. Основные характеристики микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики

Рассмотрим основные характеристики терминалов РЗА на примере микропроцессорного реле МР-741 (рис. 9.9), широко применяемого в отечественной энергосистеме.



Рис. 9.9. Микропроцессорное реле МР-741

Микропроцессорное реле МР-741 предназначено для защиты:

- кабельных и воздушных линий электропередачи напряжением 6–35 кВ с двухсторонним питанием;
- питающих и отходящих присоединений распределительных устройств 6–35 кВ;
- трансформаторов (в качестве резервной защиты трансформаторов).

На лицевой панели реле МР-741 имеется небольшой жидкокристаллический дисплей, кнопки для работы в программном меню (джойстик), кнопки горячего доступа в журнал аварий и журнал системы, а также кнопки ручного управления высоковольтным выключателем. Кроме этого имеются следующие виды сигнальных светодиодов: «Работа», «Выключатель включен», «Выключатель отключен», «Журнал аварий», «Журнал системы» и восемь программно настраиваемых светодиодов.

Для временного подключения к компьютеру на лицевой панели реле присутствует разъем интерфейса *USB*.

Основные функциональные возможности реле МР-741:

- четыре ступени ненаправленной или направленной защиты от повышения тока с пуском по напряжению;
- четыре ступени ненаправленной или направленной защиты от повышения тока нулевой последовательности с пуском по напряжению;
- две ступени ненаправленной или направленной защиты от повышения тока обратной последовательности с пуском по напряжению;
- одна ступень защиты от повышения суммарного тока нулевой последовательности высших гармоник с пуском по напряжению;
- одна ступень защиты от обрыва провода;
- две ступени защиты от понижения напряжения;
- две ступени защиты от повышения напряжения;
- две ступени защиты от повышения напряжения нулевой последовательности;
- две ступени защиты от повышения напряжения обратной последовательности;
- две ступени защиты от снижения частоты;
- две ступени защиты от повышения частоты;
- определение расстояния до места повреждения;
- четырехкратное АПВ (автоматическое повторное включение) выключателя защищаемого присоединения;

- контроль состояния выключателя с УРОВ (устройством резервирования отказа выключателя);

АВР (автоматическое включение резервного питания);

- блокирующая логика;
- определяемая пользователем логика;
- индикация текущих действующих значений токов и напряжений, а также частоты защищаемого присоединения;

- местное и дистанционное управление выключателем;
- блокирование от многократных включений выключателя;
- местный и дистанционный ввод, хранение и отображение уставок защит и автоматики;

- регистрация аварийных параметров защищаемого присоединения (действующих значений тока, напряжения и типа повреждения) и срабатываний измерительных органов;

- регистрация изменения сигналов на дискретных входах реле;
- учет количества отключений выключателя;
- получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдача команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;

- запись в память осциллограмм напряжений и токов;

- подключение к информационной сети по интерфейсу RS485;

- непрерывная самодиагностика аппаратной и программной части.

**Программное меню** реле МР-741 имеет разветвленную древовидную структуру. На верхнем уровне меню имеет следующие разделы:

- текущие значения;

- сброс индикации;

- журналы;

- ресурс выключателя;

- конфигурация устройства;

- диагностика.

В меню «**Текущие значения**» пользователь может просматривать измеренные значения напряжений, токов и частоты, а также расчетные значения напряжений и токов для прямой, обратной и нулевой последовательностей.

В меню «**Журналы**» имеется возможность просмотра различных событий по трем журналам: «Журнал аварий», «Журнал системы» и «Журнал осциллограмм».

В журнале **аварий** предоставляется следующая информация:

- дата и время повреждения;

- сработавшая степень защиты;

- вид повреждения;
- максимальный ток повреждения;
- значения токов в момент срабатывания защиты;
- состояние входов и выходов реле.

**Журнал системы** включает в себя 128 последовательных во времени сообщений о событиях и неисправностях в системе защиты. Типы некоторых сообщений представлены в табл. 9.3.

В журнале осциллограмм можно просматривать названия файлов записанных осциллограмм.

**Меню «Ресурс выключателя»** позволяет просматривать значения счетчиков следующих типов:

- количество оперативных отключений выключателя;
- количество аварийных отключений выключателя;
- суммарные токи отключений по фазам.

Таблица 9.3

**Примеры сообщений в журнале системы реле МР-741**

Код	Сообщение
01	Ошибка хранения данных
05	Температура реле выше нормы
07	Входы тока неисправны
08	Входы тока исправны
13	Неисправны дискретные входы Д1–Д8
22	Остановка часов
65	Отказ выключателя
67	Внешняя неисправность выключателя
72	АПВ заблокировано
89	АВР включить

**Меню «Конфигурация устройства»** содержит следующие основные подменю:

«Параметры измерений» – задаются коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов напряжения и тока, а также другие параметры;

«Входные сигналы» – задаются параметры логических сигналов и сигналов управления выключателем;

«Параметры выключателя» – выполняется конфигурирование входов, определяющих положение выключателя;

«Параметры защиты» – выполняется выбор типов защит и ввод уставок защит;

«Параметры автоматики» – выполняется выбор типов автоматики и ввод соответствующих уставок;

«Выходные сигналы» – назначаются функции для релейных выходов и светодиодов;

«Параметры системы» – устанавливаются дата, время, пароли и другие параметры.

В меню «Диагностика» можно просматривать результаты работы системы самодиагностики.

Схема подключения реле МР-741 к цепям измерения тока и напряжения, а также его остальные входы и выходы показаны на рис. 9.10.

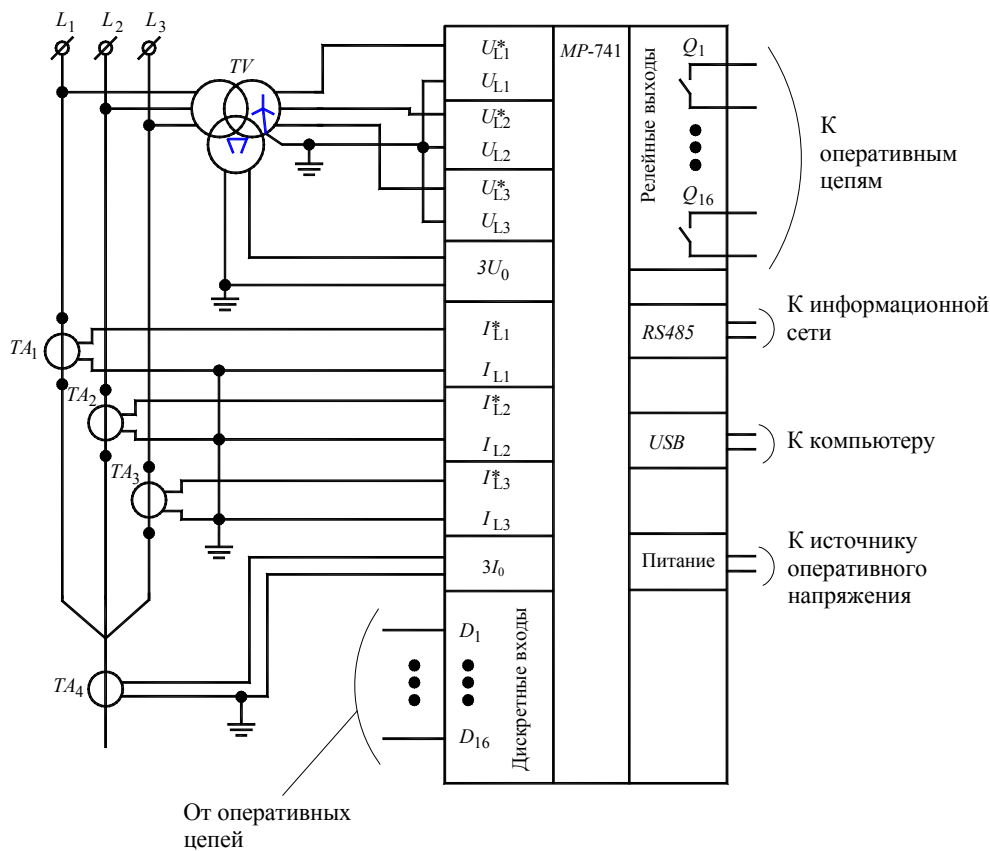


Рис. 9.10. Фрагмент схемы подключения реле МР-741

Для измерения напряжения реле МР-741 подключается к вторичным обмоткам трехфазного измерительного трансформатора напряжения  $TU$  или к соответствующим вторичным обмоткам однофазных измерительных трансформаторов, соединенных по схеме трехфазного трансформатора. При этом все трансформаторы напряжения имеют по две вторичные обмотки, первые из которых соединяются по схеме «звезда с нулем», а вторые – по схеме «разомкнутый треугольник». Схема «звезда с нулем» необходима для измерения фазных значений

напряжений через соответствующие входы реле МР-741. Схема «разомкнутый треугольник» используется для измерения напряжения нулевой последовательности  $3U_0$ .

Измерение линейных токов осуществляется с помощью измерительных трансформаторов тока  $TA_1 - TA_3$ , включенных в каждую из фаз и соединенных по схеме «полная звезда».

Трансформатор  $TA_4$  является измерительным трансформатором тока нулевой последовательности и, соответственно, позволяет измерять ток нулевой последовательности на входе  $3I_0$ .

Реле МР-741 имеет 16 дискретных входов и 16 релейных выходов, которые подключаются к цепям оперативного тока. Назначение каждого из этих входов и выходов, а также взаимосвязь между ними могут задаваться программно на основе открытой логики в программе УниКон (рис. 9.11).

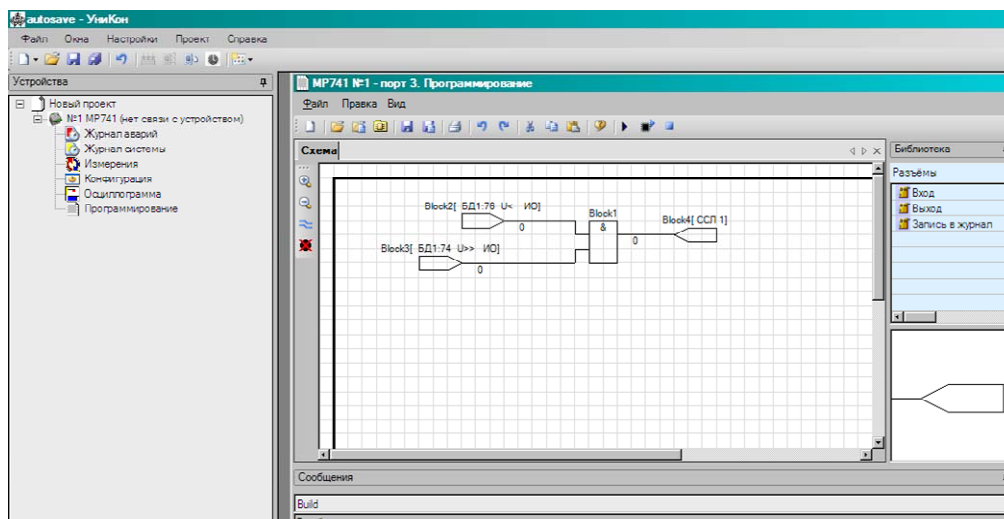


Рис. 9.11. Главное окно программы УниКон

Программирование осуществляется путем формирования логических схем в специальном редакторе программы УниКон. Эти схемы состоят из следующих основных программных элементов: «Вход»; «Выход»; логические элементы «И», «ИЛИ», «Исключающее ИЛИ», «НЕ»; «RS-триггер», «Таймер», «Мультиплексор»; «Запись в журнал».

Элемент «Вход» (рис. 9.12) позволяет загружать 1 бит данных из внешней базы данных реле МР-741 во внутреннюю базу данных свободно программируемой логики на компьютере.

В обозначении элемента указывается его имя, номер базы данных и номер сигнала, вводимого из этой базы данных, а также название вводимого сигнала.

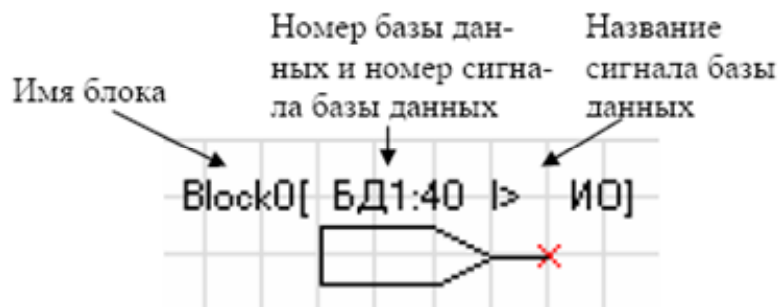


Рис. 9.12. Элемент «Вход» в программе УниКон

Элемент «Вход» имеет только выход, на котором появляется либо логический ноль, либо логическая единица в зависимости от значения сигнала, считанного из базы данных. В качестве вводимых сигналов могут быть:

- входные дискретные сигналы;
- сигналы срабатывания измерительных органов любой защиты;
- сигналы срабатывания любой защиты;
- сигналы неисправностей;
- сигналы аварий;
- сигналы о состоянии выключателя;
- сигналы команд управления выключателем.

Некоторые примеры вводимых сигналов даны в табл. 9.4.

Таблица 9.4

**Примеры вводимых сигналов по элементу «Вход»**

Номер сигнала	Название сигнала	Расшифровка сигнала
БД1:0	Отключить выключатель	Равен 1, если есть команда на отключение выключателя
БД1:8	АВР: включить резерв	Равен 1, если есть команда на включение выключателя АВР
БД1:16	$D_1$	Равен 1, если на первом дискретном входе присутствует напряжение 220 В
БД1:40	$I > ИО$	Равен 1, если сработал программный измерительный орган первой ступени защиты от повышения тока
БД1:45	$I \gg \gg \text{СРАБ}$	Равен 1, если сработала третья ступень защиты от повышения тока
БД2:112	Неисправность устройства аппаратная	Равен 1, если обнаружена внутренняя ошибка реле системой самодиагностики



Элемент «Выход» (рис. 9.13) позволяет сохранять 1 бит данных из внутренней базы данных свободно программируемой логики на компьютере во внешнюю базу данных реле МР-741.



Рис. 9.13. Элемент «Выход» в программе УниКон

Элемент «Выход» имеет только вход, на который подается либо логический ноль, либо логическая единица с требуемого выхода логической схемы. В качестве выводимых на реле сигналов могут быть:

- релейные выходы устройства;
- сигнальные светодиоды устройства;
- выходные логические сигналы.

Логические элементы «И» и «ИЛИ» могут иметь два и более входа, которые, в свою очередь, могут быть прямыми или инверсными (рис. 9.14).

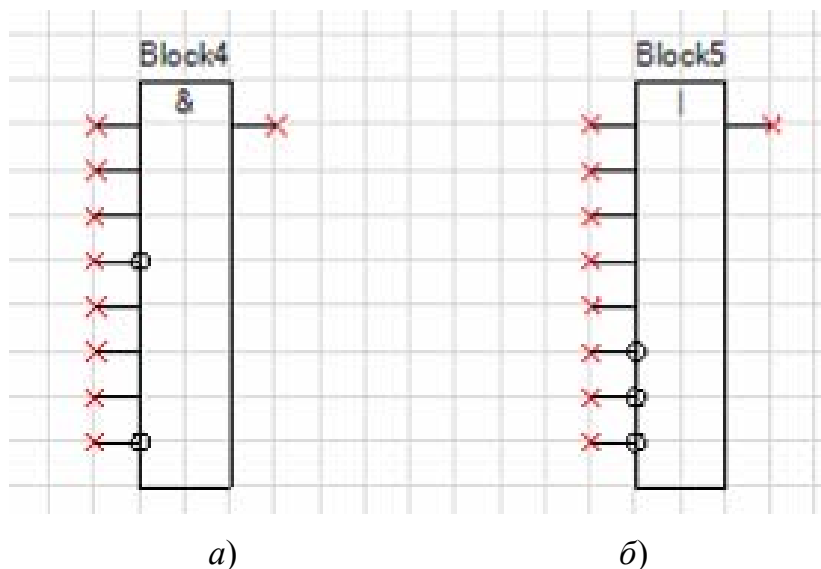


Рис. 9.14. Логические элементы в программе УниКон:  
а – элемент «И»; б – элемент «ИЛИ»

Элемент «Таймер» (рис. 9.15) предназначен для выполнения функции задержки времени на срабатывание или на возврат.

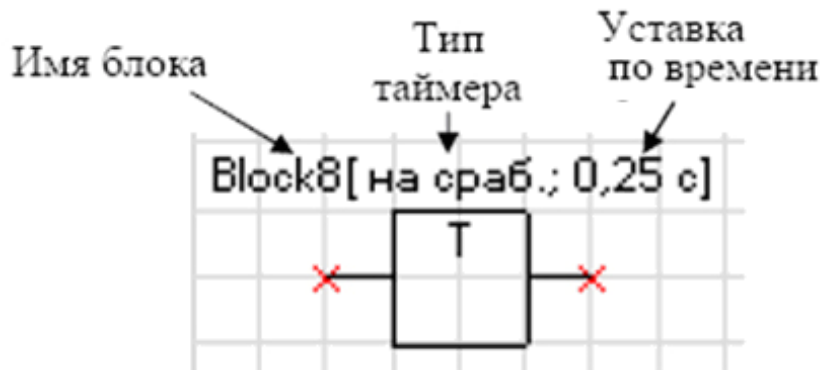


Рис. 9.15. Элемент «Таймер» в программе УниКон

Логическая единица на выходе таймера, настроенного на срабатывание, появляется через интервал времени  $T$ , определяемый значением уставки, после подачи логической единицы на вход (рис. 9.16, а). На выходе таймера, настроенного на возврат, логическая единица выдается через интервал времени  $T$  после подачи логического нуля на вход (рис. 9.16, б).

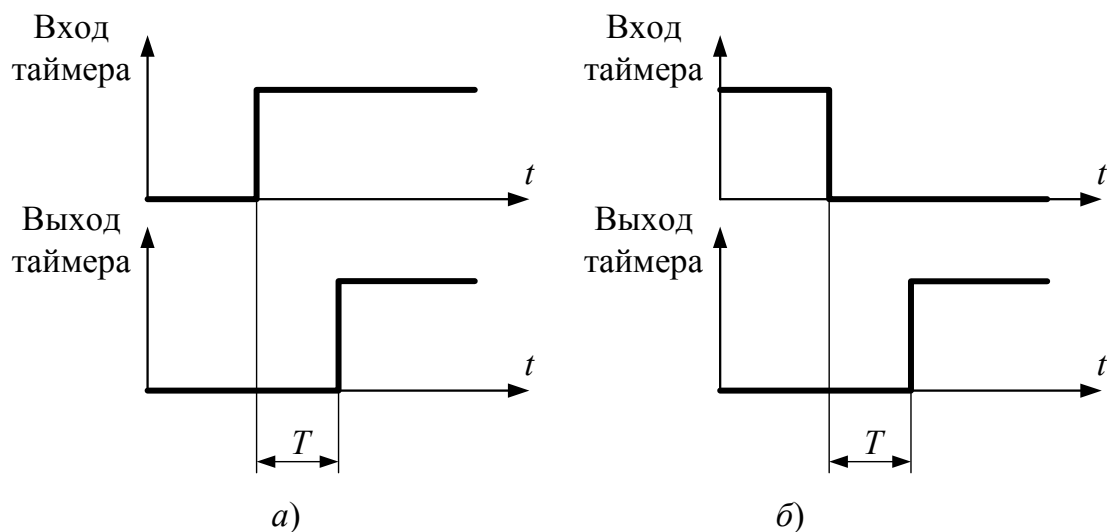


Рис. 9.16. Сигналы таймера в программе УниКон:  
а – на срабатывание; б – на возврат

Элемент «RS-триггер» (рис. 9.17) в программе УниКон работает в соответствии с табл. 9.1 и позволяет формировать короткие импульсы для управления высоковольтным выключателем (см. параграф 9.2).

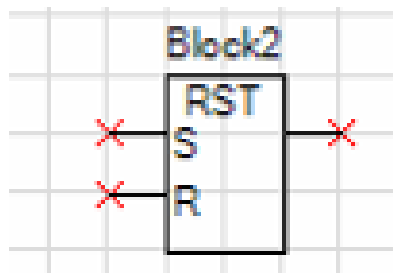


Рис. 9.17. Элемент «RS-триггер»  
в программе УниКон

Элемент «Мультиплексор» (рис. 9.18) позволяет переключать логические цепи.

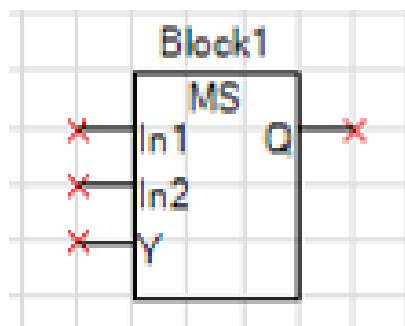


Рис. 9.18. Элемент «Мультиплексор»  
в программе УниКон

При подаче логического нуля на вход  $Y$  мультиплексор коммутирует вход  $In1$  с выходом  $Q$ . Соответственно, при подаче на вход  $Y$  логической единицы коммутируются вход  $In2$  и выход  $Q$ .

Таким образом, соединяя логические элементы в программе УниКон, можно реализовать алгоритмы управления высоковольтными выключателями, приведенные в параграфе 9.2, а также многие другие алгоритмы для задач релейной защиты и противоаварийной автоматики.

## ГЛАВА 10

# МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ ПРИБОРЫ ДЛЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

**Система автоматического управления (САУ)** – это набор устройств, взаимодействующих между собой для постоянного поддержания параметров технологического процесса в заданных пределах.

В энергетике применяют много различных САУ. В первую очередь, это САУ, поддерживающие режимы работы электрогенераторов. Здесь имеются САУ, регулирующие подачу топлива, пара, возбуждение и охлаждение электрогенератора.

В системах электроснабжения промышленных предприятий используются следующие основные виды САУ:

- автоматика электропривода;
- автоматика управления освещением;
- автоматика управления компенсацией реактивной мощности;
- автоматика устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) силового трансформатора.

В большинстве случаев для САУ используются универсальные микропроцессорные приборы, содержащие входы для измерения необходимых величин и выходы для управления контролируемыми параметрами. Такие приборы называют **цифровыми контроллерами**.

### 10.1. Микропроцессорные устройства для автоматики электропривода

**Электропривод** – это САУ, обеспечивающая преобразование электрической энергии в механическую работу. В системах электроснабжения электропривод используется в вентиляторах, охлаждающих силовые трансформаторы и электрогенераторы, в высоковольтных выключателях, разъединителях, компрессорах, циркуляционных насосах и других видах оборудования.

На рис. 10.1 приведена структурная схема электропривода с замкнутой системой управления.

Чаще всего основным элементом электропривода является электродвигатель. Питание на него подается через прямой тракт управления, в котором задаются амплитуда и частота напряжения питания на основе настроек, предварительно введенных пользователем.

На роторе электродвигателя или вблизи вращающихся элементов устанавливают датчики скорости вращения, течения жидкости, температуры и др. Выходы этих датчиков через преобразователи обратной связи подключаются к прямому тракту управления, программное обеспечение которого корректирует значения амплитуды и частоты напряжения питания в соответствии с требуемыми режимами работы.

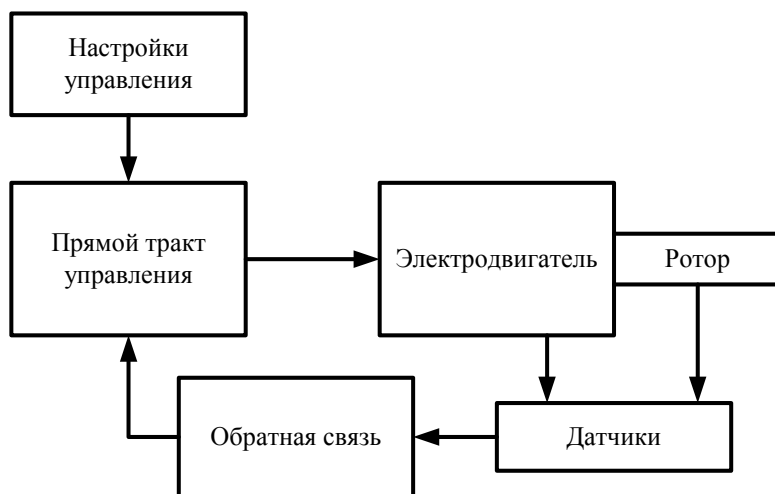


Рис. 10.1. Структурная схема электропривода замкнутого типа

В большинстве случаев блоки обратной связи, прямого тракта и настроек управления реализуют в рамках одного устройства – цифрового контроллера или преобразователя частоты.

На рис. 10.2 представлена структурная схема электронной части электропривода.

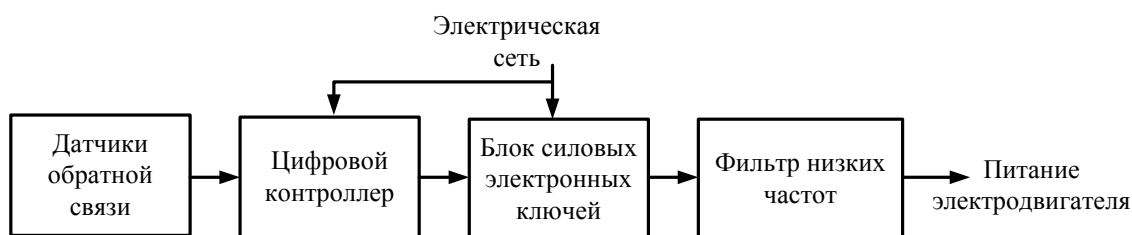


Рис. 10.2. Структурная схема электронной части электропривода

Блок силовых электронных ключей реализуется на основе элементов силовой электроники: транзисторов и тиристоров. Этот блок преобразует напряжение электрической сети в напряжение питания электродвигателя.

В зависимости от мощности электродвигателя блок силовых ключей может быть либо в одном корпусе с цифровым контроллером (двигатели мощностью до 10 кВт), либо вынесен отдельно.

В случае использования двигателя переменного тока цифровой контроллер в совокупности с блоком силовых электронных ключей называется **преобразователем частоты**.

На выходах преобразователя частоты должны формироваться синусоиды трехфазной системы напряжений необходимой амплитуды и частоты для питания электродвигателя. Однако силовые электронные ключи не позволяют получить напряжение синусоидальной формы, так как выполняют коммутации, т. е. работают с сигналами прямоугольной формы. Поэтому на выходах блока силовых ключей (рис. 10.2) образуются прямоугольные импульсы по принципу **широтно-импульсной модуляции (ШИМ)**, как изображено на рис. 10.3.

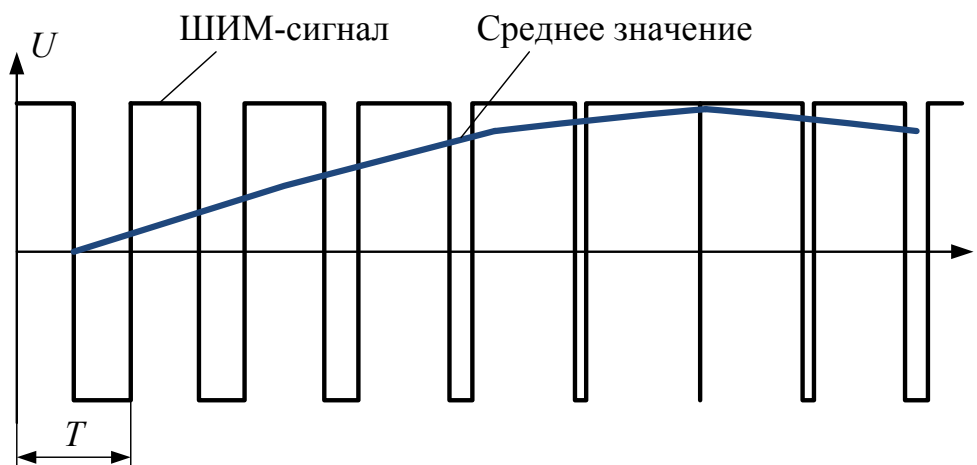
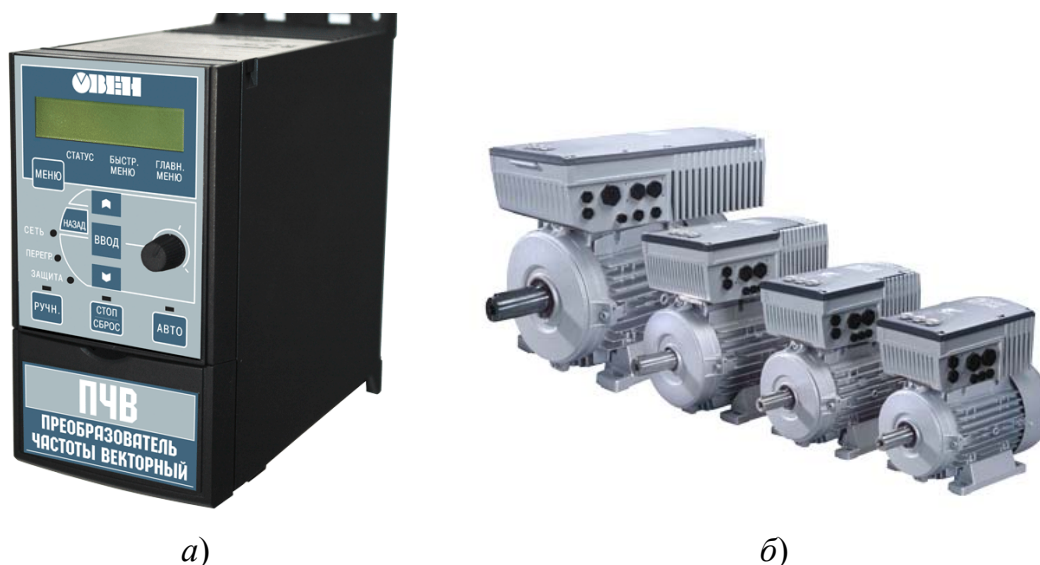


Рис. 10.3. ШИМ-сигнал

Длительность импульсов ШИМ-сигнала изменяется в рамках одного периода  $T$  таким образом, что средние значения за некоторое количество периодов образуют форму синусоиды. По этой причине на выходе преобразователя частоты применяют фильтр низких частот (рис. 10.2), выделяющий среднее значение ШИМ-сигнала. Дополнительно функции фильтра низких частот выполняют индуктивности обмоток электродвигателя.

Изменением длительности импульсов ШИМ-сигнала в рамках периода  $T$  можно изменять амплитуду напряжения питания, а изменением значения периода  $T$  — частоту напряжения питания. По такому принципу функционирует большинство преобразователей частоты.

На рис. 10.4, *а* показан внешний вид преобразователя частоты типа ПЧВ. Иногда преобразователи частоты прикрепляют непосредственно к электродвигателям, как изображено на рис. 10.4, *б*.



*Рис. 10.4.* Преобразователи частоты:  
*а* – в отдельном корпусе; *б* – непосредственно на электродвигателях

Функциональные возможности современных преобразователей частоты:

- плавный пуск двигателя;
- частотный или векторный алгоритмы управления;
- автоматическая адаптация к параметрам двигателя;
- автоматическая оптимизация энергопотребления;
- интерфейсы связи с компьютером и другими удаленными устройствами;
- различные способы регулирования (пропорционально-интегральный, пропорционально-интегрально-дифференциальный и др.);
- логическая обработка сигналов от цифровых входов по заданному алгоритму: в зависимости от требуемой логической функции микроконтроллер преобразователя частоты осуществляет выполнение и контроль режимов работы двигателя: «Пуск», «Стоп», «Реверс», «Шаг», «Разгон», «Торможение», «Сброс» и др.;
- управление автоматическим повторным включением двигателя;
- управление группой двигателей;
- контроль сопротивления изоляции двигателя;
- прогрев и сушка двигателя;

- мониторинг энергопотребления;
- журналы отказов и событий.

Современные преобразователи частоты относятся к энергосберегающему оборудованию, так как имеют более высокий КПД, чем системы резисторно-контакторного управления электродвигателем.

## 10.2. Микропроцессорные устройства для автоматики управления освещением

Система автоматического управления для электрического освещения – это набор устройств, обеспечивающих требуемую освещенность на некоторой поверхности в заданных границах. Бывают САУ со ступенчатым и с плавным регулированием освещенности.

Структурная схема САУ со ступенчатым регулированием освещенности приведена на рис. 10.5.

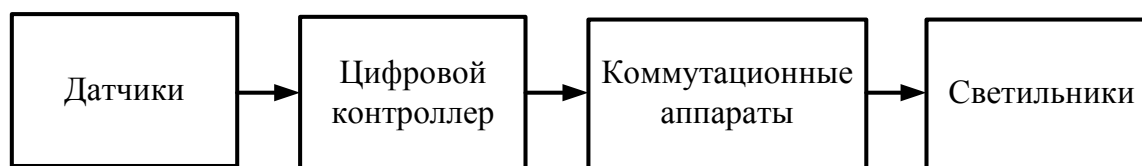


Рис. 10.5. Структурная схема автоматики освещения со ступенчатым регулированием

Такая САУ работает следующим образом. Датчики освещенности и движения размещаются на требуемых участках освещаемой поверхности и подключаются к цифровому контроллеру, программное обеспечение которого выполняет требуемые функции регулирования, воздействуя на коммутационные аппараты, осуществляющие включение или выключение источников света. Коммутационные аппараты могут быть встроены в цифровой контроллер или вынесены за его пределы.

Для таких источников света как лампы накаливания, люминесцентные лампы низкого давления и светодиодные лампы возможна плавная регулировка освещенности. В этом случае светильники должны иметь встроенные электронные схемы регулирования яркости свечения (рис. 10.6). Цифровой контроллер посредством интерфейсов связи (в том числе и беспроводных) подает команды управления на эти схемы.



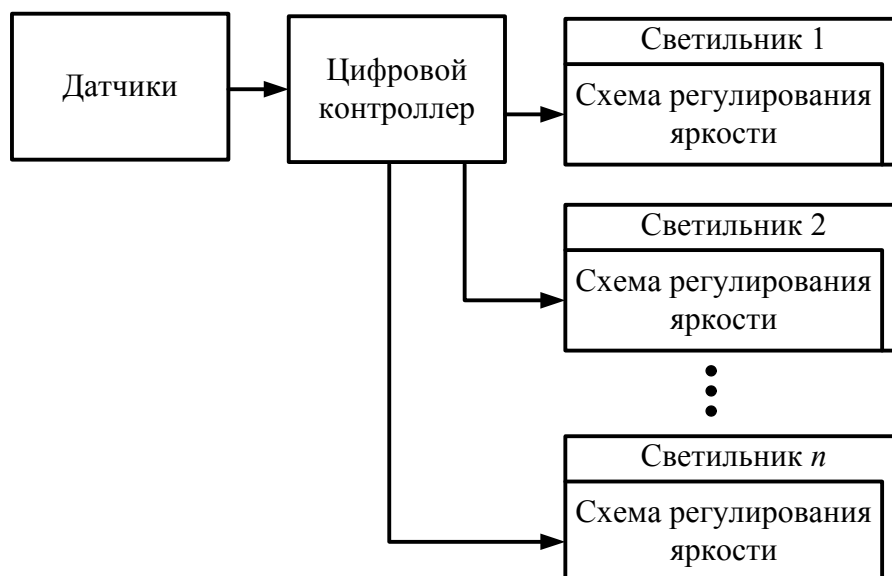


Рис. 10.6. Структурная схема автоматики освещения с плавным регулированием

Рассмотрим **контроллер освещения К2000П** (рис. 10.7).



Рис. 10.7. Контроллер освещения К2000П

Контроллер К2000П предназначен для управления внутренним освещением зданий промышленного назначения (цехи, склады и др.), спортивных сооружений и прочих объектов, имеющих оконные проемы. Контроллер автоматически включает (отключает) группы светильников в пяти независимых зонах здания, поддерживая нормированный уровень освещенности.

Принципиальная схема подключения контроллера К2000П к трехфазной электрической сети показана на рис. 10.8.

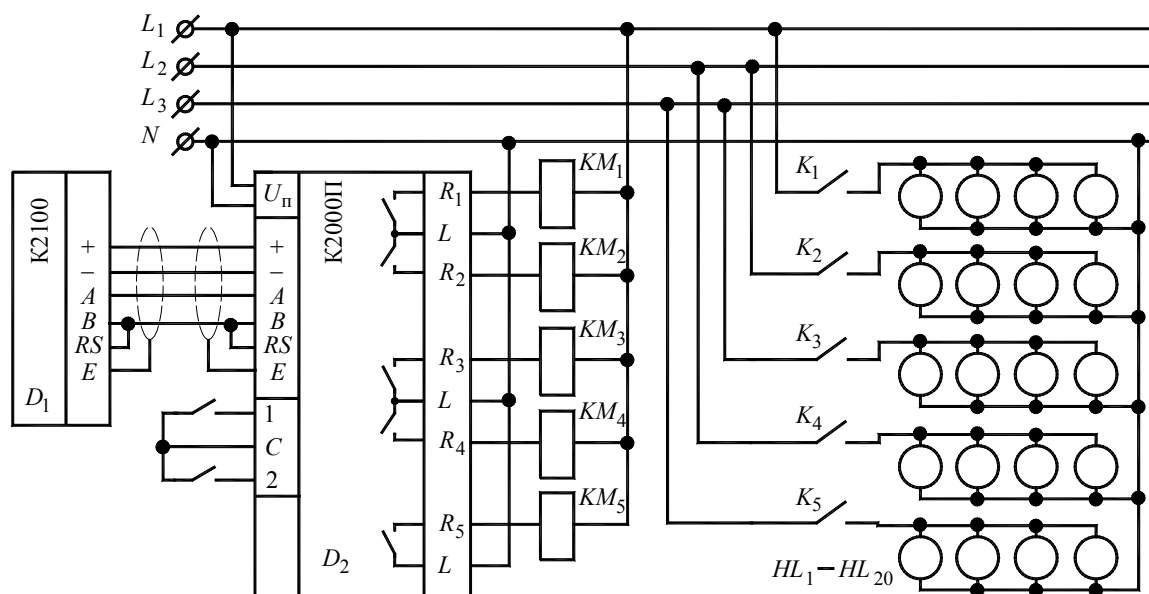


Рис. 10.8. Схема подключения контроллера К2000П

Контроллер К2000П (блок  $D_2$  на рис. 10.8) имеет пять релейных выходов  $R_1-R_5$  типа «сухой контакт», к которым последовательно с фазным напряжением электрической сети присоединяются катушки управления магнитными пускателями  $KM_1-KM_5$ . Контакты  $K_1-K_5$  этих пускателей последовательно с фазными напряжениями электрической сети подключаются к группам параллельно соединенных светильников. На рис. 10.8 показано по четыре светильника в группе.

Уровень освещенности измеряется с помощью фотодатчика К2100 (блок  $D_1$  на рис. 10.8), который устанавливается на оконное стекло внутри здания чувствительным элементом в сторону улицы. Обмен данными между контроллером и фотодатчиком осуществляется по интерфейсу RS-485 (выходы «А» и «В») с дополнительными контактами питания (выходы «+» и «-») посредством экранированного сигнального кабеля типа «витая пара», электромагнитный экран которого присоединяется к выходу «Е» контроллера.

Контроллер К2000П работает следующим образом. В начале рабочего дня выполняется включение освещения здания, если естественной освещенности недостаточно. Далее, в зависимости от количества естественного света, проникающего в помещение через окна, контроллер может позонно отключать и включать рабочее освещение

путем управления магнитными пускателями, подключенными к релейным каналам  $R_1-R_5$ . Каналы  $R_3-R_5$  могут отключаться также и по времени суток, например, во время перерывов, пересменок и т. д.

Повторное включение канала после его автоматического отключения по фотодатчику происходит с задержкой от 1 до 99 мин (задается в процессе программирования). Если здание освещается газоразрядными лампами, необходимо установить задержку времени не менее 15 мин, чтобы лампы остыли и были готовы к следующему включению.

Каждый из каналов  $R_3-R_5$  имеет свой порог включения по освещенности, а также может отключаться в выбранные при программировании временные диапазоны. Для этого сутки делятся на девять временных интервалов, в течение которых можно установить время отключения освещения по этим каналам.

Релейный канал  $R_1$  (коммунальное освещение) – это сумеречный выключатель с программируемым порогом включения (аналог фотореле).

Канал  $R_2$  (фасадное освещение) – это второй сумеречный выключатель со своим программируемым порогом включения.

Контроллер К2000П имеет дискретные входы «1» и «2» типа «сухой контакт» для связи с системой пожарной сигнализации здания. При возникновении пожара замыкаются контакты на входах «1» и «2» и освещение по каналам  $R_3-R_5$  принудительно включается для обеспечения нормальной эвакуации людей из здания. Эта функция не работает при достаточном количестве солнечного света в здании. Параллельно этим контактам необходимо также установить обычные тумблеры для ручного включения освещения.

### **10.3. Микропроцессорные устройства для автоматки управления компенсацией реактивной мощности**

Системы автоматического управления компенсации реактивной мощности предназначены для снижения потерь, обусловленных реактивными составляющими токов в линиях электропередачи.

Применяют ступенчатую и плавную регулировку реактивной мощности.

При ступенчатой регулировке используют батареи силовых конденсаторов или управляемые реакторы – в зависимости от того, какую составляющую нагрузки, емкостную или индуктивную, нужно скомпенсировать.

Для плавной регулировки используют компенсаторы на основе синхронных машин.

На рис. 10.9 изображена структурная схема САУ реактивной мощности со ступенчатой регулировкой.

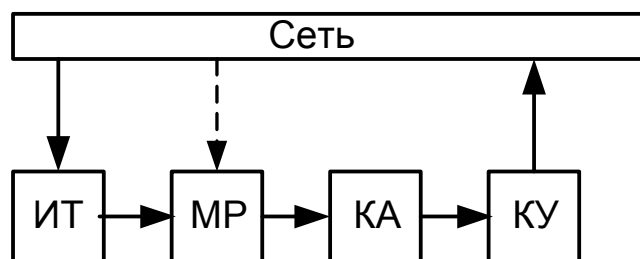


Рис. 10.9. Структурная схема САУ реактивной мощности со ступенчатой регулировкой:

ИТ – измерительные трансформаторы;  
МР – микропроцессорный регулятор;  
КА – коммутационные аппараты;  
КУ – компенсирующие устройства

Напряжения и токи электрической сети через измерительные трансформаторы ИТ подаются на аналоговые входы микропроцессорного регулятора МР, программное обеспечение которого определяет знак и значение реактивной мощности и выдает управляющие сигналы на коммутационные аппараты КА, включающие или отключающие компенсирующие устройства КУ – батареи конденсаторов или ответвления обмоток реактора. В качестве коммутационных аппаратов могут использоваться как механические переключатели, так и электронные (тиристоры или транзисторы).

Внешний вид микропроцессорного регулятора типа *MRM-12* приведен на рис. 10.10.

На лицевой панели регулятора располагается светодиодный дисплей, на котором отображаются значения  $\cos \varphi$  и другие параметры, кнопки для движения по программному меню и сигнальные светодиоды для индикации следующих состояний:

- перекомпенсация или недокомпенсация;
- режим работы;
- включенные секции батарей конденсаторов.

Схема подключения регулятора *MRM-12* показана на рис. 10.11.



Рис. 10.11. Регулятор реактивной мощности *MRM-12*

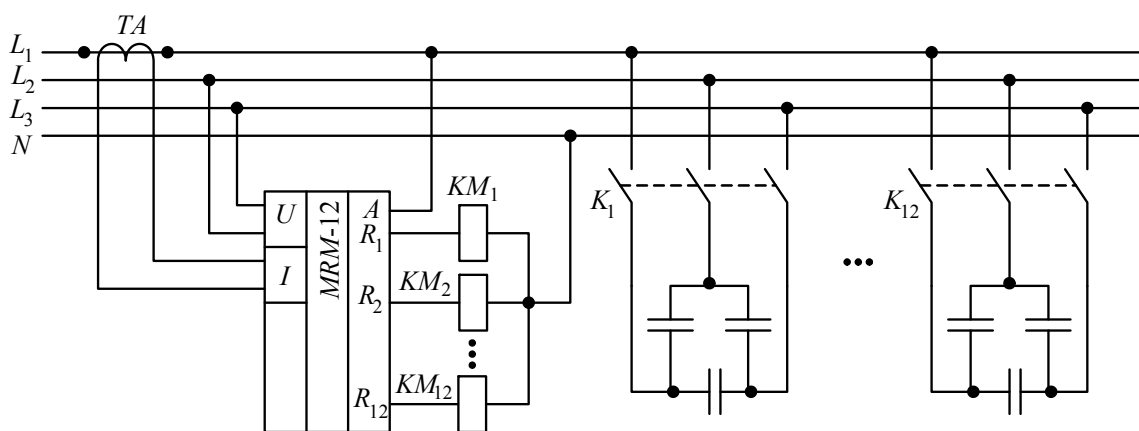


Рис. 10.12. Схема подключения регулятора *MRM-12*

Схема работает следующим образом. Измерение реактивной мощности осуществляется по девяностоградусной схеме, так как ток измеряется в фазе  $L_1$ , а напряжение – между фазами  $L_2$  и  $L_3$ . Соответственно, выражение для расчета суммарной реактивной мощности будет выглядеть следующим образом:

$$Q = 3 \frac{U_{2,3}}{\sqrt{3}} k_{т.т} I_1 \sin(\psi + 90^\circ), \quad (10.1)$$

где  $U_{2,3}$  – действующее значение измеренного напряжения между фазами  $L_2$  и  $L_3$ ;  $k_{т.т}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока  $TA$ ;  $I_1$  – действующее значение измеренного тока в фазе  $L_1$ ;  $\psi$  – разность фаз между  $U_{2,3}$  и  $I_1$ .

Программное обеспечение регулятора в режиме реального времени рассчитывает значение  $Q$  и подает команды на релейные выходы  $R_1-R_{12}$ , подключающие или отключающие катушки магнитных пускателей  $KM_1-KM_{12}$  к фазному напряжению сети, и, соответственно, меняющие положение силовых контактов  $K_1-K_{12}$ , которые коммутируют секции батарей силовых конденсаторов ко всем фазам сети.

Питание регулятора осуществляется по цепи измеряемого напряжения.

Регулятор *MRM-12* контролирует время разрядки батарей конденсаторов и в первую очередь подключает разряженные секции.

Имеются следующие основные режимы работы регулятора:

- Режим 1 – алгоритм быстрого приближения к требуемой степени компенсации при нарастании подключаемой емкости в отношении 1 : 2 : 4 : 8.

- Режим 2 – алгоритм медленного, но точного приближения к требуемой степени компенсации при нарастании подключаемой емкости в отношении 1 : 2 : 2 : 2.

- Режим 3 – алгоритм с контролем прироста индуктивной мощности. Растущие значения емкости пропорциональны отношению 1 : 2 : 4 : 4 : 4 : 8.

Характеристика срабатывания регулятора *MRM-12* показана на рис. 10.13.

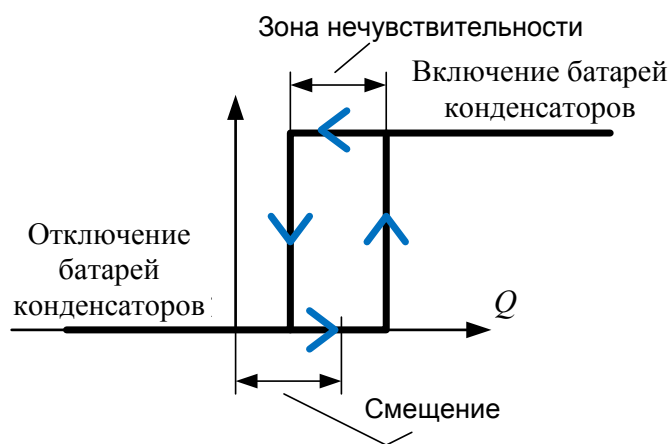


Рис. 10.13. Характеристика срабатывания регулятора *MRM-12*

Как и для любой САУ, характеристика срабатывания данного регулятора представляет собой прямоугольный гистерезис для предотвращения многократных коммутаций на границе срабатывания.

В качестве уставок используются: значение  $\cos \varphi$ , ширина зоны нечувствительности, смещение и время реакции.

**Ширина зоны нечувствительности** зависит от мощности наименьшей секции батарей конденсаторов, значения коэффициента трансформации трансформатора тока и выбирается из соответствующих таблиц.

**Смещение** обеспечивает поддержание постоянных режимов перекompенсации или недокомпенсации в зависимости от характера нагрузки.

**Время реакции** позволяет снизить влияние переходных процессов в конденсаторах на компенсацию реактивной мощности.

#### 10.4. Автоматика регулирования напряжения под нагрузкой силовых трансформаторов

В понижающих силовых трансформаторах и автотрансформаторах на напряжение 110 кВ и выше предусматривается САУ РПН. Также используют аббревиатуру АРНТ – автоматика регулирования напряжения трансформатора. В современных условиях эти виды автоматики реализуют на основе микропроцессорных регуляторов. Структурная схема такой САУ РПН изображена на рис. 10.14.

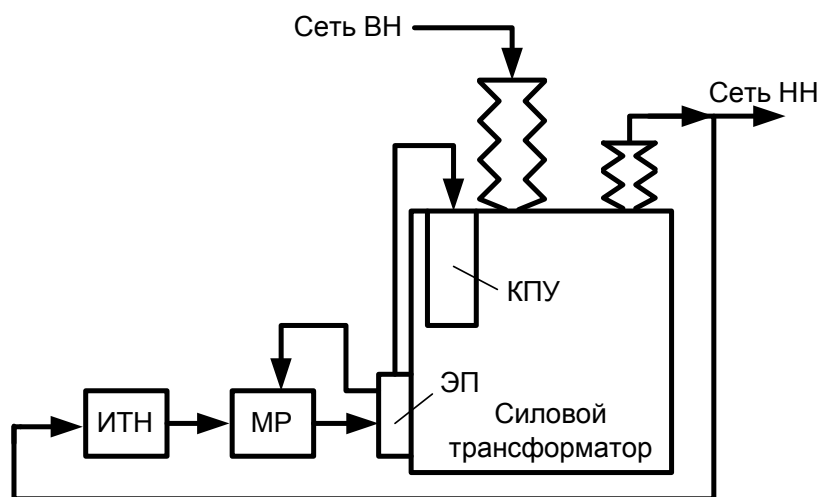


Рис. 10.14. Структурная схема автоматики РПН силового трансформатора:

ВН – высшее напряжение; НН – низшее напряжение;  
ИТН – измерительный трансформатор напряжения;  
МР – микропроцессорный регулятор; ЭП – электропривод;  
КПУ – коммутационное переключающее устройство

Силовая часть РПН представлена коммутационным переключающим устройством КПУ, размещенным в баке трансформатора и соединенным с ответвлениями его обмотки высшего напряжения ВН.

Коммутационное переключающее устройство представляет собой два вложенных цилиндра, внешний из которых является неподвижным, а внутренний способен вращаться под действием наружного несущего вала, соединяющегося через систему трансмиссий и редуктор с ротором электродвигателя, расположенного в шкафу электропривода ЭП.

Микропроцессорный регулятор МР выполняет измерение напряжения на стороне низшего напряжения НН через измерительный трансформатор напряжения ИТН. Если значение измеренного напряжения выходит за пределы верхнего  $U_{\text{макс}}$  или нижнего  $U_{\text{мин}}$  порогов зоны нечувствительности (рис. 10.15), то регулятор через выдержку времени выдает на электропривод команды «Понизить» или «Повысить». В середине зоны нечувствительности находится значение напряжения уставки РПН  $U_{\text{уст}}$ .

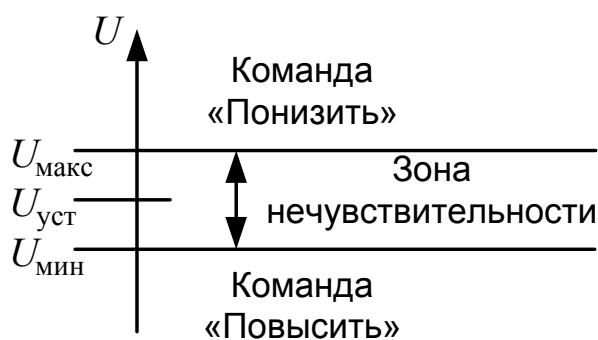


Рис. 10.15. Зоны действия автоматики РПН

На рис. 10.16 приведена упрощенная схема автоматики РПН, выполненной на основе микропроцессорного терминала TOP-200-R фирмы «Бреслер».

Воздействие на привод РПН силового трансформатора  $T$  осуществляется посредством команд «Повысить» и «Понизить», которые определяются положением соответствующих релейных выходов устройства.

Дополнительно терминал TOP-200-R имеет релейные выходы для цепей сигнализации по следующим аномальным ситуациям в РПН:

- неисправность РПН;
- самоход РПН;
- РПН не пошел;
- РПН застрял.





Терминал TOP-200-P обеспечивает местное или дистанционное управление РПН, а также диагностику привода регулятора. Реализовано автоматическое изменение уставок регулирования по суточному графику и календарю рабочих и выходных дней. TOP-200-P имеет встроенный указатель положения привода РПН и выносной цифровой индикатор для установки на двери шкафа, панели или щите. С помощью указателя положения РПН реализованы функции программного ограничения крайних положений РПН и программируемый пропуск неиспользуемых ступеней привода.

Блокирование работы регулятора осуществляется:

- при перегрузке трансформатора;
- при превышении допустимого напряжения;
- при появлении напряжения обратной последовательности;
- при снижении напряжения ниже значения уставки;
- при обнаружении замыкания на землю;
- при неисправности регулятора РПН или самого терминала.

Терминал TOP-200-P позволяет управлять РПН:

- двухобмоточного трансформатора с контролем напряжения обратной последовательности  $U_2$ ;
- трехобмоточного трансформатора с контролем  $U_2$ ;
- трансформатора с «расщепленной» обмоткой с автоматическим выбором плеча;
- автотрансформатора с контролем  $U_2$ .

Терминал TOP-200-P имеет следующие функциональные возможности:

- местное управление регулятором РПН кнопками с лицевой панели терминала  $SB_1$ ,  $SB_2$  или выносными ключами;
- дистанционное управление регулятором РПН через интерфейсы связи;
- расчет механического ресурса привода РПН;
- контроль времени пуска и переключения привода РПН с выдачей аварийного сообщения;
- контроль крайних положений привода РПН;
- останов РПН при достижении позиций, определяемых пользователем;
- контроль превышения допустимого значения температуры масла в баке переключателя РПН;
- контроль самопроизвольной работы регулятора с правильным отключением привода РПН;
- индикация хода привода регулятора РПН.

# ГЛАВА 11

## МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭНЕРГООБОРУДОВАНИЯ

**Диагностика** – это область знаний, включающая теорию, методы и средства для определения технического состояния оборудования. Процесс диагностики называют **диагностированием** оборудования.

По результатам диагностирования формируется заключение о текущем состоянии исследуемого объекта, которое называется **технический диагноз**.

Технический диагноз может быть получен автоматически соответствующим программным обеспечением или сформулирован человеком. Последний способ называется **экспертная оценка**.

На сегодняшний день для задач энергетики значительное распространение получили системы непрерывного диагностирования оборудования непосредственно в эксплуатации, называемые также **системами мониторинга**. Их устанавливают в первую очередь на наиболее ответственных и дорогостоящих объектах – генераторах и мощных силовых трансформаторах.

### 11.1. Системы комплексного мониторинга силовых трансформаторов

В ОАО «ФСК ЕЭС» Российской Федерации в 2008 г. появился нормативный документ СТО 56947007-29.200.10.011–2008 «Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов», в котором сформулированы требования к функциональным возможностям систем мониторинга для трансформаторов и автотрансформаторов с классами напряжения 220–750 кВ. Рассмотрим основные положения этого документа.

Назначение систем мониторинга:

– непрерывное измерение, регистрация и отображение основных параметров трансформаторов в нормальных, предаварийных и аварийных режимах;

– оценка и прогнозирование технического состояния трансформаторов.

Уровни мониторинга:

**I уровень** – первичные датчики и измерительные системы;

**II уровень** – совокупность цифровых контроллеров, обеспечивающих сбор и обработку сигналов, полученных от I уровня;

**III уровень** – централизованный программно-технический комплекс для математической обработки, расчетно-аналитических задач, связи с верхними уровнями управления, визуализации измеряемых и рассчитываемых параметров, отображения сигналов, накопления архивов.

Величины, которые обязательно должны измеряться:

- температура окружающей среды;
- температура верхних слоев масла в баке трансформатора;
- температура масла на входе охладителя;
- температура масла на выходе охладителя;
- температура масла в баке РПН;
- ток или мощность привода РПН;
- текущий номер отпайки РПН;
- содержание газов в масле;
- содержание влаги в масле;
- давление масла высоковольтных вводов.

Кроме перечисленных параметров, очевидно, современные системы мониторинга должны быть способны измерять напряжения и токи на всех вводах трансформатора.

На основе измеренных величин система диагностирования формирует заключение о состоянии различных элементов силового трансформатора (рис. 11.1): обмоток и магнитопровода, масла, вводов, системы охлаждения, РПН, встроенных трансформаторов тока и др.

Для непрерывного мониторинга состояния трансформаторного масла широкое распространение получила система *Hydran-M2* (рис. 11.2).

Система предназначена для непрерывного контроля концентрации растворенных газов и влаги в масле, предупреждения персонала в режиме реального времени о появлении и развитии дефектов в трансформаторе. Возможные места ее установки показаны на рис. 11.3.

Система *Hydran-M2* представляет собой электронное устройство, закрытое герметичным кожухом и предназначенное для крепления непосредственно в точке измерения. Датчик системы располагается на задней панели в специальном раструбе для ввинчивания в металлическую поверхность (рис. 11.2, б). При этом датчик должен иметь контакт с маслом трансформатора.

Датчик системы *Hydran-M2* имеет три чувствительных элемента для выполнения следующих видов измерений:

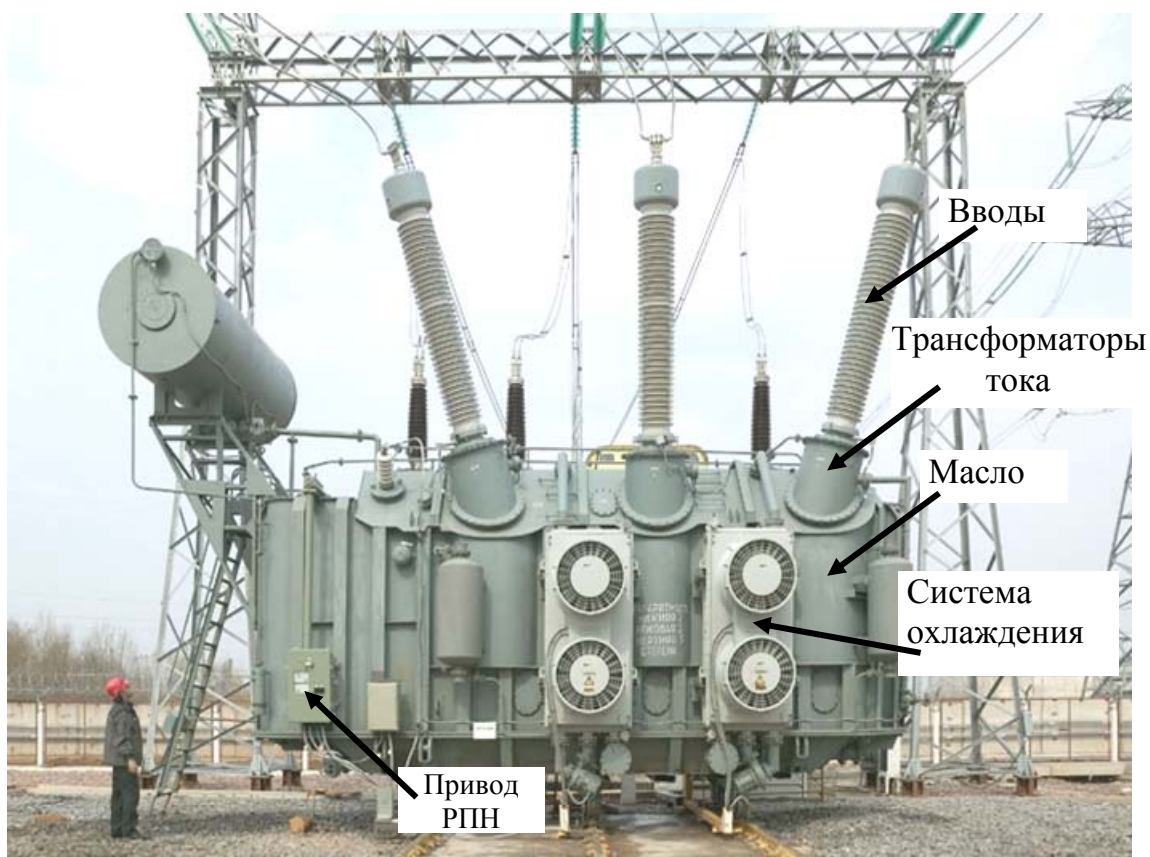
- концентрация растворенных в масле газов;

- концентрация растворенной в масле воды;
- температура масла.

Чувствительный элемент концентрации газов выполнен из специальной мембраны, пропускающей газы из масла на электрохимический детектор, реагирующий на содержание водорода (основной опасный газ), угарного газа (выделяется при перегреве изоляционной бумаги), этилена (появляется при дуговых разрядах), ацетилене (выделяется при перегреве масла), метана, этана, углекислого газа, азота, кислорода.

Чувствительный элемент влагосодержания изготовлен по тонкопленочной технологии и функционирует как конденсатор, емкость которого зависит от увлажненности диэлектрика.

Чувствительный элемент температуры реализован на основе термистора.



*Рис. 11.1.* Основные элементы силового трансформатора для анализа системами диагностирования

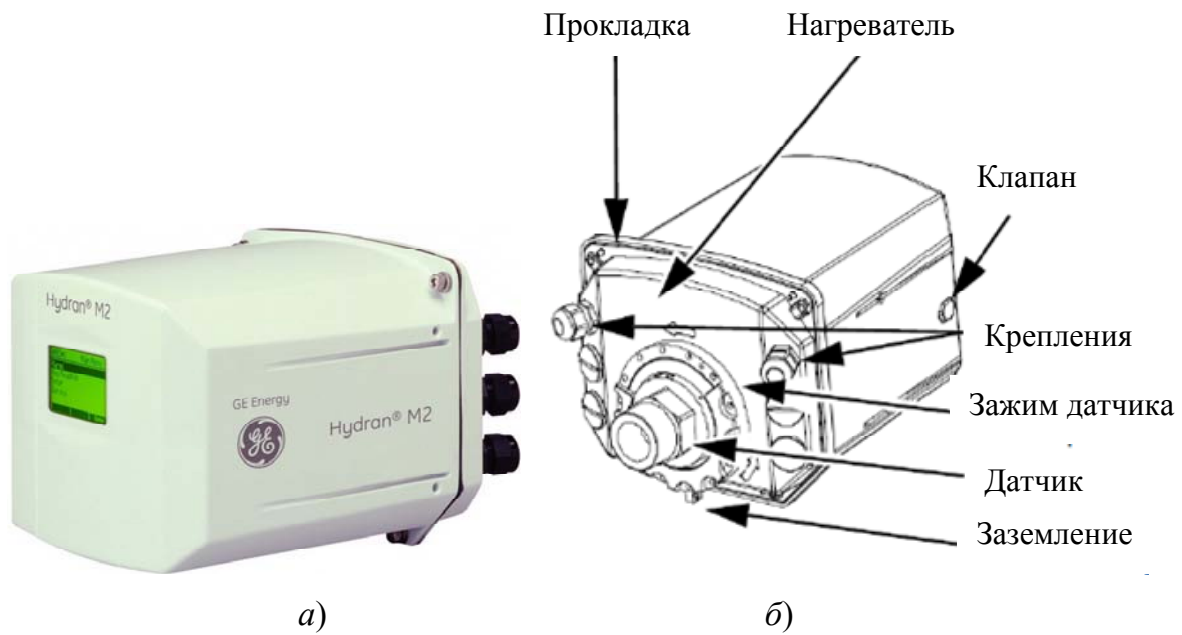


Рис. 11.2. Система мониторинга Hydran-M2:  
 а – внешний вид; б – задняя панель

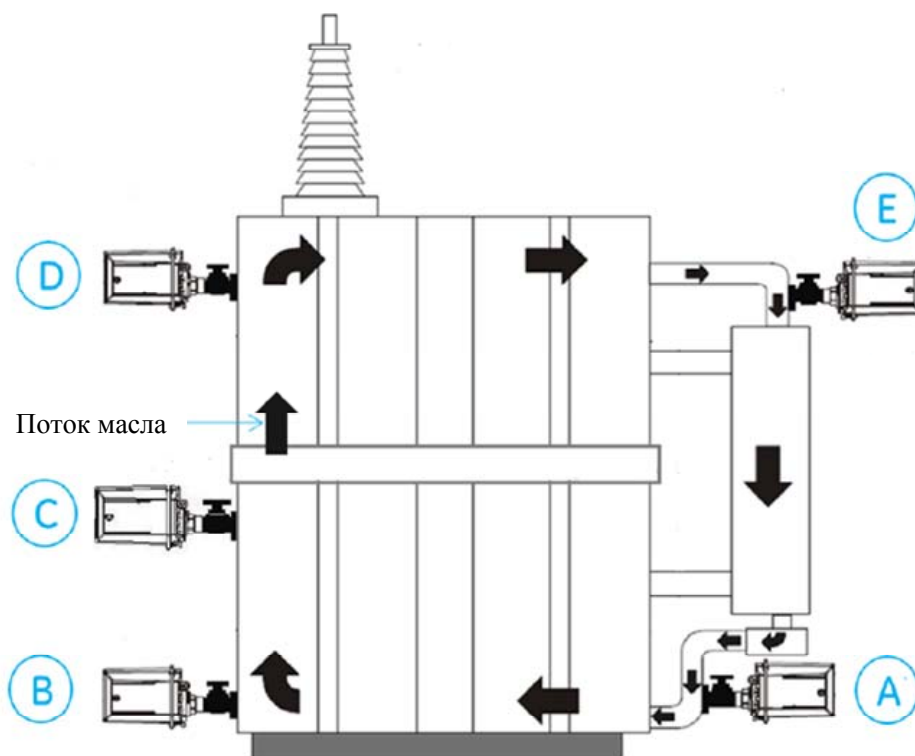


Рис. 11.3. Возможные места установки системы Hydran-M2:  
 А – выход из охладителя; В – дренажный клапан;  
 С – основной бак; D – верхний клапан;  
 Е – вход в охладитель

Основные цепи системы *Hydran-M2* показаны на рис. 11.4.

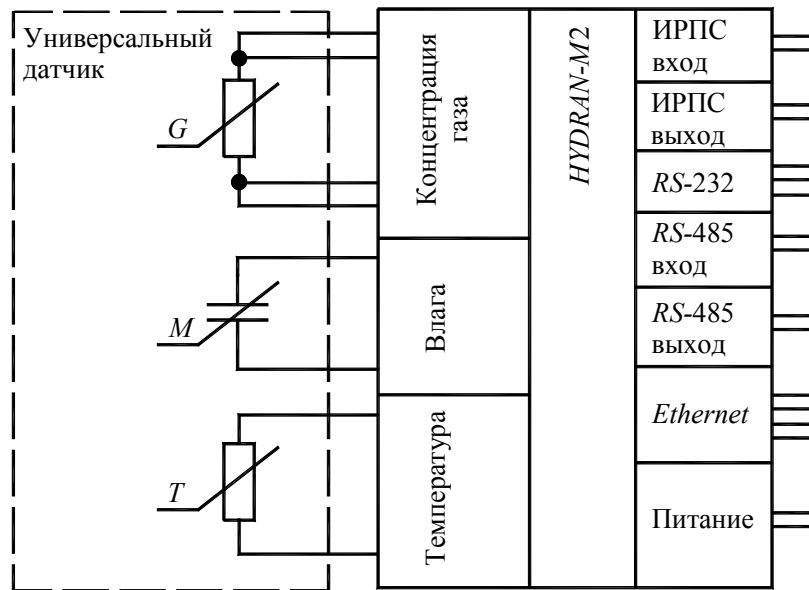


Рис. 11.4. Основные цепи системы *Hydran-M2*

Устройства системы *Hydran-M2* могут объединяться в информационную сеть с помощью интерфейсов *RS-485* или *Ethernet*. Также имеется вход аналогового ИРПС 4–20 мА для приема значений величин, измеренных другими устройствами.

## 11.2. Диагностирование силовых трансформаторов по тепловым параметрам

Современные системы РЗА трансформаторов типа *SEPAM*, *SPACOM* и другие позволяют осуществлять контроль значений температуры масла в верхних и нижних слоях бака масла трансформатора, а также температуры обмотки трансформатора и температуры на входах и выходах охладителей. Эти значения могут контролироваться как непосредственно с помощью термодатчиков, так и прогнозироваться косвенно на основе математических моделей.

Вначале проанализируем факторы, обуславливающие аномальные тепловые процессы в силовых трансформаторах. Одна или более частей трансформатора могут быть перегреты по трем основным причинам:

- из-за перегрузки трансформатора;
- из-за высокой загрузки трансформатора и высокой температуры воздуха;

– из-за неисправности системы охлаждения или внутренних повреждений трансформатора.

Первые два фактора относятся к полностью исправному трансформатору. В этих случаях трансформатор перегрет по естественным причинам. Третий фактор свидетельствует о том, что трансформатор перегрет не естественно, т. е. аномально. Если температуры частей поврежденного или имеющего неисправности трансформатора не превышают критических значений, но выше аналогичных значений в полностью исправном трансформаторе, то имеет место его аномальный (не естественный) нагрев.

Можно выделить следующие основные причины аномального нагрева или аномального перегрева одной или более частей масляного трансформатора:

– нарушение условий охлаждения из-за перекрытия охлаждающих каналов циркулирующего масла разбухшей изоляцией или накопившимся шламом;

– межвитковые короткие замыкания или короткозамкнутые контуры в шихтованном магнитопроводе;

– повышенные диэлектрические потери твердой изоляции и трансформаторного масла;

– разуплотнение конструктивных элементов трансформатора и, как следствие, повышенное влияние магнитного потока рассеяния, нагревающего эти элементы.

Аномально могут быть нагреты отдельные участки трансформатора или же весь трансформатор в целом. Следовательно, необходимо различать локальный и общий аномальный нагрев трансформатора. Таким образом, можно сформулировать нижеприведенные термины для аномальных тепловых режимов силовых трансформаторов.

**Естественный перегрев** – это превышение температуры одной или более частей полностью исправного силового трансформатора по сравнению с предельно допустимой температурой этих частей.

**Аномальный перегрев** – это превышение температуры одной или более частей неисправного силового трансформатора по сравнению с предельно допустимой температурой этих частей.

**Аномальный нагрев** – это более высокое значение температуры одной или более частей неисправного силового трансформатора по сравнению с температурой, которая имела бы место в полностью исправном трансформаторе при прочих равных условиях. Частным случаем аномального нагрева является аномальный перегрев трансформатора.



Классификация аномальных тепловых режимов силовых трансформаторов проиллюстрирована на рис. 11.5.

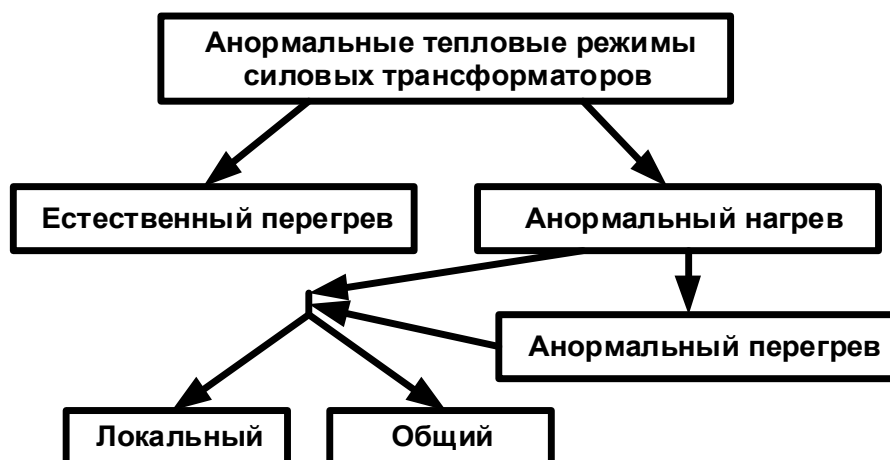


Рис. 11.5. Классификация аномальных тепловых режимов силового трансформатора

Рассмотрим принципы выявления каждого из этих режимов.

Пусть  $\Theta_m$  и  $\Theta_{\text{ННТ}}$  соответственно непосредственно измеренные температура верхних слоев масла трансформатора и температура обмотки, т. е. температура наиболее нагретой точки (ННТ) трансформатора. Тогда алгоритм выявления перегрева трансформатора можно записать следующим образом:

$$R_0 = (\Theta_m \geq \theta_{m.\text{макс}}) \vee (\Theta_{\text{ННТ}} \geq \theta_{\text{ННТ.макс}}), \quad (11.1)$$

где  $R_0$  – булева функция;  $\vee$  – знак дизъюнкции (логическое ИЛИ);  $\theta_{m.\text{макс}}$ ,  $\theta_{\text{ННТ.макс}}$  – максимально допустимые значения соответствующих температур.

Булева функция  $R_0$  введена в качестве ситуационного индикатора. Если  $R_0 = 1$ , то трансформатор перегрет, в противном случае  $R_0 = 0$ .

В соответствии с алгоритмом (11.1) работают практически все существующие системы тепловой защиты трансформатора. Однако такой алгоритм не позволяет выявить тип перегрева трансформатора (естественный или аномальный) и тем более выявить аномальный нагрев трансформатора. Эту проблему можно решить путем введения алгоритмов, функционирующих на основе математических моделей тепловых процессов масляных трансформаторов. Такие модели должны учитывать значения температуры окружающей среды, значения токов нагрузки трансформатора, количество задействованных ох-

лаждающих устройств, паспортные данные трансформатора и быть достаточно точными для полностью исправного трансформатора.

Пусть  $\theta_m$  и  $\theta_{\text{ннт}}$  – соответствующие температуры, рассчитанные математической модели, имеющей максимальную абсолютную погрешность  $\Delta\theta_{\text{макс}}$ . Разность между непосредственно измеренной и рассчитанной по математической модели температурами будем называть **характеристической разностью**. Для каждой из рассматриваемых температур характеристическая разность запишется в виде:

$$\Delta\theta_m = \Theta_m - \theta_m; \Delta\theta_{\text{ннт}} = \Theta_{\text{ннт}} - \theta_{\text{ннт}}. \quad (11.2)$$

Характеристическая разность позволяет выявлять аномальный нагрев и перегрев трансформатора. Для этого ее необходимо сравнить со значением абсолютной погрешности математической модели  $\Delta\theta_{\text{макс}}$ . Алгоритмы выявления различных аномальных тепловых режимов масляных трансформаторов сведены в табл. 11.1. При этом по аналогии с алгоритмом (11.1) использованы булевы функции  $R_1$ – $R_4$ , а также знак дизъюнкции  $\vee$  (логическое ИЛИ), знак конъюнкции  $\wedge$  (логическое И) и знак инверсии  $\bar{X}$  (логическое отрицание).

Таблица 11.1

**Алгоритмы выявления аномальных тепловых режимов силового масляного трансформатора**

Тип теплового режима	Алгоритм
Общий аномальный перегрев	$R_1 = (\Delta\theta_m \geq \Delta\theta_{\text{макс}}) \wedge (\Delta\theta_{\text{ннт}} \geq \Delta\theta_{\text{макс}}) \wedge R_0$
Локальный аномальный перегрев	$R_2 = (\Delta\theta_m \geq \Delta\theta_{\text{макс}}) \vee (\Delta\theta_{\text{ннт}} \geq \Delta\theta_{\text{макс}}) \wedge R_0 \wedge \bar{R}_1$
Общий аномальный нагрев	$R_3 = (\Delta\theta_m \geq \Delta\theta_{\text{макс}}) \wedge (\Delta\theta_{\text{ннт}} \geq \Delta\theta_{\text{макс}})$
Локальный аномальный нагрев	$R_4 = (\Delta\theta_m \geq \Delta\theta_{\text{макс}}) \vee (\Delta\theta_{\text{ннт}} \geq \Delta\theta_{\text{макс}}) \wedge \bar{R}_3$

Очевидно, что понятие «уставка» для тепловой защиты трансформатора необходимо расширить. Можно различать фиксированные уставки, равные максимально допустимым температурам, т. е. в рассматриваемом случае значениям  $\theta_{m.\text{макс}}$  и  $\theta_{\text{ннт.макс}}$ , а также переменные уставки, получаемые расчетным путем на основе математических моделей, т. е. равные значениям  $\theta_m$  и  $\theta_{\text{ннт}}$ .

Аномальный нагрев однозначно указывает на наличие неисправности в трансформаторе и факт ее обнаружения тепловой защи-

той позволяет судить в той или иной мере о техническом состоянии трансформатора. Следовательно, такая защита обладает функциями диагностирования. В связи с этим тепловую защиту трансформатора, функционирующую в соответствии с вышеизложенными алгоритмами, следует называть **диагностической тепловой защитой**.

В теории диагностики при формулировке технического диагноза используют ранжирование типа «плохо», «удовлетворительно», «хорошо» и т. д. Аналогичные характеристики можно предусмотреть и для диагностической тепловой защиты. Назовем их **уровнями опасности аномального нагрева** трансформатора. Будем различать низкий, средний, высокий и очень высокий уровни опасности.

При **низком уровне опасности** вероятность возникновения аварии на трансформаторе из-за наличия режима аномального нагрева пренебрежимо мала. Поэтому в данном случае действие защиты должно быть на визуальный сигнал (зажигание сигнальной лампы или выдача соответствующего сообщения на экране компьютера), а дежурный персонал должен записать дату и время обнаружения режима аномального нагрева.

**Средний уровень опасности** показывает, что имеется некоторая вероятность возникновения аварии на трансформаторе. В данном случае действие защиты должно быть и на визуальный, и на звуковой сигнал. Дежурный персонал обязан поставить в известность вышестоящее лицо. При среднем уровне опасности необходимо принять решение о внеочередном осмотре и испытании изоляции трансформатора.

При **высоком уровне опасности** возникновение аварийной ситуации на трансформаторе можно считать достаточно вероятным. Здесь, как и при среднем уровне, действие защиты должно быть и на визуальный и на звуковой сигнал. В данном случае оперативному персоналу необходимо принять решение о выводе трансформатора из эксплуатации в соответствии с ТКП. При отсутствии дежурного персонала диагностическая тепловая защита должна действовать на устройство автоматической разгрузки трансформатора, параллельно существующей защите от перегрузки, реагирующей на аварийное значение тока. Телеметрический сигнал высокого уровня опасности должен быть передан на диспетчерский пункт.

**Очень высокий уровень опасности** показывает, что вероятность возникновения аварии на трансформаторе высока. В данном случае защита должна действовать вначале на разгрузку, а затем на отключение трансформатора. При этом следует отметить, что сама по

себе разгрузка трансформатора не устраняет выявленную неисправность, например, в системе охлаждения, а лишь отодвигает срок вывода трансформатора в ремонт.

Рассмотрим методику выявления уровня опасности аномального нагрева трансформатора. Пусть  $\Delta\theta_{y.o}$  – максимальное изменение характеристической разности, соответствующее переходу между соседними уровнями опасности режима аномального нагрева трансформатора. Очевидно, что достоверное значение величины  $\Delta\theta_{y.o}$  может быть получено при наличии многолетнего опыта эксплуатации диагностической тепловой защиты силового трансформатора. На сегодняшний день в мировой энергетике такой опыт отсутствует. Однако теоретически можно предложить значение  $\Delta\theta_{y.o}$ , соответствующее потере трансформатором одной ступени охлаждения, т. е.  $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Таким образом, при наличии развивающейся неисправности в трансформаторе увеличение характеристической разности на каждые  $5\text{ }^{\circ}\text{C}$  будет эквивалентно ухудшению условий охлаждения трансформатора, как в случае отключения одной ступени охлаждения.

Алгоритм выявления уровня опасности аномального нагрева трансформатора можно записать в виде:

$$L_i = (\Delta\Theta_M \geq \Delta\theta_{\text{макс}} + i\Delta\theta_{y.o}) \vee (\Delta\Theta_{\text{нтт}} \geq \Delta\theta_{\text{макс}} + i\Delta\theta_{y.o}) \wedge (R_1 \vee R_2 \vee R_3 \vee R_4), \quad (11.3)$$

где  $i = \{0; 1; 2; 3\}$  – номер уровня опасности (0 – низкий; 1 – средний; 2 – высокий; 3 – очень высокий);  $L_i$  – набор булевых функций, указывающих на наличие или отсутствие какого-либо из уровней опасности (наличие среднего уровня опасности и выше автоматически предполагает наличие более низких уровней, что учтено в алгоритме).



Рис. 11.6. Характеристика действия диагностической тепловой защиты силового масляного трансформатора

Характеристика действия диагностической тепловой защиты трансформатора показана на рис. 11.6. При этом характеристическая разность условно обозначена  $\Delta\theta$ .

### 11.3. Программное обеспечение для задач диагностики

Рассмотрим пример программного обеспечения для задач диагностики.

В Российской Федерации применяется программно-аппаратный комплекс «Диагностика+». Он предназначен для оценки технического состояния электрооборудования предприятий на основе обработки информации в базе данных с помощью специального языка «Z+».

Структура комплекса включает компьютеры, локальную сеть предприятия и сервер с основной базой данных (рис. 11.7). В процессе работы вносятся постоянные изменения в базу данных.

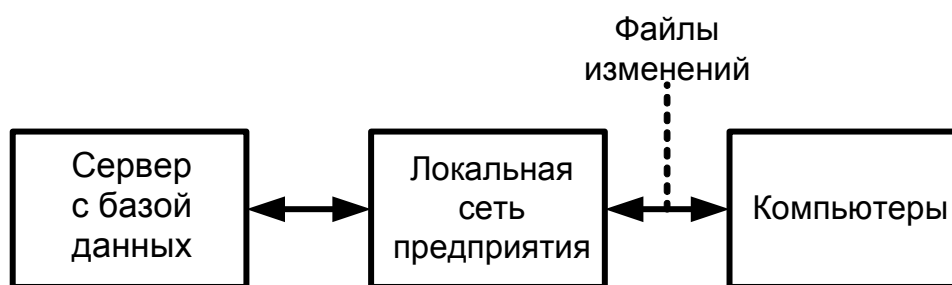


Рис. 11.7. Структурная схема системы «Диагностика+»

Система «Диагностика+» обеспечивает хранение информации в таблицах реляционных баз данных и вызов программ для отдельных записей (строк) этих таблиц. Для обеспечения быстрого и удобного поиска информационных объектов используются «деревья объектов» – древовидная структура, состоящая из информационных объектов, связанных между собой ассоциативными связями. Информационными объектами могут быть предприятия, подстанции, силовые трансформаторы, высоковольтные вводы, ремонты, испытания и измерения и т. п.

Основные функции системы «Диагностика+»:

- ведение базы паспортных данных оборудования;
- ведение базы данных испытаний оборудования;
- ведение учета ремонтов оборудования;
- ведение нормативно-справочной базы данных;

- проведение диагностических экспертиз оборудования и вызов любых программ, связанных с оборудованием;
- выполнение запросов к базе данных, получение произвольных выборок;
- ведение словарей.

Главное окно программы «Диагностика+» показано на рис. 11.8. В левой части главного окна располагается окно, которое называется «Дерево объектов» с названиями подстанций электрических сетей. Окно справа называется «Список классов». В нем представлены отдельные элементы для диагностирования: асинхронные двигатели, бак РПН, вводы на выключателях, вертикальные заземлители и др.

Если нажать на пиктограмму нужной подстанции, то откроется дерево ее объектов (рис. 11.9).

Система «Диагностика+» является открытым инструментальным средством для создания диагностической экспертной системы, основанной на обработке знаний, представленных в виде *базы правил*. Система поддерживает варьируемые значения параметров за счет введения *коэффициента доверия* для каждого из них.

Коэффициент доверия выражает степень уверенности в значении рассматриваемого параметра и может изменяться от 0 до 100.

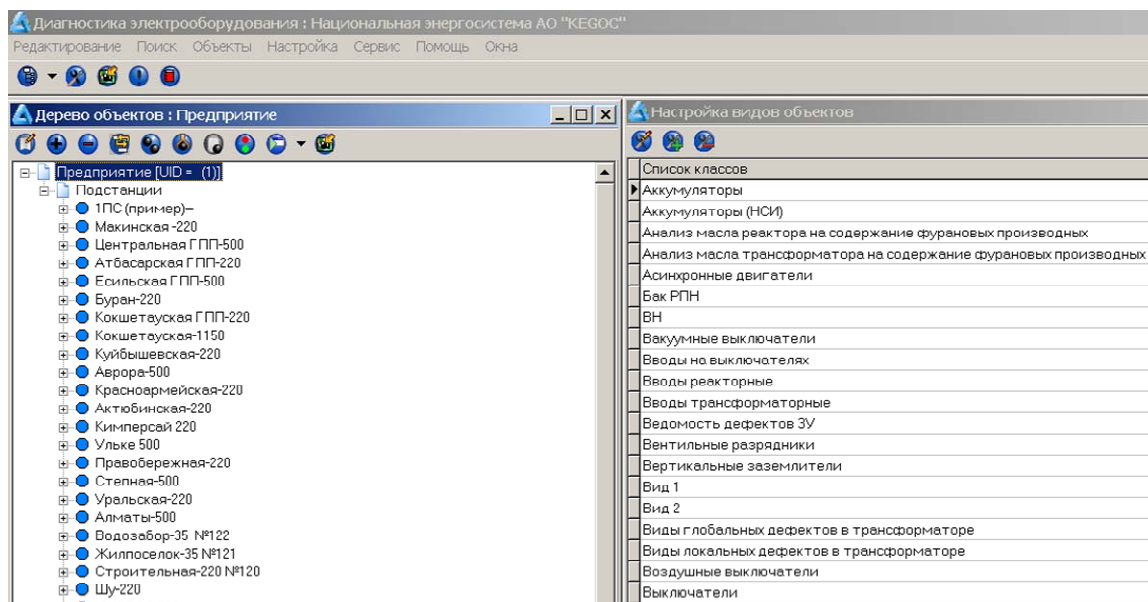


Рис. 11.8. Главное окно программы «Диагностика+»

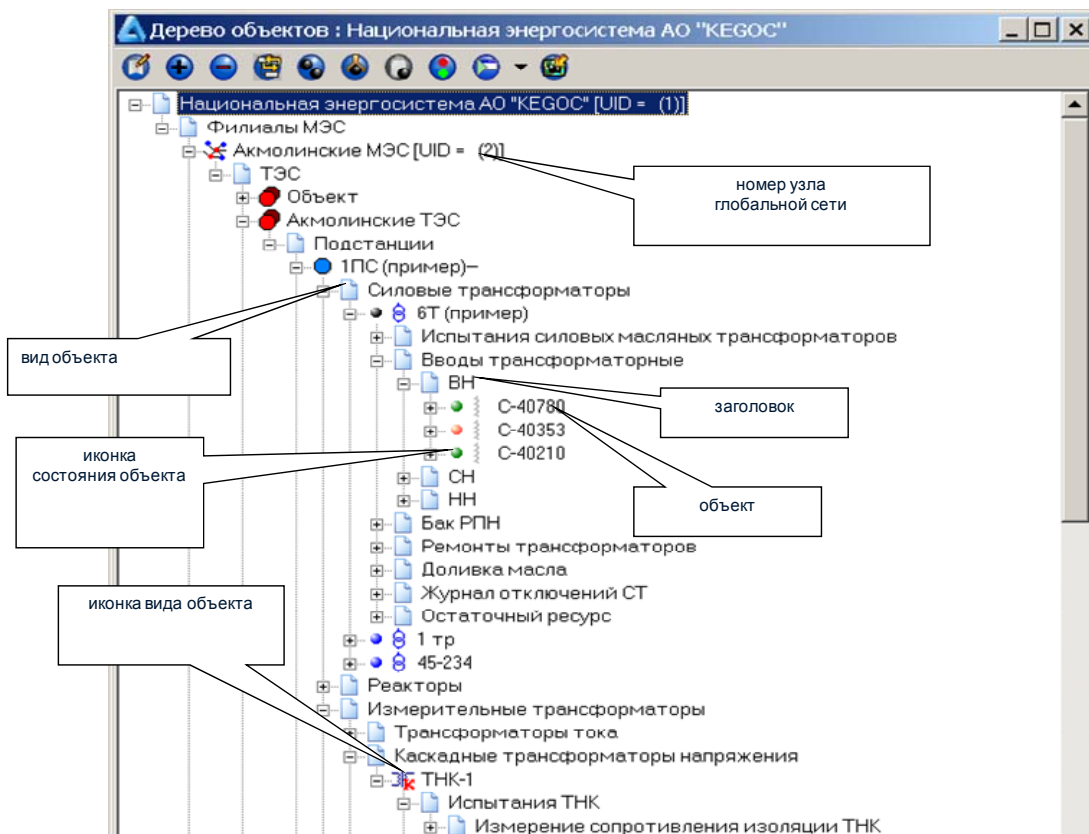


Рис. 11.9. Дерево объектов подстанции

База правил экспертной системы формируется с помощью специального языка программирования «Z+», в котором каждое правило  $R_i$  представляется в виде:

$$R_i(CF_i): C \rightarrow (S, n), \quad (11.4)$$

где  $i$  – номер правила;  $CF_i$  – коэффициент доверия к правилу;  $C$  – условие применимости правила;  $S$  – действие, которое должно быть предпринято, когда правило применимо;  $n$  – номер правила, которое должно быть выполнено сразу же после данного.

Величины  $R_i$ ,  $C$  и  $S$  являются *лингвистическими переменными*, т. е. формулируются в виде определенных фраз: «Высокий уровень опасности», «Перегрев обмотки», «Превышение допустимой температуры масла», «Выдача сигнала на лампу красного цвета» и т. д.

## ГЛАВА 12

# РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЗРАБОТКЕ ПРОЕКТОВ ТЕХНИЧЕСКИХ ЗАДАНИЙ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОННЫХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ НУЖД ЭНЕРГЕТИКИ

Большинство электронных устройств, применяющихся для задач энергетики, должны выполнять специальные расчеты и действия с учетом особенностей контролируемых силовых объектов или цепей. Поэтому очевидно, что в их разработке, помимо специалистов в сфере электроники и программирования, должны принимать участие и специалисты в области энергетики. Участие этих специалистов необходимо на начальной стадии создания проекта прибора, а также на дальнейших стадиях при корректировке его работы. Наиболее удобно, если специалисты-энергетики разработают предварительный проект прибора, сформулировав все необходимые требования к его организации и принципам работы. Такой проект можно рассматривать как техническое задание для дальнейшей разработки электронной и программной составляющих прибора.

Специалисты-энергетики должны сформулировать требования к следующим функциям и элементам разрабатываемого электронного прибора (или системы приборов):

- название;
- назначение и области применения;
- схема подключения внешних цепей;
- внешний вид лицевой панели;
- структура программного меню;
- алгоритмы работы;
- требования к диапазонам входных и выходных параметров.

Соответственно, такие названия могут иметь разделы проекта технического задания.

**Название устройства** (или системы устройств) должно быть кратким и отражать назначение устройства.

В разделе «**Назначение устройства и области его применения**» необходимо кратко описать, для чего предназначено устройство, в чем его практическая значимость и для каких объектов энергетики оно может быть использовано.

В разделе «**Схема подключения внешних цепей устройства**» требуется разработать условное обозначение устройства для принци-



пиальных схем, где предлагаемый прибор должен быть представлен своими входами и выходами. Если разрабатывается система устройств, то нужно привести структурную схему, на которой каждое из устройств показать в виде отдельного блока. Далее необходимо изобразить принципиальную или функциональную схему привязки устройства к требуемому объекту энергетики, показав цепи питания устройства, цепи измерения напряжений и токов, цепи измерения неэлектрических величин, а также цепи для интерфейсов связи. Затем следует описать работу схемы в «статике» и в «динамике». В «статике» описывают названия элементов на схеме и их соединения. В «динамике» приводят подробное описание работы схемы в различных режимах и ситуациях.

В разделе «**Внешний вид лицевой панели устройства**» нужно разработать ориентировочный дизайн лицевой панели устройства, изобразив ее на рисунке, и описать назначение органов управления и средств отображения информации (при их наличии). Размеры дисплея и количество органов управления на лицевой панели должны быть минимальными и соответствовать выполняемым функциям устройства, а также режимам его работы. Вместе с тем в уровне минимизации не должно быть потери удобства управления устройством для обслуживающего персонала и инженерных работников.

В разделе «**Структура программного меню устройства**» необходимо изобразить структурную схему программного меню, показывая виды экранов, которые должны отображаться на дисплее. Все выводимые символы должны быть расшифрованы.

В разделе «**Алгоритмы работы устройства**» необходимо подробно перечислить функции, выполняемые прибором. Далее нужно привести формулы, по которым программное обеспечение прибора должно выполнять расчеты. Алгоритмы выполняемых операций можно представить либо с помощью классических блок-схем алгоритмов, либо с помощью логических схем (см. параграф 9.2).

В разделе «**Требования к диапазонам входных и выходных параметров**» должны присутствовать требования к допустимым (минимальным и максимальным) значениям измеряемых величин на входах устройства, а также к значениям напряжений и токов на его дискретных входах, релейных и дискретных выходах. Кроме этого необходимо сформулировать требования к диапазону и характеру (постоянное или переменное) напряжения питания.

Рассмотрим пример проекта технического задания.

Пусть разрабатываемый прибор будет иметь название «Прибор контроля и расчета температур силового масляного трансформатора» (далее – ПКРТ).

### 12.1. Назначение устройства и области его применения

Прибор контроля и расчета температур силового масляного трансформатора предназначен для защиты силового масляного трансформатора от перегрева и для выявления его аномального нагрева (см. параграф 11.2). Прибор может быть использован на любых подстанциях с силовыми масляными трансформаторами.

### 12.2. Схема подключения внешних цепей устройства

Принципиальная схема подключения внешних цепей ПКРТ показана на рис. 12.1.

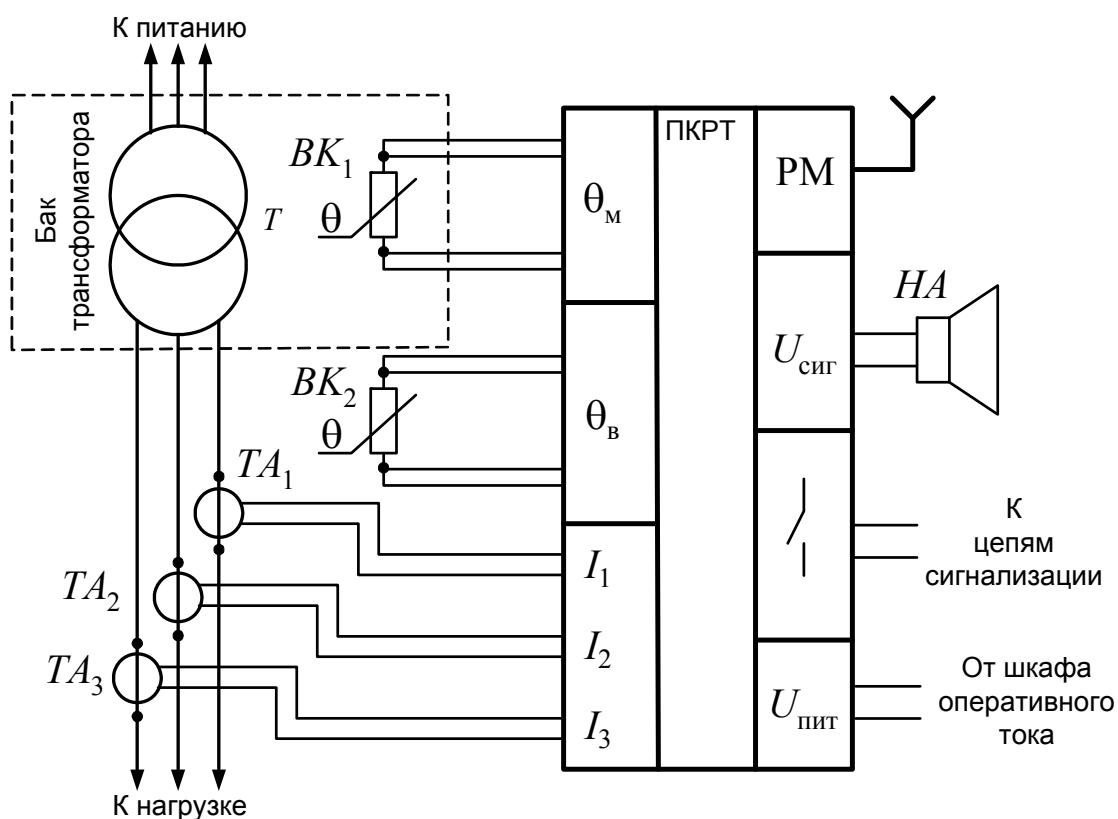


Рис. 12.1. Схема подключения прибора ПКРТ

Прибор контроля и расчета температур силового масляного трансформатора имеет измерительный вход  $\theta_m$  для датчика температуры масла  $BK_1$  силового трансформатора  $T$  и вход  $\theta_v$  для датчика температуры воздуха  $BK_2$ . При этом датчики могут быть реализованы на основе термометров сопротивления и подключены по четырехпроводной схеме.

Также имеются входы  $I_1$ ,  $I_2$ ,  $I_3$  для измерений токов нагрузки силового трансформатора.

Прибор контроля и расчета температур силового масляного трансформатора имеет три выхода:

- радиомодем РМ с подключенной приемопередающей антенной;
- аналоговый выход сигнализации  $U_{\text{сиг}}$  с подключенным внешним звуковым сигнализатором  $HA$ ;
- релейный выход типа «сухой контакт» для подключения к цепям сигнализации или релейной защиты.

На вход питания  $U_{\text{пит}}$  должно подаваться напряжение от оперативного источника питания.

Схема на рис. 12.1 работает следующим образом. Токи нагрузки силового трансформатора  $T$  через измерительные трансформаторы тока  $TA_1$ – $TA_3$  поступают на соответствующие входы ПКРТ. Датчик температуры масла устанавливается в верхней части бака трансформатора, а датчик температуры воздуха – на расстоянии 0,5 м от бака трансформатора. Датчики температуры подключаются к прибору с помощью четырехпроводных сигнальных кабелей.

Программное обеспечение прибора должно выполнять необходимые расчеты для реализации функций защиты силового трансформатора от перегрева и от аномального нагрева.

Прибор может осуществлять прием настроек от удаленного компьютера и передачу измеренных величин на удаленный компьютер посредством радиорелейной связи с помощью встроенного радиомодема и приемопередающей антенны.

Функции защиты реализуются четырьмя способами:

- подача сигнала на внешний или встроенный звуковые сигнализаторы;
- замыкание контактов релейного выхода;
- выдача сообщения на дисплей;
- передача сообщения через радиомодем.

### 12.3. Внешний вид лицевой панели устройства

Внешний вид лицевой панели ПКРТ приведен на рис. 12.2.

На лицевой панели прибора расположен дисплей, на котором отображаются следующие виды информации: измеренные температура воздуха и температура верхних слоев масла, расчетная температура верхней части магнитопровода, температура наиболее нагретой точки обмоток, токи нагрузки по всем фазам, сигнализация о наличии перегрева или аномального нагрева трансформатора.

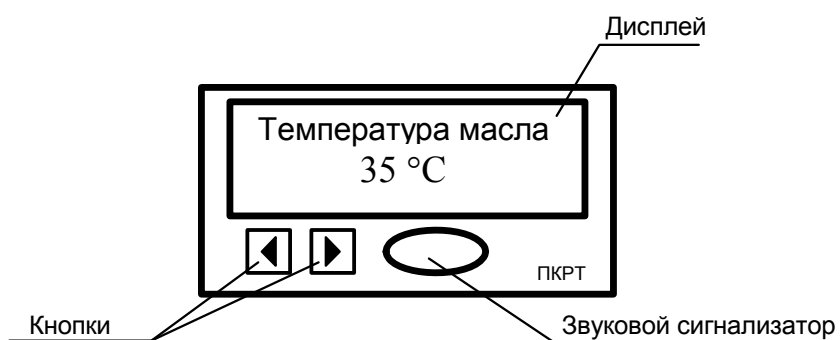


Рис. 12.2. Внешний вид лицевой панели ПКРТ

Кнопки предназначены для движения по отображаемым величинам в соответствии с программным меню прибора.

### 12.4. Структура программного меню устройства

Структура программного меню ПКРТ в режиме отображения измеренных и расчетных величин показана на рис. 12.3.

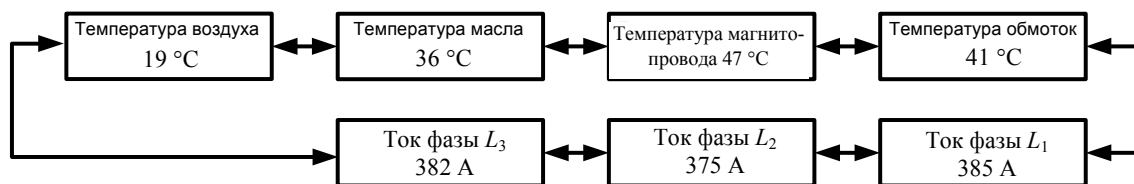


Рис. 12.3. Структура программного меню ПКРТ

При достижении температуры масла, магнитопровода или обмоток критического значения включается звуковой сигнализатор и на дисплей выдается сообщение «Перегрев обмоток!» или «Перегрев масла!».

В случае выявления аномального нагрева трансформатора, соответственно, выдается сообщение «Аномальный нагрев!».

## 12.5. Алгоритмы работы устройства

Система уравнений, описывающая тепловые процессы силового масляного трансформатора, может быть записана в соответствии с [16]:

$$\begin{cases} C_1 \frac{d\theta_1}{dt} + \frac{\theta_1 - \theta_3}{R_1} = \Delta P_{xx}; \\ C_2 \frac{d\theta_2}{dt} + \frac{\theta_2 - \theta_3}{R_2} = \Delta P_H; \\ C_3 \frac{d\theta_3}{dt} + \frac{\theta_3 - \theta_1}{R_1} + \frac{\theta_3 - \theta_2}{R_2} + \frac{\theta_3 - \theta_4}{R_3} = 0; \\ C_4 \frac{d\theta_4}{dt} + \frac{\theta_4 - \theta_3}{R_3} + \frac{\theta_4 - \theta_5}{R_4} = 0, \end{cases} \quad (12.1)$$

где  $C_1 - C_4$  – соответственно теплоемкости магнитопровода, обмотки, масла и внутренней окружающей среды трансформатора;  $R_1 - R_4$  – соответственно тепловые сопротивления магнитопровода, обмотки, масла и внутренней окружающей среды трансформатора;  $\theta_1 - \theta_5$  – соответственно температуры магнитопровода, обмотки, масла, поверхности бака и внешней окружающей среды трансформатора;  $\Delta P_{xx}$  – активная мощность потерь холостого хода трансформатора;  $\Delta P_H$  – активная мощность нагрузочных потерь трансформатора.

Воспользовавшись операторным методом, а также учитывая, что  $\Delta P_{xx} = \text{const}$ , получим выражения для температур  $\theta_1 - \theta_4$ :

$$\theta_1(p) = \Delta P_{xx} (R_1 + R_3 + R_4) + \frac{(b_{1,1}p + b_{1,0})\Delta P_H}{H(p)} + \frac{(d_{1,1}p + 1)\theta_5(p)}{H(p)}; \quad (12.2)$$

$$\begin{aligned} \theta_2(p) = \Delta P_{xx} (R_3 + R_4) + \\ + \frac{(b_{2,3} \cdot p^3 + b_{2,2} \cdot p^2 + b_{2,1} \cdot p + b_{2,0})\Delta P_H(p)}{H(p)} + \frac{(d_{2,1} \cdot p + 1)\theta_5(p)}{H(p)}; \end{aligned} \quad (12.3)$$

$$\begin{aligned} \theta_3(p) = \Delta P_{xx} (R_3 + R_4) + \frac{(b_{3,2} \cdot p^2 + b_{3,1} \cdot p + b_{3,0})\Delta P_H(p)}{H(p)} + \\ + \frac{(d_{3,2} \cdot p^2 + d_{3,1} \cdot p + 1)\theta_5(p)}{H(p)}; \end{aligned} \quad (12.4)$$

$$\theta_4(p) = \Delta P_{xx} R_4 + \frac{(b_{4,1} \cdot p + b_{4,0}) \Delta P_H(p)}{H(p)} + \frac{(d_{4,3} \cdot p^3 + d_{4,2} \cdot p^2 + d_{4,1} \cdot p + 1) \theta_5(p)}{H(p)}, \quad (12.5)$$

$$H(p) = a_4 p^4 + a_3 p^3 + a_2 p^2 + a_1 p + 1, \quad (12.6)$$

где  $a, b, c, d$  – коэффициенты, рассчитываемые на основе значений тепловых сопротивлений  $R_1 - R_4$  и теплоемкостей  $C_1 - C_4$ ;  $H(p)$  – характеристическое уравнение.

Тепловые сопротивления магнитопровода, обмотки и масла трансформатора можно рассчитать по формулам, приведенным в [17].

В соответствии с правилами обратного преобразования Лапласа, найдя оригинал для выражения (12.5), запишем алгоритм для расчета температуры поверхности бака трансформатора во временной области:

$$\left\{ \begin{array}{l} (\theta_4)_j = \sum_{i=1}^4 (\vartheta_H)_{i,j} + \sum_{i=1}^4 (\vartheta_B)_{i,j} + \vartheta_{4x}; \\ (\vartheta_H)_{i,j} = (\vartheta_b)_i (K_H)_j^2 + ((\vartheta_H)_{i,j-1} - (\vartheta_b)_i (K_H)_j^2) e^{-\frac{T_d}{\tau_i}}; \\ (\vartheta_B)_{i,j} = (\vartheta_d)_i (\theta_5)_j + ((\vartheta_B)_{i,j-1} - (\vartheta_d)_i (\theta_5)_j) e^{-\frac{T_d}{\tau_i}}, \end{array} \right. \quad (12.7)$$

где  $j$  – номер интервала расчета;  $i$  – номер экспоненциальной составляющей;  $\theta_4$  – температура поверхности бака;  $\vartheta_H$ ,  $\vartheta_B$  и  $\vartheta_{4x}$  – соответственно составляющие температуры поверхности бака от нагрузочных потерь, от температуры воздуха и от потерь холостого хода трансформатора;  $\vartheta_b$  и  $\vartheta_d$  – соответственно множители при экспоненциальных составляющих;  $K_H$  – коэффициент нагрузки трансформатора;  $\theta_5$  – температура воздуха;  $T_d$  – период дискретизации;  $\tau$  – тепловые постоянные времени.

Множители при экспоненциальных составляющих  $(\vartheta_b)_i$  и  $(\vartheta_d)_i$ , а также тепловые постоянные времени  $\tau_i$  должны быть получены на основе обратного преобразования Лапласа.

Коэффициент нагрузки, равный отношению суммы всех токов нагрузки к номинальному току силового трансформатора на соответ-

ствующей стороне напряжения, присутствует в алгоритме (12.7), исходя из расчета нагрузочных потерь по известной формуле

$$\Delta P_{\text{H}} = \Delta P_{\text{к.ном}} (K_{\text{H}})^2, \quad (12.8)$$

где  $\Delta P_{\text{к.ном}}$  – номинальные потери короткого замыкания силового трансформатора.

Сгруппируем коэффициенты при параметре  $(K_{\text{H}})_j^2$  во втором уравнении системы (12.7). В результате получим:

$$(\vartheta_{\text{H}})_{i,j} = (K_{\text{H}})_j^2 (\vartheta_{\text{b}})_i \left( 1 - e^{-\frac{T_d}{\tau_i}} \right) + (\vartheta_{\text{H}})_{i,j-1} \cdot e^{-\frac{T_d}{\tau_i}}. \quad (12.9)$$

Просуммировав соотношение (12.9) по  $i$ , можно записать:

$$\sum_{i=1}^4 (\vartheta_{\text{H}})_{i,j} = (K_{\text{H}})_j^2 \sum_{i=1}^4 (\vartheta_{\text{b}})_i \left( 1 - e^{-\frac{T_d}{\tau_i}} \right) + \sum_{i=1}^4 (\vartheta_{\text{H}})_{i,j-1} \cdot e^{-\frac{T_d}{\tau_i}}. \quad (12.10)$$

Подставив (12.10) в первое уравнение системы (12.7), и выразив  $(K_{\text{H}})_j^2$ , получим:

$$(K_{\text{H}})_j^2 = \frac{(\theta_4)_j - \sum_{i=1}^4 (\vartheta_{\text{H}})_{i,j-1} \cdot e^{-\frac{T_d}{\tau_i}} - \sum_{i=1}^4 (\vartheta_{\text{в}})_{i,j} - \vartheta_{4\text{x}}}{\sum_{i=1}^4 (\vartheta_{\text{b}})_i \left( 1 - e^{-\frac{T_d}{\tau_i}} \right)}. \quad (12.11)$$

Соотношение (12.11) позволяет рассчитывать неизвестные значения коэффициента нагрузки силового трансформатора при известных значениях температуры поверхности бака и температуры воздуха. При этом полученные значения коэффициента нагрузки будут соответствовать некоторой условной, эквивалентной нагрузке, приводящей к текущему значению температуры поверхности бака при текущих и предыдущих параметрах внешней охлаждающей среды, текущей и предыдущей конфигурации системы охлаждения, текущего и предыдущего положения устройства РПН трансформатора, а также его реальной нагрузки.

Учитывая, что температура поверхности бака трансформатора связана с остальными температурами его основных элементов в сис-

теме дифференциальных уравнений (12.1), значения коэффициента нагрузки, полученные из соотношения (12.11), можно использовать для расчета температур масла, обмотки и магнитопровода трансформатора.

Таким образом, алгоритм расчета температур трансформатора на основе измеренных значений температуры воздуха и температуры поверхности бака на  $j$ -м интервале будет иметь следующие этапы:

– исходя из нулевых начальных условий, рассчитать сумму

$$\sum_{i=1}^4 (\vartheta_{\text{в}})_{i,j};$$

– определить  $(K_{\text{н}})_j^2$ ;

– рассчитать новые значения параметров  $(\vartheta_{\text{н}})_{i,j}$ ;

– рассчитать текущие значения температур масла, обмотки и магнитопровода;

– сравнить расчетные значения  $(K_{\text{н}})_j^2$  с реальными значениями коэффициента нагрузки и сделать выводы о наличии аномального нагрева трансформатора, если расчетный коэффициент нагрузки превышает реальный более чем на 20 %.

## **12.6. Требования к диапазонам входных и выходных параметров устройства**

Температурный диапазон работы прибора – от  $-40$  до  $+80$  °С.

Диапазон измерения температуры воздуха – от  $-40$  до  $+80$  °С.

Диапазон измерения температуры масла – от  $-20$  до  $+120$  °С.

Диапазон измерения по токовым входам – от 0 до 10 А.

Требования к радиомодему: минимальные размеры антенны и устойчивость к помехам вблизи силового трансформатора.

Требования к напряжению питания: постоянное или переменное напряжение значением  $220 \text{ В} \pm 50 \%$ .



## Литература

1. Афонский, А. А. Цифровые анализаторы спектра, сигналов и логики. Сер. «Библиотека инженера» / А. А. Афонский, В. П. Дьяконов. – М. : Солон-Пресс, 2009. – 248 с.
2. Атамалян, Э. Г. Приборы и методы измерения электрических величин / Э. Г. Атамалян. – М. : Дрофа, 2005. – 415 с.
3. Афонский, А. А. Измерительные приборы и массовые электронные измерения / А. А. Афонский ; под ред. В. П. Дьяконова. – М. : Солон-Пресс, 2007. – 540 с.
4. Брускин, Д. Э. Электрические машины / Д. Э. Брускин, А. Е. Зохорович, В. С. Хвостов. – М. : Высш. шк. – 1987. – Ч. 1. – С. 137–141.
5. Гуртовцев, А. Л. Обслуживание АСКУЭ промышленных предприятий / А. Л. Гуртовцев // PRO электричество. – 2004. – № 3. – С. 12–19.
6. Измерение электрических и неэлектрических величин : учеб. пособие для вузов / Н. Н. Евтихийев [и др.] ; под общ. ред. Н. Н. Евтихьева. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.
7. Информационно-измерительная техника и электроника / Г. Г. Раннев [и др.] ; под ред. Г. Г. Раннева. – М. : Академия, 2007. – 511 с.
8. Котеленец, Н. Ф. Испытания, эксплуатация и ремонт электрических машин : учеб. для вузов / Н. Ф. Котеленец, Н. А. Акимова, М. В. Антонов. – М. : Академия, 2003. – 384 с.
9. Кузин, А. В. Микропроцессорная техника / А. В. Кузин, М. А. Жаворонков. – М. : Академия, 2004. – 304 с.
10. Лачин, В. И. Электроника : учеб. пособие для вузов / В. И. Лачин, Н. С. Савелов. – Ростов н/Д : Феникс, 2010. – 703 с.
11. Новиков, Ю. В. Основы микропроцессорной техники / Ю. В. Новиков, П. К. Скоробогатов. – М. : Интернет-ун-т информац. технологий, 2004. – 421 с.
12. Панфилов, В. А. Электрические измерения / В. А. Панфилов. – М. : Академия, 2008. – 285 с.
13. Роцин, В. А. Схемы включения счетчиков электрической энергии : произв.-практ. пособие / В. А. Роцин. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2007. – 112 с.
14. Семенов, Б. Ю. Силовая электроника: от простого к сложному / Б. Ю. Семенов. – М. : Высш. шк., 2005. – 452 с.

15. Зализный, Д. И. Электроника и информационно-измерительная техника : учеб. пособие / Д. И. Зализный, О. Г. Широков. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2017. – 177 с.

16. Зализный, Д. И. Расчет температур основных элементов силового масляного трансформатора на основе анализа температуры поверхности его бака / Д. И. Зализный, О. Г. Широков // Изв. высш. учеб. заведений и энергет. об-ний СНГ. Энергетика. – 2012. – № 4. – С. 18–28.

17. Учет температуры внешней охлаждающей среды при моделировании тепловых процессов в силовых масляных трансформаторах / Ю. А. Рунов [и др.] // Изв. высш. учеб. заведений и энергет. об-ний СНГ. Энергетика. – 2004. – № 5. – С. 42–48.

18. Широков, О. Г. Основные теоретические положения по тепловой защите масляного трансформатора / О. Г. Широков, В. В. Курганов, Д. И. Зализный // Изв. высш. учеб. заведений и энергет. об-ний СНГ. Энергетика. – 2008. – № 2. – С. 16–23.

Учебное издание

**Зализный Дмитрий Иванович**

**МИКРОЭЛЕКТРОННЫЕ  
И МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ  
УСТРОЙСТВА В ЭНЕРГЕТИКЕ**

**Учебное пособие**

Редактор *Н. Г. Мансурова*  
Компьютерная верстка *Н. Б. Козловская*

Подписано в печать 22.11.19.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».  
Ризография. Усл. печ. л. 11,39. Уч.-изд. л. 11,48.  
Тираж 30 экз. Заказ № 797/28.

Издатель и полиграфическое исполнение  
Гомельский государственный  
технический университет имени П. О. Сухого.  
Свидетельство о гос. регистрации в качестве издателя  
печатных изданий за № 1/273 от 04.04.2014 г.  
246746, г. Гомель, пр. Октября, 48