

Раздел 2. УЧЕТ ПОТРЕБЛЕНИЯ ОСНОВНЫХ ВИДОВ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Глава 3. Учет электрической энергии

3.1. Правила учета электроэнергии. Общие положения

«Правила учета электрической энергии» (утверждены Минтопэнерго РФ 19 сентября 1996 г.) являются основным документом, действующим в области учета электрической энергии [13].

Структура Правил учета электрической энергии:

- Введение.
- Общие положения.
- Организация учета электроэнергии.
- Организация эксплуатации средств учета электроэнергии.
- Приложение.

В правилах учтены положения ГК РФ (ст. 541–544), федеральных законов «Об обеспечении единства измерений», «Об энергосбережении» и других действующих законов Российской Федерации, государственных стандартов, нормативно-технических документов и накопленный опыт в области учета электроэнергии [5, 8, 9].

Правила определяют общие требования к организации учета электрической энергии. Правила действуют на территории Российской Федерации и обязательны:

- при осуществлении производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии;
- выполнении проектных, монтажных, наладочных и ремонтных работ по организации учета электрической энергии;
- при обеспечении эксплуатации средств учета электрической энергии.

Правила содержат основные положения об учете электроэнергии при ее производстве, передаче, распределении и потреблении на действующих, вновь сооружаемых и реконструируемых электроустановках, а также эксплуатации средств учета.

Основной целью учета электроэнергии является получение достоверной информации о производстве, передаче, распределении и потреблении

электрической энергии на оптовом и розничном рынках электроэнергии для решения основных технико-экономических задач:

- финансовых расчетов за электроэнергию и мощность (поставка, транспортировка, потребление) между субъектами рынка (энергосбытовыми и сетевыми организациями, потребителями электроэнергии) с учетом ее качества;
- определения и прогнозирования технико-экономических показателей производства, передачи и распределения электроэнергии;
- определения и прогнозирования технико-экономических показателей потребления электроэнергии на предприятиях промышленности, транспорта, сельского хозяйства и др.;
- обеспечения энергосбережения и управления электропотреблением.

Основные положения:

1. Качество подаваемой энергоснабжающей организацией энергии должно соответствовать требованиям, установленным государственными стандартами и иными обязательными правилами или предусмотренным договором энергоснабжения.

2. Учет активной электроэнергии должен обеспечивать определение количества электроэнергии (и в необходимых случаях – средних значений мощности):

- выработанной генераторами электростанций;
- потребленной на собственные и хозяйственные нужды электростанций и подстанций, а также на производственные нужды энергосистемы;
- отпущенной потребителям по линиям, отходящим от шин электростанций непосредственно к потребителям;
- переданной в сети других собственников или полученной от них;
- отпущенной потребителям из электрической сети;
- переданной на экспорт и полученной по импорту.

3. Учет активной электроэнергии должен обеспечивать возможность:

- определения поступления электроэнергии в электрические сети различных классов напряжения энергосистем;
- составления балансов электроэнергии для хозрасчетных подразделений энергосистем и потребителей;
- контроля за соблюдением потребителями заданных им режимов потребления и балансов электроэнергии;
- расчетов потребителей за электроэнергию по действующим тарифам, в том числе многоставочным и дифференцированным;
- управления электропотреблением.

4. Учет реактивной электроэнергии должен обеспечивать возможность определения количества реактивной электроэнергии, полученной потребителем от электроснабжающей организации или переданной ей, если по этим данным производятся расчеты или контроль соблюдения заданного режима работы компенсирующих устройств.

5. Учет электроэнергии производится на основе измерений с помощью счетчиков электрической энергии и информационно-измерительных систем.

6. Для учета электроэнергии должны использоваться средства измерений, типы которых утверждены госстандартом России и внесены в Государственный реестр средств измерений.

7. Организация учета электроэнергии на действующих, сооружаемых и реконструируемых электроустановках должна соответствовать требованиям действующей научно-технической документации в части:

- мест установки и объемов средств учета электроэнергии на электростанциях, подстанциях и у потребителей;

- классов точности счетчиков и измерительных трансформаторов.

8. Учет активной и реактивной энергии и мощности, а также контроль качества электроэнергии для расчетов между энергоснабжающей организацией и потребителем производится, как правило, на границе балансовой принадлежности электросети.

9. Для повышения эффективности учета электроэнергии в электроустановках рекомендуется применять автоматизированные системы учета и контроля электроэнергии (АИИС), создаваемые на базе электросчетчиков и информационно-измерительных систем.

10. Средства учета электрической энергии и контроля ее качества должны быть защищены от несанкционированного доступа для исключения возможности искажения результатов измерений.

11. Ведомства могут на основании действующих правовых и нормативно-технических документов разрабатывать и утверждать ведомственные нормативно-технические документы в области учета электроэнергии, не противоречащие настоящим правилам.

12. Периодическая поверка средств измерений, используемых для учета электрической энергии и контроля ее качества, должна производиться в сроки, установленные госстандартом России.

13. Перестановка, замена, а также изменение схем включения средств учета производится с согласия энергоснабжающей организации.

Основные термины и определения:

Электроустановки – совокупность машин, аппаратов, линий электропередачи и вспомогательного оборудования (сооружений и помещений), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электроэнергии и преобразования ее в другой вид.

Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций и подстанций – потребление электроэнергии приемниками, обеспечивающими необходимые условия функционирования электростанций и подстанций в технологическом процессе выработки, преобразования и распределения электрической энергии.

Расход электроэнергии на хозяйственные нужды электростанций и электрических сетей – потребление электроэнергии вспомогательными и непромышленными подразделениями, находящимися на балансе электрических станций и предприятий электрических сетей, необходимое для обслуживания основного производства, но непосредственно не связанное с технологическими процессами производства энергии.

3.2. Общие требования к измерительным комплексам учета электрической энергии

Основные требования к построению измерительных комплексов учета электроэнергии определены в разделе 1.5 «Правил устройства электроустановок» и рядом других нормативных документов [10]. Среди них необходимо выделить следующие:

1. Обязательным условием является то, чтобы все средства измерений выбирались из числа включенных в Государственный реестр средств измерений РФ и имели действующее свидетельство о поверке. Прежде всего это относится к приборам коммерческого учета.

2. Счетчики для расчета энергоснабжающей организации с потребителем рекомендуется устанавливать на границе раздела сети (по балансовой принадлежности) энергоснабжающей организации и потребителя.

3. Расчетные счетчики активной энергии на подстанции энергосистемы должны устанавливаться на каждой отходящей линии электропередачи потребителя.

4. Расчетные счетчики допускается устанавливать не на питающем, а на приемном конце линии у потребителя в случаях, когда трансформато-

ры тока на электростанциях и подстанциях не обеспечивают требуемой точности учета электроэнергии.

5. Расчетные счетчики активной электроэнергии на подстанции, принадлежащей потребителю, должны устанавливаться:

- на вводе (приемном конце) линии электропередачи в подстанцию потребителя при отсутствии электрической связи с другой подстанцией энергосистемы или другого потребителя на питающем напряжении;
- на стороне высшего напряжения трансформаторов подстанции потребителя при наличии линии электрической связи с другой подстанцией энергосистемы или другого потребителя на питающем напряжении.

Допускается установка счетчиков на стороне низшего напряжения трансформаторов, когда трансформаторы тока не обеспечивают требуемой точности учета электроэнергии, когда у встроенных трансформаторов тока отсутствует обмотка класса точности 0,5.

В случае, когда установка дополнительных комплектов трансформаторов тока со стороны низшего напряжения силовых трансформаторов для включения расчетных счетчиков невозможна (КРУ, КРУН)¹, допускается учет на отходящих линиях 6–10 кВ.

Для предприятий, рассчитывающихся с электроснабжающей организацией по максимуму заявленной мощности, предусматривается установка счетчика с указателем максимума нагрузки при наличии одного пункта учета и автоматизированной системы учета:

- на стороне среднего и низшего напряжения силовых трансформаторов, если на стороне высшего напряжения применение измерительных трансформаторов не требуется;
- на границе раздела основного потребителя и постороннего потребителя (субабонента), если от линии или трансформаторов потребителя питается еще посторонний потребитель, находящийся на самостоятельном балансе. Для потребителей каждой тарификационной группы следует устанавливать отдельные расчетные счетчики.

6. Каждый установленный расчетный счетчик должен иметь пломбы с клеймом государственного поверителя и пломбу энергоснабжающей организации.

¹ КРУ – Комплектное распределительное устройство для внутренней установки, КРУН – комплектное распределительное устройство для наружной установки.

7. Расчетный учет активной и реактивной энергии трехфазного тока должен производиться с помощью трехфазных счетчиков.

8. Классы точности приборов учета электроэнергии должны соответствовать данным, приведенным в табл. 2 и 3.

Таблица 2

Расчетный (коммерческий) учет

Объекты учета	Класс точности				δ, %
	СА	СР	ТТ	ТН	
Генераторы мощностью более 50 МВт, межсистемные линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше, трансформаторы мощностью 63 МВА и выше	0,5	1,0	0,5	0,5	0,25
Генераторы мощностью более 12–50 МВт, межсистемные линии электропередачи напряжением 110–150 кВ, трансформаторы мощностью 10–40 МВА	1,0	1,5	0,5	0,5	0,25
Прочие объекты учета	2,0	2,0	0,5	0,5(1,0)	0,25

Примечание. СА – счетчик активной энергии; СР – счетчик реактивной энергии; ТТ – трансформатор тока; ТН – трансформатор напряжения; δ – относительная погрешность.

Таблица 3

Технический учет

Объекты учета	Класс точности				δ, %
	СА	СР	ТТ	ТН	
Генераторы мощностью более 50 МВт, межсистемные линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше, трансформаторы мощностью 63 МВА и выше	1,0	2,0	1,0	1,0 и ниже	1,5
Генераторы мощностью более 12–50 МВт, межсистемные линии электропередачи напряжением 110–150 кВ, трансформаторы мощностью 10–40 МВА	2,0	3,0	1,0	1,0 и ниже	1,5
Прочие объекты учета	2,0	3,0	1,0	1,0 и ниже	1,5

9. Счетчики должны размещаться в легкодоступных для обслуживания сухих помещениях в свободном и не стесненном для работы месте с температурой в зимнее время не ниже 0 °С. Счетчики общепромышленного исполнения не разрешается устанавливать в помещениях, где по производственным условиям температура может часто превышать плюс 40 °С, а также в помещениях с агрессивными средами.

Допускается размещение счетчиков в неотапливаемых помещениях и коридорах распределительных устройств электростанций и подстанций, а также в шкафах наружной установки. При этом должно быть предусмотрено их стационарное утепление на зимнее время посредством утепляющих шкафов, колпаков с подогревом воздуха внутри них электрической лампой или нагревательным элементом для обеспечения внутри колпака положительной температуры, но не выше плюс 20 °С.

3.3. Средства учета электрической энергии

Средство учета электрической энергии (или измерительный комплекс учета) – совокупность устройств, обеспечивающих измерение и учет электроэнергии и соединенных между собой по установленной схеме. Эта совокупность включает в себя измерительные преобразователи тока и напряжения, электросчетчики (активной и реактивной электрической энергии), а также телеметрические датчики, информационно-измерительные системы и их линии связи.

Типы средств измерений и схемы их соединения определяются числом фаз и уровнями тока и напряжения контролируемой электросети в точке измерения.

В общем случае комплект приборов, с помощью которого производится измерение количества электрической энергии, состоит из следующих узлов:

- измерительного преобразователя тока;
- измерительного преобразователя напряжения;
- электросчетчика.

В отдельных случаях измерительные преобразователи из этой схемы могут исключаться.

Использование измерительных преобразователей обусловлено необходимостью приведения высоких уровней тока и напряжения в точке измерения к уровням, соответствующим номинальным величинам тока и напряжения электросчетчика.

3.4. Электросчетчики

До 70-х гг. XX в. все выпускаемые электросчетчики были индукционными (или электромеханическими). Принцип работы индукционного счетчика предложен в 1887 г. Галилео Феррарисом, а первый счетчик Шукерта-Рааба появился в 1895 г. С этого момента начинается отсчет жизненного цикла традиционного электромеханического электросчетчика.

В основе его конструкции и принципа действия лежит взаимодействие проводящего металлического диска с двумя магнитными потоками, создаваемыми обмотками катушек тока и напряжения. При этом действующий на диск механический момент вращения, возникающий при таком взаимодействии, а следовательно, и скорость вращения диска в каждый момент времени пропорциональны произведению величин тока и напряжения, поданных на обмотки катушек, т. е. мгновенной электрической мощности. Следовательно, и количество оборотов, совершенных диском за определенный временной интервал, будет пропорционально электрической мощности, интегрированной на этом временном интервале, т. е. электрической энергии.

Основной проблемой электромеханических счетчиков является трение в движущихся частях. С целью уменьшения трения фирмой «Дженерал Электрик» (США) в 1950 г. были применены двухкамневые, а затем и магнитные опоры оси диска. Использование достижений в области создания электротехнических и конструкционных материалов позволило электромеханическому электросчетчику дожить до настоящего времени и не потерять своей значимости. Разработанный и сконструированный в 1999 г. в компании «АББ Миттеринг Система» (Великобритания) индукционный электросчетчик «Интегра» (J11) стал первым в мире электроизмерительным прибором, для которого установлен межповерочный интервал в 20 лет.

Тем не менее индукционные электросчетчики имеют ряд существенных недостатков:

- относительно невысокий класс точности, как правило, не превышающий 2,0 для электросчетчиков, выпускаемых в России;
- строгие требования по пространственному расположению и рабочим температурам;
- влияние на их работу электромагнитных полей;
- индивидуальная настройка каждого счетчика при выпуске из производства.

Бурное развитие микроэлектроники привело в 80-х гг. XX в. к появлению принципиально нового класса электросчетчиков – электронных или статических, которые имеют более высокую точность и значительно проще в производстве.

Сложную функцию аналого-цифрового преобразования (превращение значений измеряемых величин тока и напряжения в цифры) выполняют в них микросхемы, которые обеспечивают высокую точность преобразования (до нескольких сотых долей процента) в широком диапазоне входных сигналов. Эти элементы серийно производятся и свободно продаются, а роль производителя счетчиков сводится к тому, чтобы выполнить монтаж электронных компонентов на печатную плату и обеспечить необходимые регулировки.

В связи с появлением и использованием микропроцессоров и больших интегральных схем электронной памяти электронные электросчетчики стали постепенно превращаться в счетчики «интеллектуальные», обеспечивающие выполнение, кроме функции интегрального измерения электрической энергии, ряда дополнительных функций по обработке и хранению измерительной информации, а также по передаче этой информации во внешний мир без вмешательства человека.

Постоянное снижение стоимости электронных компонентов ведет к снижению стоимости электронных счетчиков, цена которых на сегодняшний день сопоставима (а для некоторых моделей даже ниже) с ценой счетчиков индукционных. С учетом многофункциональности современных электронных счетчиков такой основной параметр, как соотношение «цена – качество» у них существенно выше, чем у индукционных счетчиков.

В совокупности приборов, составляющих измерительный комплекс учета электроэнергии переменного тока, электросчетчик является наиболее сложным элементом и характеризуется следующими параметрами:

- видом измеряемой электроэнергии и направлением учета (активная или реактивная, учет в прямом или обратном направлении);
- принципом измерений (индукционный, гибридный или электронный);
- номинальными величинами входных токов и напряжений;
- количеством фаз в точке учета;
- классом точности;
- интерфейсом дистанционного съема информации;
- рабочими условиями эксплуатации (температурой и влажностью) и межповерочным интервалом (4–16 лет);

- схемой включения (трех- или четырехпроводная, трансформаторная или прямая);
- порогом чувствительности (минимальное значение тока в процентах от номинального, при котором счетчик начинает работать (0,5% для индукционных и 0,05% для высокоточных электронных));
- максимальными токами (120–600% для индукционных, 200–1000% для электронных);
- полной потребляемой мощностью (3–6 и 0,6 ВА для индукционных и 1–3 и 0,05–1 ВА для электронных);
- дополнительными функциональными особенностями (наличие внутренних часов, многотарифность и т. д.);
- программируемостью, т. е. возможностью пользователя задавать выполнение различных функций.

Общая классификация электросчетчиков переменного тока различных изготовителей представлена на рис. 1.

Дополнительно приведем более детальную классификацию трехфазных счетчиков переменного тока (рис. 2).

На все выпускаемые в России счетчики распространяются требования следующих нормативных документов:

- ГОСТ 6570–75 «Счетчики электрической активной и реактивной электроэнергии индукционные. Общие технические условия»;
- ГОСТ 26035–83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия»;
- ГОСТ 30206–94 «Статические счетчики ватт-часов переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)».

Электросчетчик нового поколения (интеллектуальный счетчик) позволяет пользователю программировать его функции, хранит накопленную измерительную информацию и самостоятельно общается с внешним миром, если используется в качестве первичного прибора в автоматизированной системе учета электроэнергии.

Дополнительные функции интеллектуальных счетчиков:

- учет электроэнергии в двух направлениях;
- отдельный четырехтарифный учет и индикация измеренной электроэнергии за текущие и двое прошедших суток, за текущий и два предыдущих месяца, в часы льготных, полупиковых и пиковых тарифов;

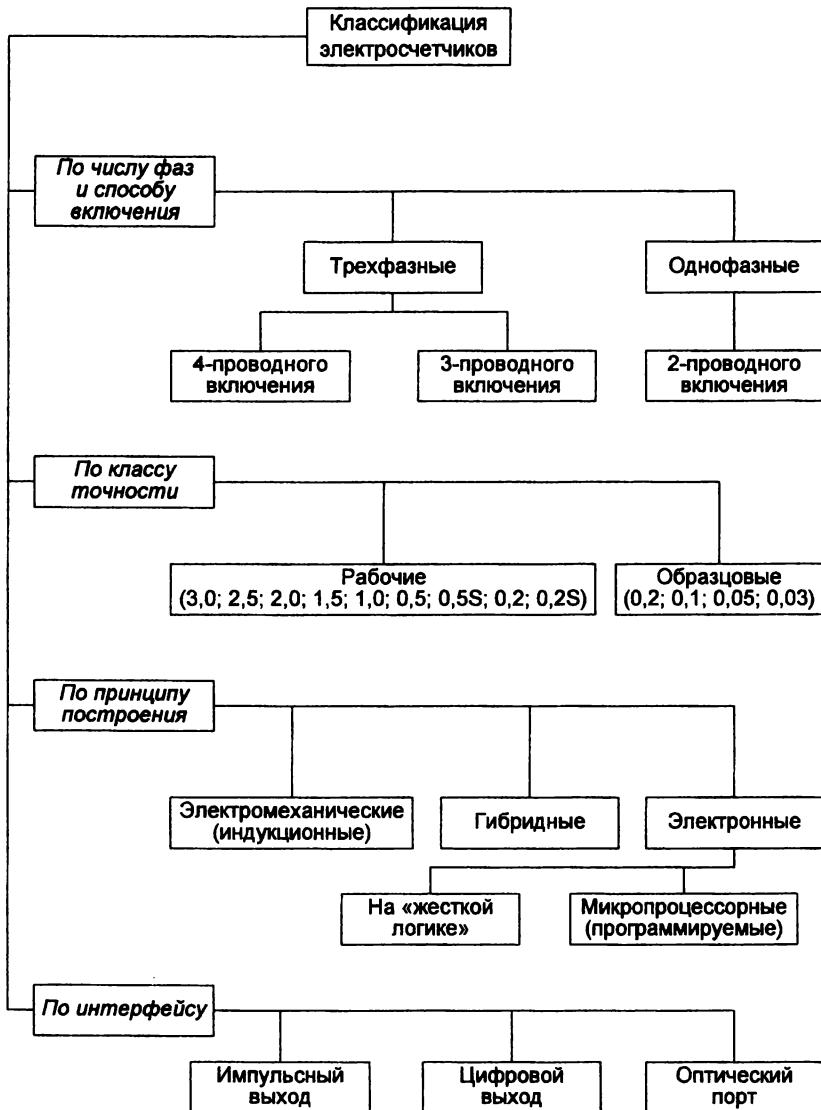


Рис. 1. Общая классификация электросчетчиков переменного тока

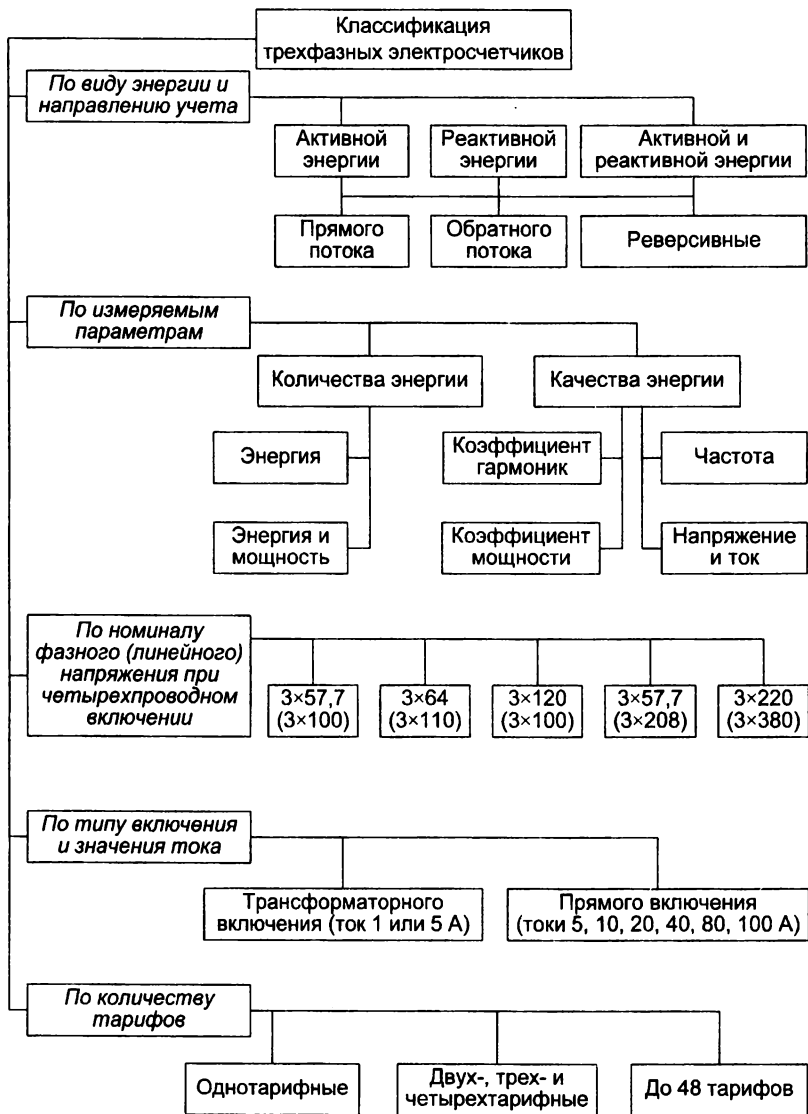


Рис. 2. Классификация трехфазных электросчетчиков переменного тока

- регистрация суточного графика получасовых мощностей за текущие и двое предыдущих суток;
- регистрация максимумов мощностей в каждой заданной суточной зоне за текущий и два прошедших месяца со временем и датой;
- задание программ до двенадцати сезонов;
- задание коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Например, отечественный электросчетчик ЦЭ 6850 измеряет активную и реактивную энергию в двух направлениях.

Есть счетчики с электромеханическими отсчетными устройствами, одно- и двухтарифные, прямого и трансформаторного включения. Ставропольские счетчики отечественной разработки имеют межповерочный интервал от 6 до 8 лет.

Фирма «Эльстер–Метроника» – совместное предприятие электротехнического концерна АББ и Московского электротехнического института для производства электросчетчиков «Альфа» разработки АББ – начала работать по «отверточной технологии». За последние годы номенклатура выпускаемых изделий возросла во много раз. Теперь фирма выпускает не только электросчетчики, но и промышленные контроллеры, программное обеспечение для создания высокоуровневых АИИС и т. д.

Один из выпускаемых электросчетчиков – EA02RALX-P4-BN-4:

EA – электросчетчик серии «ЕвроАльфа»;

02 – класс точности 0,2S;

RA – измерение до четырех величин (активной и реактивной электроэнергии в прямом и обратном направлениях);

L – многотарифность и хранение графика нагрузки;

X – расширенная память для хранения графика нагрузки. Объем памяти увеличивается до 128 кВ. При этом глубина хранения при усреднении мощности на 30-минутном интервале для четырехканального счетчика составляет 366 дней;

P4 (P1, P2, P3) – дополнительная плата с двумя группами по четыре полупроводниковых реле (импульсные выходы);

B – интерфейс RS-485 (возможны варианты: C – ИРПС «токовая петля», S – RS-232 модемный, S1 – RS-232 активный);

N – управление нагрузкой (F – переключение тарифов других счетчиков);

4 (3) – включение по четырехпроводной схеме (трехэлементный счетчик).

По существу, это четыре счетчика в одном приборе. Это один из наиболее качественных счетчиков, выпускаемых в России. Бывают счетчики трансформаторного и прямого включения. Класс точности 0,2; 0,5; 1,0. Рабочий диапазон температур от -40 до $+60$ °С. Межповерочный интервал – 8 лет.

Помимо отечественных счетчиков в Госреестр средств измерений РФ включено много импортных приборов, разрешенных для коммерческого учета электроэнергии. Однако следует помнить, что стоимость зарубежных приборов при тех же показателях превышает стоимость отечественных.

Качественный учет электрической энергии определяется не только электросчетчиком, но и электросчетчиком совместно с измерительными трансформаторами и цепями. Можно поставить дорогой и высокоточный электросчетчик и не получить требуемой точности измерений из-за низкой точности измерительных трансформаторов.

3.5. Измерительные трансформаторы тока и напряжения

Обычно в качестве измерительных преобразователей используются измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН), характеризующиеся определенным понижающим коэффициентом трансформации (соответственно по току и напряжению). На рис. 3 приведена в качестве примера принципиальная схема подключения трехфазного электросчетчика к сети с глухозаземленной нейтралью с использованием измерительных трансформаторов тока и напряжения.

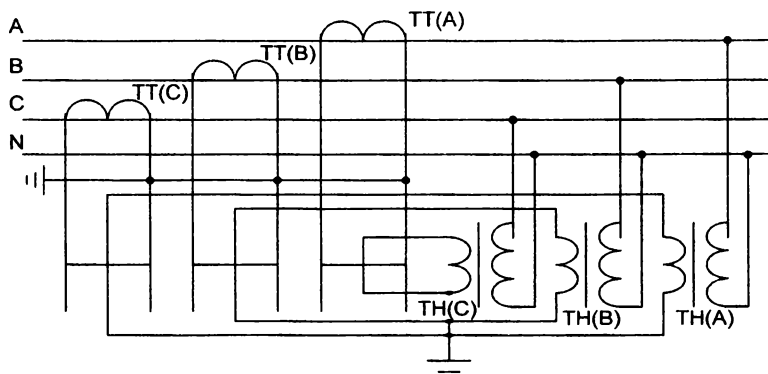


Рис. 3. Схема подключения электросчетчика к сети с глухозаземленной нейтралью через трансформаторы тока и напряжения

Коэффициент трансформации обычно обозначают (указывают) в виде дроби, числитель и знаменатель которой соответствуют номинальным величинам первичных и вторичных токов или напряжений (в амперах или вольтах). В промышленных электроустановках применяются, как правило, трансформаторы напряжения с номинальным вторичным напряжением 100 В (линейным) и трансформаторы тока с номинальным вторичным током 5 А.

Основными нормативными документами РФ, по которым изготавливаются трансформаторы тока и трансформаторы напряжения общепромышленного применения и которые определяют их характеристики, являются:

- ГОСТ 7746–89 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;
- ГОСТ 1983–89 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

Значения основных номинальных величин для трансформаторов тока и напряжения в соответствии с указанными стандартами приведены в табл. 4 и 5.

Таблица 4

Номинальные величины трансформаторов тока

Наименование параметра	Значение параметра
1	2
Номинальные первичные токи, $I_{1ном}$, А	1, 5, 10, 15, 20, 30, 40, 50, 75, 80, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 750, 800, 1000, 1200, 1500, 2000, 3000, 4000, 5000, 6000, 8000, 10000, 12000, 14000, 16000, 18000, 20000, 25000, 28000, 30000, 32000, 35000, 40000
Номинальный вторичный ток, $I_{2ном}$, А	1; 2; (2,5); 5
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2ном}$ с коэффициентом мощности $\cos\varphi_2 = 1$, ВА	1; 2; 2,5
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2ном}$ с коэффициентом мощности $\cos\varphi_2 = 0,8$ (индуктивный), ВА	3; 5; 10; 15; (20); 30; (40); (50); 60; (75); (100)
Номинальный класс точности трансформатора (вторичной обмотки): для измерений для защиты	0,1; 0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S; 1; 3; 5; 10 (для встроенных трансформаторов) 5P; 10P

Таблица 5

Номинальные величины трансформаторов напряжения

Наименование параметра	Значение параметра		
	однофазных незаземляемых, включаемых между фазами	однофазных заземляемых, включае- мых между фазой и землей	трехфазных
Номинальное напряжение первичных обмоток, кВ	3; 3,15 [*] ; 6; 6,3 [*] ; 6,6 [*] ; 10; 10,5 [*] ; 11 [*] ; 13,8 [*] ; 15; 15,75 [*] ; 18 [*] ; 20 [*] ; 35	6/√3; 6,3/√3 [*] ; 6,6/√3 [*] ; 10/√3; 10,5/√3 [*] ; 11/√3 [*] ; 13,8/√3 [*] ; 15/√3; 15,75/√3; 18/√3 [*] ; 20/√3 [*] ; 24/√3 [*] ; 27/√3 [*] ; 35/√3 [*] ; 110/√3; 150/√3; 220/√3; 330/√3; 500/√3; 750/√3	3; 6; 6,3 [*] ; 6,6 [*] ; 10; 10,5 [*] ; 11 [*]
Номинальное напряжение вторичных обмоток, В	100	100 [*] √3	100
Номинальные мощности для любого класса точности, ВА	10; 15; 25; 30; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 600; 800; 1000; 2000		
Класс точности: для измерений для защиты	0,1; 0,2; 0,5; 1,0; 3,0 3Р; 6Р		

3.6. Многотарифный учет

В последние годы в связи с многократным увеличением стоимости ТЭР их доля в себестоимости продукции существенно возросла и доходит на многих промышленных предприятиях до 20–30%, а в таких энергоемких производствах, как, например, электролиз алюминия – до 60%. Следовательно, для каждого предприятия должен быть установлен экономически целесообразный предел потребления ТЭР на производственные нужды в рамках существующих на предприятии технологий. В связи с этим изменились экономические и технические требования к организации энергоучета, которые связаны с развитием экономических отношений между поставщиками и потребителями, а также прогрессом в области приборного учета и его автоматизации.

Под давлением рынка потребители (промышленные предприятия) начинают осознавать, что в их интересах рассчитываться с поставщиком энергоресурсов не по каким-то условным нормам, договорным величинам или показаниям устаревших и неточных приборов, а на основе современного, высокоточного автоматизированного учета, сводящего к минимуму участие человека на этапах измерения, сбора и обработки данных и обеспечивающего необходимую достоверность, точность и адаптируемость без дополнительных материальных затрат к различным тарифным системам.

Следует отметить, что развитие тарифных систем, гармонизирующих противоречивые интересы поставщиков и потребителей энергоресурсов, является постоянной мировой практикой.

В России эта практика осуществляется с 1996 г. путем введения зонных тарифов на электроэнергию как альтернативы для промышленных предприятий, использовавших двухставочный тариф. Согласно этим тарифам плата устанавливается только за потребленную электроэнергию, но в зависимости от времени суток (например, для ночных часов тариф может иметь коэффициент 0,5 относительно базовой ставки, для дневных или часов полупик – 1,0, а для часов пик (времени максимальной нагрузки энергосистемы) – 2,0 или другие значения, конкретные для каждой энергосистемы). В Свердловской области возможность использовать зонные тарифы с показателями примерно соответствующими указанным выше была дана большинству промышленных предприятий в соответствии с постановлением Региональной энергетической комиссии 2003 г.

По сравнению с одноставочным и двухставочным тарифами зонный точнее аппроксимирует реальный график электропотребления тремя и более параметрами и поэтому позволяет через экономические рычаги влиять на график нагрузки и снижать суммарные энергозатраты как потребителей, так и энергосистемы.

3.7. Качество электроэнергии

В 1997 г. была разработана, а в 2000 г. принята новая редакция нормативного документа, определяющего качество электроэнергии, ГОСТ 13109–97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

Согласно стандарту показателями качества электроэнергии являются:

- установившееся отклонение напряжения;

- размах изменения напряжения;
- доза фликера;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения;
- коэффициент n -й гармонической составляющей кривой напряжения;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
- отклонение частоты;
- длительность провала напряжения;
- импульсное напряжение;
- коэффициент временного перенапряжения.

Для каждого из указанных показателей установлены два вида норм: нормально допустимые и предельно допустимые.

Постановлением Правительства РФ № 1103 от 18.08.1997 г. электроэнергия введена в область обязательной сертификации на соответствие требованиям указанного государственного стандарта. Согласно совместному решению Минтопэнерго РФ и Госстандарта РФ подготовительный период к сертификации энергосистем должен был быть закончен к 2000 г., но до настоящего времени постановление выполняется не в полном объеме.

В настоящее время начинается новый виток активизации работ по сертификации качества электроэнергии, который обусловлен крайне низким качеством электроэнергии в электросетях 0,4 кВ на периферии. При этом перед энергоснабжающими организациями и перед потребителями встает задача контроля качества. Решаться она может двумя путями:

- 1) периодическим проведением сертификационных испытаний показателей качества электроэнергии с привлечением специализированных и аккредитованных испытательных лабораторий, что весьма дорого;
- 2) внедрением постоянного контроля качества электроэнергии в заданных точках с помощью специальных приборов, работающих в составе автоматизированных систем учета и контроля потребления электроэнергии.

Для рационального энергоиспользования необходимо решить вопросы контроля и управления качеством электроэнергии. Например, падение напряжения в распределительных сетях на 12% приводит к невозвратным дополнительным тепловым потерям 8%, а несинусоидальность в 4–5% – к увеличению потерь в электросетях на 15%.

Глава 4. Учет тепловой энергии и теплоносителя

4.1. Правила учета тепловой энергии и теплоносителя. Общие положения

Действующие «Правила учета тепловой энергии и теплоносителя» утверждены Минтопэнерго РФ 12 сентября 1995 г. и определяют требования [12]:

- к организации учета отпуска и потребления тепловой энергии и теплоносителя (сетевой воды, водяного пара);
- контролю параметров теплоносителей;
- к узлам учета тепловой энергии и теплоносителя.

Правила обязательны для исполнения на территории РФ надзорными органами, физическими и юридическими лицами, независимо от форм собственности.

Правила включают следующие разделы:

- Термины и определения.
- Общие положения.
- Учет тепловой энергии и теплоносителя на источнике.
- Учет тепловой энергии и теплоносителя у потребителя в водяных системах теплоснабжения.
- Учет тепловой энергии и теплоносителя у потребителя в паровых системах теплоснабжения.
- Основные требования к приборам учета тепловой энергии.
- Допуск и эксплуатация узла учета тепловой энергии на источнике.
- Допуск и эксплуатация узла учета тепловой энергии у потребителя.
- Приложения.

Основной целью учета и регистрации отпуска и потребления тепловой энергии является осуществление:

- взаимных финансовых расчетов между энергоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии;
- контроля за тепловыми и гидравлическими режимами работы систем теплоснабжения; за рациональным использованием тепловой энергии и теплоносителя;
- документирования параметров теплоносителя: массы (объема), температуры и давления.

Общие положения:

1. Расчеты потребителей с энергоснабжающими организациями за полученное тепло должны производиться по показаниям приборов учета, установленных у потребителя и допущенных в эксплуатацию в соответствии с требованиями данных правил.

2. Взаимные обязательства сторон по расчетам за теплоэнергию и теплоноситель определяются договором на отпуск и потребление теплоэнергии.

3. Правила определяют уровень оснащенности узлов учета на источнике и минимально необходимую оснащенность узлов учета у потребителей тепла средствами измерений.

4. Организация учета тепловой энергии и теплоносителя, *отпущенных* в водяные системы теплоснабжения.

Узлы учета тепловой энергии воды на источниках теплоты, теплоэлектроцентралях, районных тепловых станциях, котельных и т. п. оборудуются на каждом из выводов.

Узлы учета тепловой энергии оборудуются у границы раздела балансовой принадлежности трубопроводов в местах, максимально приближенных к головным задвижкам источника.

На каждом узле учета тепловой энергии источника теплоты с помощью приборов должны определяться следующие величины:

- время работы приборов узла учета;
- отпущенная тепловая энергия;
- масса (или объем) теплоносителя, отпущенного и полученного источником теплоты соответственно по подающему и обратному трубопроводам;
- масса (или объем) теплоносителя, расходуемого на подпитку системы теплоснабжения;
- тепловая энергия, отпущенная за каждый час;
- масса (или объем) теплоносителя, отпущенного источником теплоты по подающему трубопроводу и полученного по обратному трубопроводу за каждый час;
- масса (или объем) теплоносителя, расходуемого на подпитку систем теплоснабжения за каждый час;
- среднечасовые и среднесуточные значения температур теплоносителя в подающем, обратном и трубопроводе холодной воды, используемой для подпитки;
- среднечасовые значения давлений теплоносителя в подающем, обратном и трубопроводе холодной воды, используемой для подпитки.

5. Организация учета тепловой энергии и теплоносителя, *полученных* водяными системами теплоснабжения.

В открытых и закрытых системах теплоснабжения на узле учета тепловой энергии и теплоносителя с помощью прибора (приборов) должны определяться следующие величины:

- время работы приборов узла учета;
- полученная тепловая энергия;
- масса (или объем) полученного теплоносителя по подающему трубопроводу и возвращенного по обратному трубопроводу;
- масса (или объем) полученного теплоносителя по подающему трубопроводу и возвращенного по обратному трубопроводу за каждый час;
- среднечасовое и среднесуточное значение температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах узла учета.

В системах теплоснабжения, подключенных по независимой схеме, дополнительно должна определяться масса (или объем) теплоносителя, расходуемого на подпитку.

В открытых системах теплоснабжения дополнительно должны определяться:

- масса (или объем) теплоносителя, израсходованного на водоразбор в системах горячего водоснабжения;
- среднечасовое значение давления теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах узла учета.

Среднечасовые и среднесуточные значения параметров теплоносителя определяются на основании показаний приборов, регистрирующих параметры теплоносителя.

Узел учета тепловой энергии, массы (или объема) и параметров теплоносителя оборудуется на принадлежащем потребителю тепловом пункте в месте, максимально приближенном к его головным задвижкам.

Основные требования к приборам учета тепловой энергии:

1. Узел учета тепловой энергии оборудуется средствами измерения (теплосчетчиками, водосчетчиками, тепловычислителями, счетчиками пара, приборами, регистрирующими параметры теплоносителя, и др.), зарегистрированными в Государственном реестре средств измерений РФ.

2. Каждый прибор учета должен проходить поверку с периодичностью, предусмотренной для него госстандартом.

3. Выбор приборов учета для использования на узле учета источника теплоты осуществляет энергоснабжающая организация по согласованию с Госэнергонадзором.

4. Выбор приборов учета для использования на узле учета потребителя осуществляет потребитель по согласованию с энергоснабжающей организацией.

5. Приборы учета должны быть защищены от несанкционированного вмешательства в их работу, нарушающего достоверный учет тепловой энергии, массы (или объема) и регистрацию параметров теплоносителя.

Допуск и эксплуатация узла учета тепловой энергии у потребителя.
Допуск в эксплуатацию узлов учета потребителя осуществляется представителем энергоснабжающей организации в присутствии представителя потребителя, о чем составляется акт в двух экземплярах.

Для допуска узлов учета тепловой энергии в эксплуатацию представитель потребителя должен предъявить:

- принципиальную схему теплового пункта;
- проект на узел учета, согласованные с энергоснабжающей организацией;
- паспорта на приборы узла учета;
- документы о поверке приборов узла учета с действующим клеймом госповерителя;
- технологические схемы узла учета, согласованные с органом госстандарта (это требование относится только к приборам, измеряющим массу или объем теплоносителя методом переменного перепада давления);
- акт о соответствии монтажа требованиям «Правил измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами» РД 50–213–80 (это требование относится только к приборам, измеряющим расход теплоносителя методом переменного перепада давления);
- смонтированный и проверенный на работоспособность узел учета тепловой энергии и теплоносителя, включая приборы, регистрирующие параметры теплоносителя.

В случае выявления несоответствия требованиям «Правил учета тепловой энергии и теплоносителя» узел учета в эксплуатацию не допускается и в акте приводится полный перечень выявленных недостатков с указанием пунктов правил, положения которых нарушены.

При допуске в эксплуатацию узла учета потребителя после получения акта представитель энергоснабжающей организации пломбирует приборы узла учета тепловой энергии и теплоносителя.

Учет тепловой энергии и теплоносителя на основе показаний приборов узла учета потребителя осуществляется с момента подписания акта о его приемке в эксплуатацию.

Перед каждым отопительным сезоном осуществляется проверка готовности узлов учета тепловой энергии к эксплуатации, о чем составляется соответствующий акт.

4.2. Классификация теплосчетчиков

Учет количества тепловой энергии осуществляется путем измерения ряда параметров теплоносителя (расхода, давления и температуры) с последующим вычислением на основании результатов этих измерений количества потребляемой или отпускаемой тепловой энергии.

Прибор (или комплект приборов), выполняющий указанные функции, называется *теплосчетчиком* (в правилах такой комплект приборов называется узлом учета тепловой энергии).

Как правило, это комплект приборов, в состав которого входят первичные измерительные преобразователи и центральное устройство (тепловычислитель), в функции которого входит производство расчетов количества тепловой энергии на основе входной информации о массе (или объеме) теплоносителя, его температуре и давлении. Такую информацию в виде тех или иных физических величин, эквивалентных значениям измеряемых физических параметров, представляют ему первичные измерительные преобразователи.

Теплосчетчики классифицируются следующим образом:

- *единые теплосчетчики* – счетчики, выполненные в одном конструктивном исполнении и имеющие единую документацию. Такой теплосчетчик государственную метрологическую поверку проходит как единое целое;
- *составные теплосчетчики* – счетчики, у которых отдельные части конструктивно независимы, но выпускаются одним и тем же производителем и объединены единой документацией;
- *комбинированные теплосчетчики* – счетчики, которые состоят из приборов, выпускаемых разными производителями. Каждый прибор

такого теплосчетчика поверяется в соответствии со своей методикой и своим межповерочным интервалом.

Во многих случаях правила требуют не только вычисления количества тепловой энергии и вывод вычисленного значения на индикатор (например, на электромеханический счетчик) в интегральном виде, но и регистрации количества тепловой энергии, а также параметров теплоносителя за определенные интервалы времени (час, сутки, месяц), т. е. необходимость заполнения, хранения и представления пользователю определенного количества архивов. Правилами не запрещается проводить эту регистрацию на бумажных носителях с использованием самопишущих приборов. Однако в связи с тем, что основой современных тепловычислителей служит микропроцессорная техника, архивы формируются и хранятся во внутренней памяти тепловычислителей в электронном виде.

Часто тепловычислитель обладает также функциями передачи измеренной и накопленной информации в формализованном виде по каналам связи.

Такой тепловычислитель обычно называют *контроллером* сбора, обработки и передачи информации.

4.3. Методы и средства измерения температуры

Температура – это физическая величина (параметр состояния), которая количественно и качественно характеризует меру средней суммарной кинетической энергии частиц (молекул) выделенного для измерения объема физического тела.

Существует два способа измерения температуры: бесконтактный и контактный.

Бесконтактная термометрия или пирометрия основана на принципе теплового излучения.

Контактная термометрия использует теплообмен между поверхностью рабочего тела термометра и соприкасающимся с ним теплоносителем (газ, пар, жидкость). Необходимо отметить, что контактный термометр всегда регистрирует свою собственную температуру, поэтому и для определения температуры теплоносителя требуется, во-первых, обеспечить процесс правильного теплообмена между средой и термометром и, во-вторых, достичь устойчивого состояния теплового равновесия между ними, при котором теплообмен прекращается. В этом случае температуры двух

тел (среды и термометра) будут равны. Показателем теплового равновесия является фиксированное значение температуры термометра в течение определенного времени.

Градуировка реальных рабочих термометров производится на основе тех или иных температурных шкал, при построении которых использованы реперные (опорные) точки, являющиеся, как правило, температурами переходов между агрегатными состояниями чистого вещества.

Основой построения шкалы Цельсия являются две реперные точки: фазовый переход воды из твердого состояния в жидкое и из жидкого в парообразное, значения температуры которых были условно приняты за 0° и 100°C соответственно (при нормальном атмосферном давлении 760 мм рт. ст. (101325 Па)), а также равномерная шкала между ними.

Все контактные средства измерений можно разделить на две основные группы: термометры и преобразователи температуры.

Преобразователи температуры, в отличие от большинства термометров, имеют выходной измерительный сигнал для дистанционной передачи.

По способу обработки и отображения этого сигнала преобразователи подразделяются на первичные (без обработки и отображения) и вторичные (получают сигнал от первичных преобразователей, обрабатывают его и отображают значение температуры). Классификация преобразователей температуры приведена на рис. 4.

В качестве первичных преобразователей температуры при построении теплосчетчиков обычно используют преобразователи сопротивления с металлическим проводником в качестве чувствительного элемента (термопара). Принцип действия такого преобразователя основан на функциональной зависимости электросопротивления проводника от температуры: $R_t = f(T)$.

У большинства металлов удельное электросопротивление возрастает с ростом температуры. Относительное изменение электросопротивления проводника $\alpha = R_{t+i} / R_t$ называется *температурным коэффициентом термосопротивления*. Его значения индивидуальны для каждого вещества, в общем случае зависят от измеряемого интервала температур и для большинства чистых металлов находятся в интервале (0,3–0,6) %/ $^\circ\text{C}$. Температурный коэффициент сопротивления металлов имеет положительное значение ($\alpha > 1$) в отличие от ряда полупроводников.

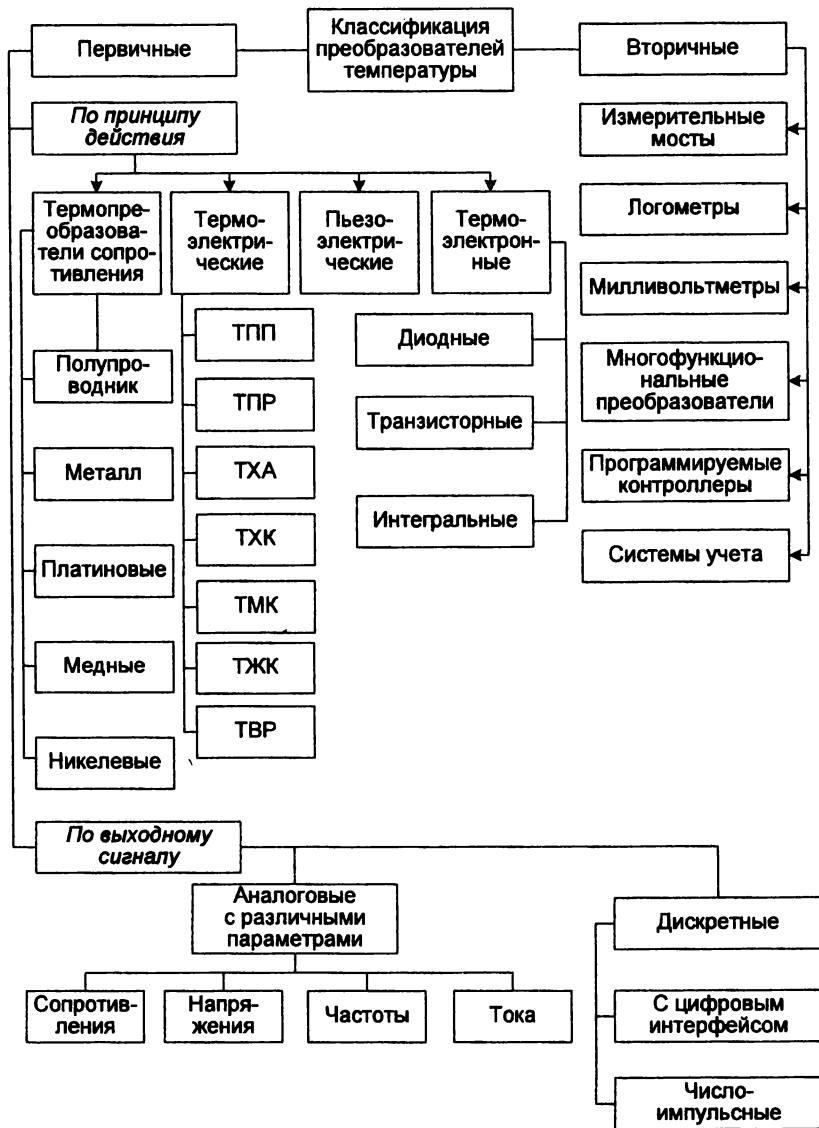


Рис. 4. Классификация преобразователей температуры

Термопреобразователь сопротивления (ТС) представляет значение температуры через значение сопротивления R_t . Чем больше R_t , тем с большей относительной точностью оно может быть измерено вторичным прибором.

Поэтому важной характеристикой материала чувствительного элемента ТС, в частности металлической проволоки, наряду с температурным коэффициентом сопротивления является значение его сопротивления R_0 в некоторой нулевой температурной точке:

$$R_0 = \rho \frac{L}{S}$$

где ρ – удельное сопротивление материала проводника, Ом · мм²/м²;

L – длина проводника, м;

S – площадь поперечного сечения проводника, м².

Чем больше ρ проводника, тем в большей степени он подходит в качестве материала чувствительного элемента термосопротивления и позволяет при одном и том же R_0 уменьшить длину проводника (снизить расход металла, габариты, а также инерционность и стоимость чувствительного элемента ТС) и увеличить сечение (повысить прочность чувствительного элемента и его стойкость к высоким температурам).

Наиболее приемлемыми материалами для чувствительных элементов ТС являются металлические проводники с высокими значениями ρ и α , химически инертные, с высокой технологической воспроизводимостью по чистоте и постоянством физических свойств во времени. К таким проводникам в первую очередь относятся платина ($\rho = 0,0981$; $\alpha = 3,9\%$), медь ($\rho = 0,0155$; $\alpha = 4,25\%$) и никель ($\rho = 0,09$; $\alpha = 6,17\%$).

Основные типы термоэлектрических преобразователей, широко применяемых для измерения температуры:

ТПП – термопара платинородий / платина;

ТЖК – термопара железо / константан;

ТПР – термопара платинородий 30 / платинородий 6;

ТХК – термопара хромель / копель;

ТВР – термопара вольфрамрений 5 / вольфрамрений 20;

ТМК – термопара медь / константан;

ТХК – термопара хромель / алюмель.

Градуировка рабочих металлических ТС производится по двум реперным точкам (0 и 100 °С). В этих точках определяются соответственно

R_0 и R_{100} . Значения R_0 и R_{100} для каждого типа ТС приведены в ГОСТ 6651–94, а также их номинальная статическая характеристика.

Типичная конструкция проволочного ТС содержит чувствительный элемент, который представляет собой бифилярную намотку платиновой проволоки диаметром 0,07–0,5 мм для ТСП или медной проволоки диаметром 0,1–3,2 мм для ТСМ на изоляционный плоский или цилиндрический каркас (слоду, стекло, керамику), выводы которого через утолщенные проводящие провода (серебро для ТСП и медь для ТСМ) соединены с внутренними соединительными проводами, идущими на выход ТС.

Чувствительный элемент вместе с соединительными проводами упаковывается в электроизоляцию, помещается в защитную металлическую (алюминий или латунь) гильзу и подключается к головке ТС, в которой размещены контакты для подключения внешних соединительных проводов от вторичного прибора. Для обеспечения возможности замены ТС при ремонте или проверке размещение ТС на трубопроводе выполняют с помощью резьбового соединения в дополнительной защитной гильзе, сваренной в трубопровод. Для улучшения теплообмена между ТС и измеряемой средой эту гильзу обычно заполняют жидким маслом при температуре среды до 150 °С или медными (алюминиевыми) опилками при более высоких температурах.

Термопреобразователь сопротивления определяет температуру среды на участке длины чувствительного элемента. Поэтому для увеличения теплообмена ТС погружают в трубу до положения, при котором ось трубы близка к центру чувствительного элемента.

Важными индивидуальными характеристиками ТС являются показатель тепловой инерции (время установления теплового равновесия между ТС и средой) и номинальная температура применения, для которой нормируются показатели надежности и долговечности.

Рабочее сопротивление ТС измеряется вторичным прибором (при использовании в составе теплосчетчика – тепловычислителем). Соединение ТС с вторичным прибором осуществляется по двух-, трех- или четырехпроводной схеме. Для двухпроводной схемы на сопротивление внешних проводов накладывается жесткое ограничение ($R_{\text{внеш}} < 0,1\% R_0$), которое определяет максимальную длину соединительных проводов. Поэтому при достаточном удалении ТС от вторичного прибора рекомендуется подключение ТС по четырехпроводной схеме (рис. 5).

При учете расхода тепловой энергии приходится проводить взаимозависимые измерения температур в подающем и обратном трубопроводах с последующим определением разности этих температур. При этом максимальный диапазон разности температур достигает 100–120 °С, а минимальный 2–5 °С. В подобных случаях к используемым ТС предъявляются особые метрологические требования. Они подбираются в пары по значениям абсолютных погрешностей в двух реперных точках (0 и 100 °С) таким образом, чтобы погрешности по знаку и значению компенсировали друг друга в разностной схеме измерения температур.

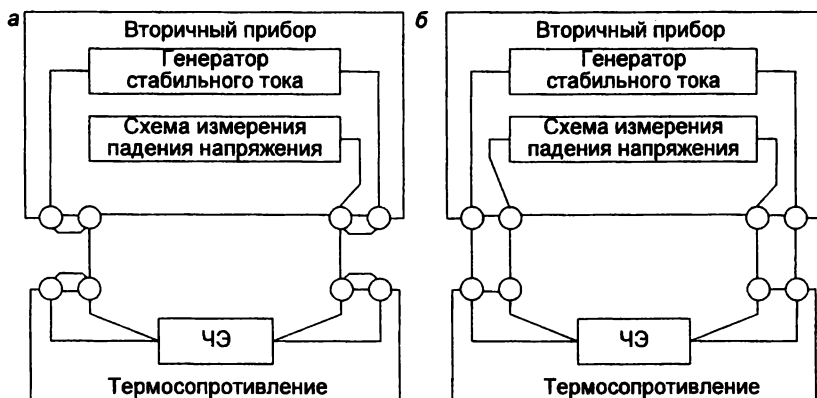


Рис. 5. Схемы соединения ТС с вторичным прибором:

а – двухпроводная, б – четырехпроводная, ЧЭ – чувствительный элемент

На смену проволочным ТС с относительно большими размерами чувствительного элемента, инерционностью и трудоемкостью сборки появились пленочные ТС, позволяющие уменьшить габариты чувствительного элемента, их инерционность и обеспечить массовое производство с точной лазерной подгонкой номинальной статической характеристикой.

В последние годы в схемах учета и регулирования расхода тепловой энергии стали использоваться *термоэлектронные преобразователи* (ТЭ), построенные на базе малых интегральных микросхем. В их основе лежит объединение в одном элементе (микросхеме) термочувствительного элемента и multifunctional схемы обработки сигнала. Термоэлектронные преобразователи включают триггеры верхнего и нижнего порогов

контролируемой температуры, оперативную и постоянную память для хранения алгоритмов преобразования и накопленной измерительной информации и интерфейсную логику. На рис. 6 представлены структурная схема ТЭ на базе микросхемы DS1820 производства фирмы «Даллас Семикондуктор» (США) и вариант автоматизированного сбора данных по группе точек измерения температуры.

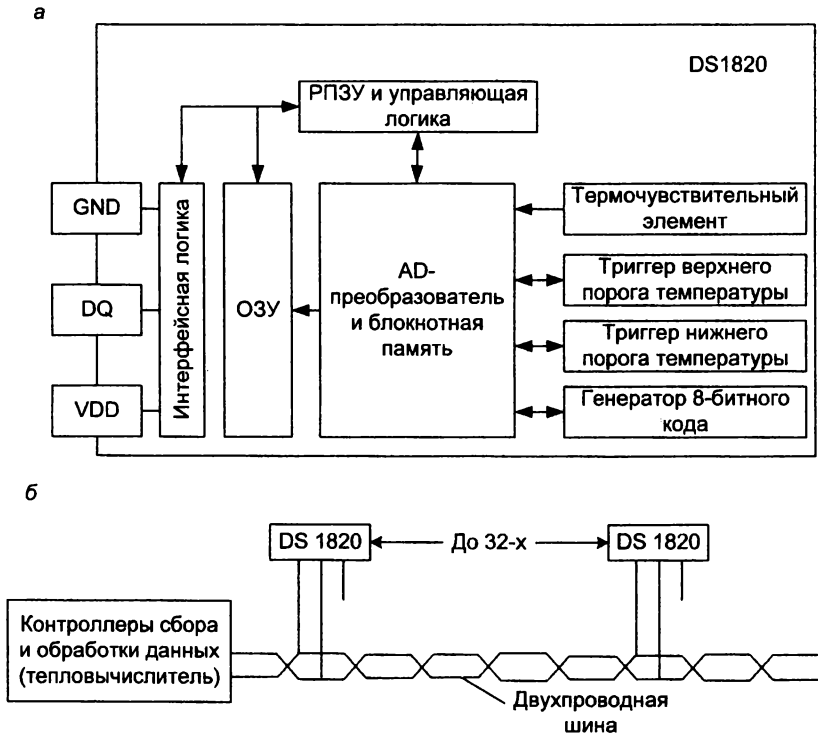


Рис. 6. Структурная схема ТЭ на базе микросхемы DS1820 (а) и вариант автоматизированного сбора данных по группе точек измерения температуры (б):

ОЗУ – оперативное запоминающее устройство; РПЗУ – репрограммируемое постоянное запоминающее устройство

Микросхема DS1820 позволяет измерять температуру в диапазоне от -55 до $+125$ °C с точностью $0,5$ °C. Питание микросхемы может производиться как по отдельному проводу, подключаемому к выводу VDD мик-

росхемы, так и по проводу, подключаемому к выводу DQ (ввод/вывод данных). На двухпроводную линию возможно подключение до 32 преобразователей на расстоянии до 1 км. Термоэлектронный преобразователь можно программировать с учетом верхнего и нижнего порогов контроля температуры – при выходе значения измеряемой температуры за эти пороги преобразователь посылает в линию сигнал об аварии.

Передача данных от микросхем производится по запросу в последовательном двоичном коде и определенном формате, поэтому вторичный прибор (контроллер) должен поддерживать выдачу запросов и прием данных как по протоколу, так и по уровню передаваемых и принимаемых сигналов.

Развитие класса цифровых ТЭ идет очень высокими темпами, создаются новые, более интеллектуальные преобразователи. Одна из последних моделей DS1615 имеет, например, расширенную память для хранения температурного графика, что предоставляет дополнительные возможности при построении схем регулирования расхода тепловой энергии.

4.4. Методы и средства измерения расхода

Измерение расхода и количества движущейся жидкой или газообразной среды в системах учета энергоресурсов требует знаний не только таких ее термодинамических параметров, как температура и давление, но ряда иных характеристик (плотность, вязкость, тип потока), которые важны для конкретных методов измерения расхода, влияют на возможность использования соответствующих технических средств и точность измерений.

Количеством среды называют массу M или объем V вещества, протекающего через сечение, перпендикулярное направлению скорости потока, за определенный интервал времени T (час, сутки, месяц и т. д.).

Единица измерения массы в системе СИ – килограмм (кг), а объема – кубический метр (м^3).

Расход среды (G) – физическая величина, равная пределу отношения приращения количества среды ΔK (массы ΔM или объема ΔV) к интервалу времени ΔT , за которое произошло это приращение, при неограниченном

уменьшении ΔT : $G = \lim_{\Delta T \rightarrow 0} \frac{\Delta K}{\Delta T}$.

Различают массовый G_M и объемный G_V расходы, которые определяются через массу и объем среды, выражающиеся в основных единицах

(кг/с или м³/с) или их производных. Массовый и объемный расходы связаны между собой зависимостью

$$G_M = G_V \cdot \rho,$$

где ρ – плотность вещества.

При измерении расхода, помимо рассмотренных мгновенных расходов, выделяют следующие виды расходов:

- $G_{\text{ср}}$ – средний, равный отношению количества среды к определенному интервалу времени (минута, час, сутки, месяц и т. д.);
- $G_{\text{пр}}$ – приведенный – действительный объемный расход, но пересчитанный на другие, так называемые нормальные значения температуры и давления ($P_{\text{нор}} = 1,0332 \text{ кг/см}^2$, $t_{\text{нор}} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$);
- $G_{\text{макс}}$ – наибольший, определяющий верхнюю границу возможного диапазона изменения расхода;
- $G_{\text{мин}}$ – наименьший, определяющий границу возможного диапазона расхода;
- $G_{\text{ном}}$ – номинальный, равный половине наибольшего;
- G_{n} – переходный, при котором измеряется пороговое значение погрешности прибора.

Измерительные приборы, предназначенные для измерения расхода вещества, называются *расходомерами* или преобразователями расхода (ГОСТ 15528–86).

Измерительные приборы, предназначенные для измерения количества вещества, называются *счетчиками* количества.

Довольно часто эти две функции объединяются в одном приборе. В практике учета тепловой энергии применяются в основном преобразователи расхода.

Большинство преобразователей расхода предназначено для измерения расхода однокомпонентных и однофазных сред в условиях установившихся параметров потока (турбулентного характера потока, постоянства средней скорости на участке измерения и отсутствия возмущений), которые достигаются на достаточно протяженных прямолинейных участках трубопровода до и после места установки преобразователя расхода.

На этих участках не должно быть клапанов и задвижек, перепадов сечения трубопровода (сужений и расширений), резких изменений направления потока (колен и ответвлений).

Обычно требуемые длины прямолинейных участков задаются числами, кратными условному диаметру трубопровода D_y , т. е. его среднему внутреннему диаметру при 20 °С. Средства измерения расхода и количества среды классифицированы (рис. 7).

Преобразователи (датчики) расхода согласно ГОСТ 15528–86 вырабатывают сигнал измерительной информации, не поддающийся непосредственному восприятию наблюдателем. Большинство современных средств расхода и количества среды реализуются в двухкомпонентном виде – *первичный преобразователь* и *электронный преобразователь*, причем в конкретных моделях эти две взаимосвязанные части прибора могут быть исполнены в двух видах: механически объединенном и разъединенном (связанного электрической проводной или кабельной линией).

Современные электронные преобразователи выполняются на базе микропроцессоров, при этом в одном приборе могут быть объединены функции расходомера, счетчика и преобразователя расхода.

По типу измеряемой среды приборы разделяются на расходомеры (счетчики, преобразователи расхода) жидкости, газа и пара. Одна и та же модель не может использоваться для измерения расхода (количества) всех трех сред из-за существенных различий их физических параметров, хотя для ряда моделей (например, вихревых расходомеров) возможна программная перестройка с одного вида среды на другой (в частности с газа или пара на жидкость), что нередко используется при их градуировке или поверке в лабораторных условиях.

Жидкостью может служить холодная и горячая вода, стоки, нефть и нефтепродукты, сжиженные газы, пульпа, суспензии и т. д., т. е. любые плотные и текучие среды. Для каждой конкретной модели прибора оговариваются допустимые виды жидкостей и диапазоны изменения параметров (процент газовых и плотных включений, плотность, вязкость, электропроводность). Эти параметры должны соотноситься с характеристиками реальной рабочей среды, для измерения которой будет использоваться прибор.

Под газом подразумевается природный газ (метан) и технические газы (кислород, водород, пропилен и т. д.), а также сжатый воздух.

Пар может быть насыщенным или перегретым. Для влажного пара точное измерение расхода проблематично.

подавляющее большинство расходомеров объемные. К массовым расходомерам относятся тепловые и кориолисовые.

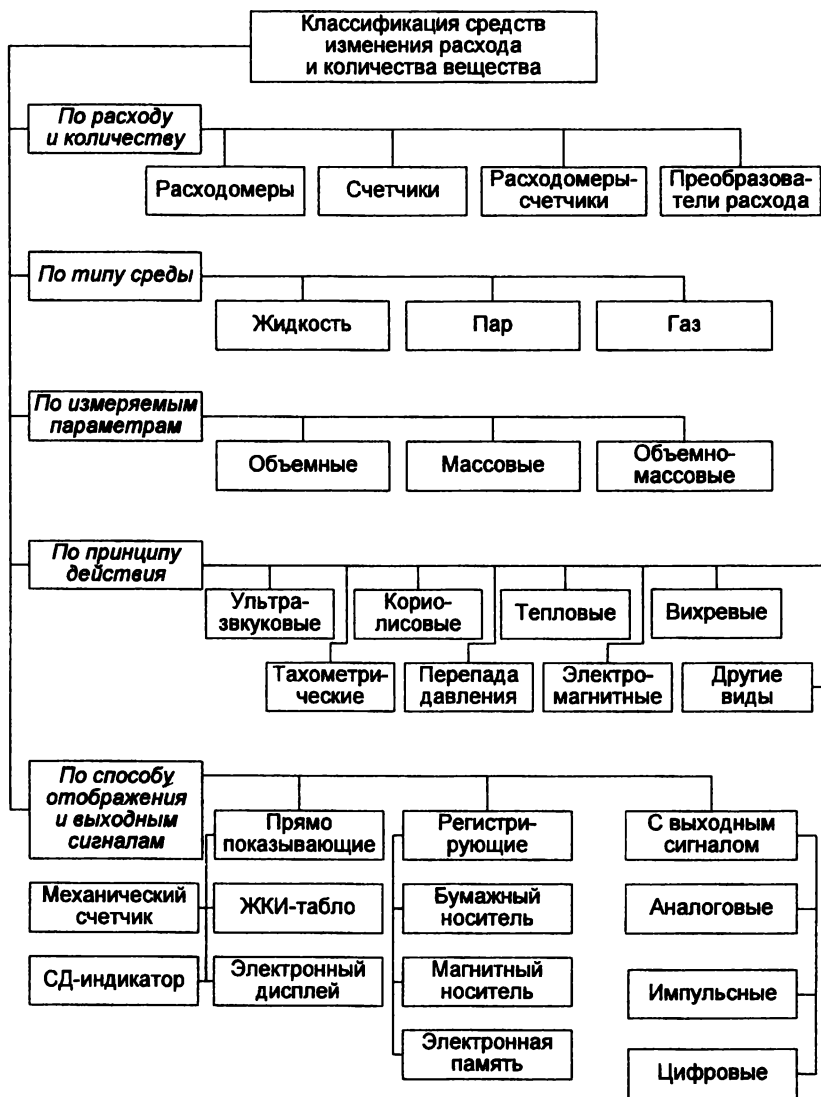


Рис. 7. Классификация расходомеров и счетчиков количества вещества

4.4.1. Тахометрические расходомеры

В тахометрических расходомерах расход среды измеряется по скорости движения (вращения) механического преобразовательного элемента. К таким расходомерам относятся шариковые, крыльчатые и турбинные. Последние два типа получили широкое применение для измерения расхода холодной и горячей воды, других технических жидкостей и газа. Современные расходомеры данного типа, как правило, комплектуются встроенным импульсным датчиком расхода, что позволяет использовать их при автоматизации учета.

Жидкостные турбинные расходомеры чувствительны к вязкости среды, особенно при малых расходах. Их общий недостаток – подверженность износу подвижных механических узлов и изменение в связи с этим точностных характеристик в процессе эксплуатации. Тахометрические расходомеры выпускаются для трубопроводов диаметром до 300 мм и мало пригодны для измерения абразивных и агрессивных сред.

4.4.2. Расходомеры переменного перепада давления (РППД)

Принцип действия РППД основан на измерении в соответствии с уравнением Бернулли перепада статического или полного давления потока среды на установленном первичном преобразователе и вычислении по этому перепаду средней скорости движения среды и ее расхода.

РППД определяет объемный или массовый расход движущейся среды по измеряемому перепаду давления.

В качестве первичного преобразователя в РППД при измерении расхода по перепаду статического давления используются стандартные сужающие устройства (диафрагмы, трубы Вентури, сопла), а при измерении по перепаду полного давления – многоходовые трубки Пито и усредняющие напорные трубки.

Измерение расхода жидкости, газа и пара с помощью сужающих устройств регламентирует ГОСТ 8.563–97.

На практике наиболее часто используются РППД, построенные с применением диафрагм. Расчетная погрешность измерения расхода диафрагмой зависит от характеристик среды и составляет, как правило, от 0,5 до 1,0%. Технические условия для стандартных диафрагм регламентированы ГОСТ 26969–86.

РППД на диафрагме представляет собой составной расходомер, в комплект которого входят собственно диафрагма, соединительные или импульсные линии (трубки) отбора измеряемого давления, вентильный блок, уравнительные сосуды (при необходимости), дифференциальный манометр и вторичный показывающий или самопишущий прибор, шкала которого градуирована в единицах расхода (в зависимости от характеристик вторичного прибора в комплект может дополнительно входить блок извлечения квадратного корня).

Принцип действия РППД на диафрагме заключается в сжатии среды отверстием диафрагмы, что приводит к увеличению за ее кромкой скорости потока и его кинетической энергии (динамического давления) с соответствующим уменьшением статического давления. По краям диафрагмы создается перепад давлений, который отводится импульсными трубками к дифманометру. После прохождения диафрагмы поток расширяется, снижая скорость и восстанавливая статическое давление, которое уже не достигает прежнего значения из-за вихревых потерь давления на гидравлическом сопротивлении диафрагмы P_p . Величина P_p зависит от соотношения квадратов площадей отверстия диафрагмы и поперечного сечения трубопроводов: $m = d^2/D^2$. Чем меньше m , тем больше перепад давления и выше точность измерения расхода, но тем больше безвозвратная потеря давления на диафрагме.

Динамический диапазон измерения диафрагменных расходомеров невелик и составляет 3 : 1, что объясняется квадратичной зависимостью перепада давления от расхода. Большинство дифманометров имеет динамический диапазон измерения не более 10 : 1. Поэтому для расходомера с одним дифманометром характерен динамический диапазон 3 : 1, или от (100–30%) $G_{\text{макс}}$, что ограничивает его применение (измерение только маломеняющихся расходов).

Следует отметить, что расход слабо сжимаемых сред, плотность которых незначительно зависит от температуры и давления (например, вода), с высокой степенью точности определяется измеряемым перепадом давления.

Для сжимаемых сред (пар, газ), плотность которых существенно зависит от давления и температуры, для точного измерения расхода необходимо еще и определение плотности среды, которое производится на основании измерения температуры и давления. При этом для сухого насыщенного пара достаточно измерить только одну из величин, поскольку его температура и давление являются взаимозависимыми параметрами.

Поэтому при определении расхода газа или перегретого пара на основании диаграмм самопишущих приборов при переменных температурах и давлениях приходится вручную обрабатывать три диаграммы (перепада давления, температуры и расхода), что во много раз увеличивает трудоемкость процесса и снижает точность определения расхода.

Современные вторичные приборы, построенные с применением микропроцессорной техники, проводят эту процедуру автоматически.

Рассматриваемый метод измерения расхода имеет как достоинства, так и недостатки.

К достоинствам следует отнести:

- хорошую пригодность для работы в самых различных жидкостных и газовых средах;
- высокую чувствительность;
- отсутствие движущихся частей;
- сравнительно невысокую стоимость для трубопроводов диаметром до 300 мм.

Недостатками являются:

- требование к прямолинейности измерительного участка ($10 D$, до и $5 D$, после места установки диафрагмы);
- ограниченный динамический диапазон;
- значительные потери давления на диафрагме;
- нелинейная зависимость выходного сигнала от расхода;
- сложность изготовления и монтажа для трубопроводов большого диаметра;
- необходимость ежегодных проверок с отключением и разборкой трубопровода;
- старение диафрагмы (накопление осадков и эрозия кромок проходного отверстия).

Поскольку у РИПД недостатков значительно больше, чем достоинств, в подавляющем большинстве случаев предпочтительно использование более современных расходомеров (вихревых, электромагнитных, ультразвуковых). Однако для измерения расхода высокотемпературного перегретого пара этот метод пока является единственно пригодным.

4.4.3. Вихревые расходомеры

Принцип действия современных вихревых расходомеров основан на измерении частоты следования вихрей так называемой дорожки Кармана,

образующейся при огибании потоком тела обтекания, неподвижно расположенного поперек контролируемого потока среды в его центре. В качестве тела обтекания обычно используется цилиндр или призма трапецевидного или треугольного сечения.

В результате тормозящего и ускоряющего действий слоев возникают сдвиговые напряжения или вращающие моменты сил, которые формируют вокруг некоторых мгновенных осей самосвертывающиеся вихри и обеспечивают их срыв с острых кормовых кромок тела обтекания. В 1911 г. американский аэродинамик Карман определил условия устойчивого симметричного вихреобразования, при котором вихри разного направления (по и против часовой стрелки) поочередно сбегают справа и слева с поверхности тела обтекания и следуют по потоку в шахматном порядке в виде вихревой дорожки. Схема работы вихревого расходомера приведена на рис. 8.

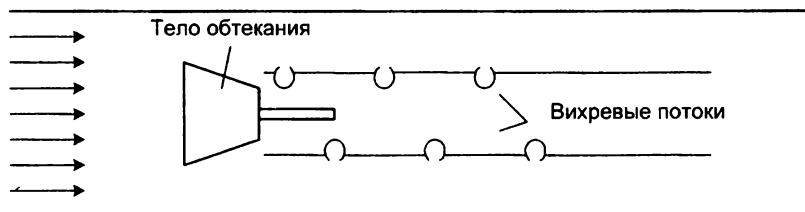


Рис. 8. Схема работы вихревого расходомера

Каждый вихрь представляет собой локальный элемент среды, в котором потенциальная энергия потока преобразуется в кинетическую, что приводит к снижению статического давления. Это местное снижение давления может быть зафиксировано чувствительным элементом (сенсором). При этом сенсор преобразует перепады (пульсации) давления в электрические импульсы, частота которых при $Re > 3800$ (т. е. при установившемся турбулентном потоке) пропорционально зависит от скорости среды.

Зная сечение трубы, по средней скорости можно определить объемный расход среды. На практике обычно используют уравнение $Gv = f/K$, где K – градуировочный или калибровочный коэффициент (количество импульсов на единицу объема среды), определяемый только параметрами обтекаемого тела и трубопровода и не зависящий от плотности, вязкости, температуры и давления среды. Поэтому каждый расходомер калибруется

изготовителем индивидуально для обеспечения высокой точности и повторяемости измерений.

В качестве сенсоров обычно применяют пьезоэлементы, механические элементы (мембраны), встроенные тензорезисторы или ультразвуковые преобразователи скорости (излучатель и приемник ультразвуковых колебаний, обнаруживающие вихревые колебания потока).

К достоинствам вихревых расходомеров можно отнести:

- необходимость относительно небольших прямолинейных участков (обычно $5D$, до и $3D$, после места установки);
- отсутствие в потоке подвижных изнашивающихся частей;
- независимость показаний от плотности, вязкости, температуры и давления среды;
- широкий динамический диапазон (30 : 1);
- линейность шкалы;
- высокая точность;
- высокое быстродействие;
- простота установки.

Недостатками являются:

- вносимое гидравлическое сопротивление;
- чувствительность к механическим включениям;
- чувствительность к акустическим и вибрационным помехам.

Среди предприятий, выпускающих вихревые расходомеры для жидкости следует выделить концерн «Метран» (Челябинск) и завод «Старорус-прибор» (Старая Русса). В Тюмени «Сибнефтеавтоматика» выпускает вихревые датчики расхода газа и расхода пара. Датчики расхода пара рассчитаны на измерение расхода пара, температура которого не превышает $250\text{ }^{\circ}\text{C}$.

4.4.4. Электромагнитные расходомеры

Принцип действия электромагнитных расходомеров основан на взаимодействии движущейся (проводящей) жидкости с магнитным полем. Это взаимодействие подчиняется закону электромагнитной индукции, согласно которому в движущемся проводнике, пересекающем магнитное поле, индуцируется ЭДС, величина которой пропорциональна скорости движения проводника. В данном случае в качестве проводника выступает поток проводящей жидкости. Для измерения возникающей ЭДС через стенки трубы изолированно от нее выводятся два электрода (рис. 9).

Разность потенциалов E на электродах, расположенных на расстоянии D , равном внутреннему диаметру трубы, определяется из выражения

$$E = BDV_{\text{cp}},$$

где B – магнитная индукция;
 V_{cp} – средняя скорость жидкости.

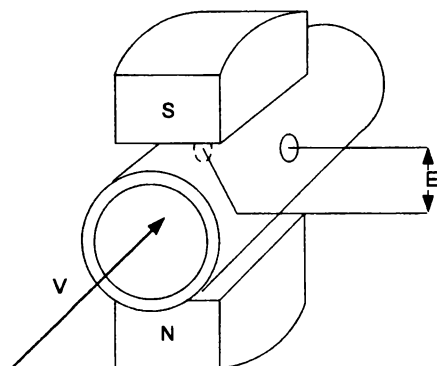


Рис. 9. Схема работы электромагнитного расходомера

Электромагнитные расходомеры имеют много достоинств. Они могут применяться для измерения любых, в том числе больших, расходов жидкости в трубопроводах диаметром от 2 мм и выше. Их показания не зависят от вязкости и плотности среды. Шкала прибора линейна, а динамический диапазон достигает 100 : 1. Быстродействие прибора достаточно высоко. Преобразователь расхода не имеет частей, выступающих внутрь трубы, и не создает дополнительной потери давления. Влияние местных сопротивлений значительно меньше, чем у расходомеров других типов.

Большинство выпускаемых электромагнитных расходомеров пригодны для измерения расхода жидкостей с электропроводностью не менее $10^{-5} \cdot \text{Ом}^{-1} \cdot \text{см}^{-1}$, что соответствует электропроводности водопроводной воды.

4.4.5. Ультразвуковые расходомеры

Ультразвуковые расходомеры основаны на измерении того или иного акустического эффекта, зависящего от расхода и возникающего при прохождении ультразвуковых колебаний через поток жидкости или газа.

Основными элементами первичных преобразователей ультразвуковых расходомеров являются излучатели и приемники ультразвуковых колебаний. Их действие основано на пьезоэлектрическом эффекте, заключающемся в том, что при сжатии и растяжении в определенных направлениях кристаллов (пьезоэлементов) на их поверхностях возникают электрические заряды (прямой пьезоэффект).

В этом случае пьезоэлемент работает как приемник ультразвуковых колебаний. Если же к этим поверхностям приложить разность потенциалов в виде электрического импульса, то пьезоэлемент растянется или сожмется и начнет работать как излучатель ультразвуковой волны. Это явление называется обратным пьезоэффектом.

В качестве пьезодатчиков применяются различные керамические материалы (титанат бария, цирконат титаната свинца и т. д.). Пьезоэлементы обычно изготавливаются в виде дисков диаметром 10–20 мм. Диски снабжаются электродами, которые создаются путем покрытия специально обработанных поверхностей слоем металла (как правило, серебра).

Существует несколько способов измерения расхода с помощью ультразвука (частотный, фазовый, корреляционный, с использованием эффекта Доплера). Однако наибольшее распространение получил времяимпульсный ультразвуковой метод (рис. 10).

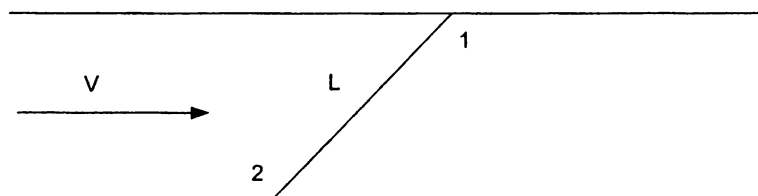


Рис. 10. Схема работы времяимпульсного ультразвукового расходомера

Время прохождения ультразвукового сигнала по акустическому пути L от излучателя 1 к приемнику 2 и от излучателя 2 к приемнику 1 будет равно соответственно:

$$t_{1-2} = L / (C - V \cos \varphi);$$

$$t_{2-1} = L / (C + V \cos \varphi),$$

где C – скорость ультразвука в среде.

Разница во времени прохождения сигнала в «прямом» и «обратном» направлениях:

$$\Delta t = (2LV \cos \varphi) / (C^2 - V^2 \cos^2 \varphi).$$

Таким образом, зная внутренний диаметр трубопровода, угол наклона акустической оси к оси трубы, скорость ультразвука в конкретной среде и измерив разницу во времени прохождения сигнала в «прямом» и «обратном» направлениях, можно определить объемный расход среды в трубопроводе.

Величина Δt незначительна и составляет обычно от нескольких единиц до нескольких десятков наносекунд и ее измерение с достаточной точностью при одном проходе сигнала в «прямом» и «обратном» направлениях произвести сложно. Поэтому измерения производят путем организации так называемого «синхрокольца», при котором измеряют время прохождения сигнала в каждом направлении сотни и тысячи раз, предполагая, что скорость потока за это время не изменяется.

Времяимпульсный ультразвуковой метод очень хорош при измерении расходов на трубопроводах больших диаметров, но требует значительных прямолинейных участков трубопровода ($15D$, до и $10D$, после места установки прибора). Он не создает дополнительных потерь давления, обладает широким динамическим диапазоном и высокой точностью, но весьма чувствителен к вибрационным и ударным помехам.

4.5. Методы и средства измерения давления

Давление – это один из важнейших термодинамических параметров теплоносителя (газа, пара, жидкости); его измерение необходимо как в расчетных теплотехнических целях для определения расхода, количества и тепловой энергии среды, так и в технологических – для контроля и прогнозирования безопасных и эффективных режимов работы напорных трубопроводов и агрегатов.

Давлением (P) называют отношение абсолютного значения нормального вектора силы к площади поверхности: $P = F/S$ (при неравномерно распределенной силе $P = dF/dS$). В отличие от силы, значение которой зависит от размеров поверхности ее приложения, давление позволяет при рассмотрении взаимодействия физических тел исключить фактор площади, т. е. оно является величиной удельной, отнесенной к единице площади.

Для жидких и газообразных сред, характеризующихся свойствами упругости и текучести, различают давление внешнее (на границе или поверхности среды) и внутреннее (в объеме или массе среды). В напорных трубопроводах с энергоносителями измеряется, как правило, статическое давление (разность полного внутреннего давления среды и динамического давления движения потока). На практике давление газообразных и жидких сред может измеряться относительно двух различных уровней:

- уровня абсолютного вакуума (абсолютное давление);
- уровня атмосферного, или барометрического, давления (избыточное давление или давление разрежения).

Разность давлений сред, определяемую в двух различных процессах или в двух разных точках одного процесса, причем таких, что ни одно из давлений не является атмосферным, называют дифференциальным давлением.

В Международной системе единиц СИ единицей давления является паскаль ($1 \text{ Па} = 1 \text{ Н/м}^2$). В технической системе единиц МКГСС единицей давления является техническая атмосфера ($1 \text{ ат} = 1 \text{ кгс/см}^2$). В системе СГС единицей давления является бар ($1 \text{ бар} = 1 \text{ дин/см}^2$). На ее основе введена одноименная внесистемная единица бар ($1 \text{ бар} = 1000000 \text{ дин/см}^2$). В практике часто используется внесистемная единица физическая (или нормальная) атмосфера, которая уравнивается давлением столба ртути высотой 760 мм.

Соотношения между единицами измерения давления в различных системах (коэффициенты перевода) приведены в табл. 6.

Таблица 6

Соотношения между единицами измерения давления

Система единиц	Единица давления	Па	кгс/см ² (ат)	бар	атм
СИ	$1 \text{ Па} = 1 \text{ Н/м}^2$	1	$1,01972 \cdot 10^{-5}$	10^{-5}	$0,98692 \cdot 10^{-5}$
МКГСС	$1 \text{ ат} =$ $= 1 \text{ кгс/1 см}^2$	$0,980665 \cdot 10^5$	1	0,980665	0,96784
Внесистемные	$1 \text{ бар} =$ $= 10^6 \text{ дин/см}^2$ $1 \text{ атм} =$ $= 760 \text{ мм рт.ст}$	105 $1,01325 \cdot 10^5$	1,01972 1,0332	1 1,01325	0,98692 1

Для прямого измерения давления с отображением его значения непосредственно на первичном измерительном приборе (шкале, табло или индикаторе) применяются манометры.

Если отображение давления на самом первичном приборе отсутствует (т. е. он является бесшкальным), но он позволяет получать и дистанционно передавать измеренную величину давления, то такой прибор называют измерительным преобразователем давления или датчиком давления. Возможно объединение этих двух свойств в одном приборе (манометр – датчик).

При учете энергоносителей манометры, как правило, выполняют функцию только локального контроля за давлением и в большинстве случаев из-за отсутствия дистанционного доступа к их показаниям не могут быть использованы для целей автоматизации процесса измерений. Такую возможность обеспечивают *измерительные преобразователи давления* (ИПД) (рис. 11).

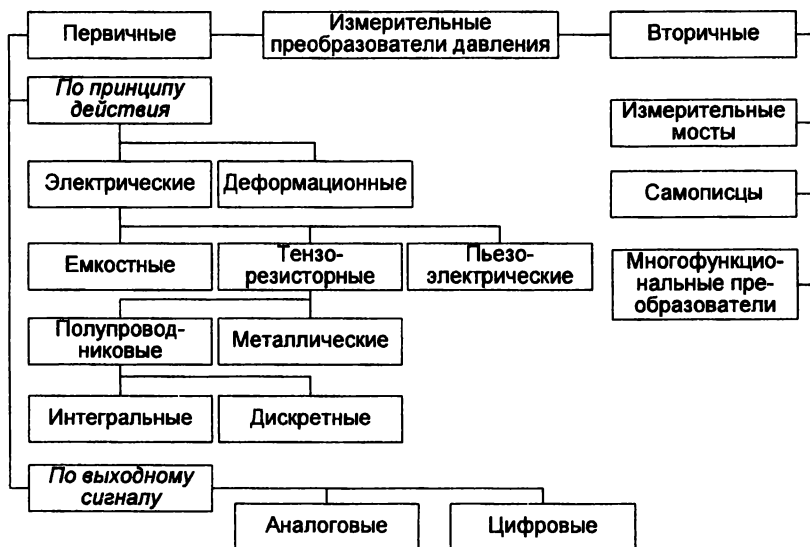


Рис. 11. Классификация преобразователей давления

Известны десятки способов преобразования давления в электрический сигнал, но только некоторые из них получили широкое применение в общепромышленных ИПД. Большинство из них имеют следующие конструктивные принципы:

1) принцип переменной электрической емкости (*емкостные*). Построен на основе емкости упругого чувствительного элемента (конденсато-

ра) с переменным зазором. Смещение или прогиб под действием прила­гаемого давления подвижного электрода (мембраны) изменяет емкость упру­гого чувствительного элемента;

2) принцип преобразования механического воздействия в электри­ческий сигнал (*пьезоэлектрические*). Основан на зависимости величины поляризованного заряда или резонансной частоты пьезокристаллов (квар­ца, турмалина и др.) от величины приложенного давления;

3) принцип изменения электрического сопротивления за счет дефор­мации проводника (*тензорезисторные*). Используется зависимость актив­ного сопротивления проводника или полупроводника от его деформации.

В последние годы создаются ИПД:

- волоконно-оптические;
- гальваномагнитные;
- объемного сжатия и др.

Более 60 % мирового рынка сегодня составляют тензо- и пьезоэлек­трические ИПД, более 90 % рынка СНГ – тензорезисторные ИПД, чувстви­тельным элементом которых является металлическая мембрана, на которой размещены тензорезисторы. Деформация (прогиб) мембраны под воздей­ствием внешнего давления приводит к локальным деформациям тензорезис­торов и изменению их сопротивления, которое измеряется электронным блоком. Тензорезисторы могут быть как металлические (проволока, фоль­га, пленка), так и полупроводниковые. Поскольку чувствительность полу­проводниковых тензорезисторов в десятки раз выше, чем металлических, преимущественное развитие получили ИПД на их основе.

Большинство промышленных ИПД российского производства требу­ет внешнего питания от источника постоянного напряжения (18–42 В). Подключение ИПД к вторичному прибору производится по 4- или 2-про­водной схеме. В основном используют выходной сигнал постоянного тока, величина которого изменяется в диапазонах 0–5 мА, 0–20 мА или 4–20 мА.

В России ИПД производятся целым рядом предприятий, наиболее крупными из которых являются:

- завод «Манометр» (Москва);
- концерн «Метран» (Челябинск);
- МО «Промприбор» (Саранск);
- АО «Пирамида» (Смоленск);
- завод «Эталон» (Волгодонск) и др.

Наиболее распространенные типы ИПД: «Сапфир», «Метран», «МИ-ДА». Буквенные индексы в обозначении означают: ДА – датчик абсолютного давления; ДИ – датчик избыточного давления; ДД – датчик дифференциального давления (дифманометр).

Выбор ИПД для конкретного применения производится по ряду параметров:

- величине измеряемого диапазона давления;
- рабочему давлению трубопровода;
- виду и величине выходного сигнала;
- пределу основной допустимой погрешности;
- пределу дополнительной температурной погрешности;
- допустимому диапазону температур измеряемой среды и условий эксплуатации прибора;
- требованиям к стабильности метрологических характеристик;
- требованиям к источнику внешнего питания;
- уровню пыли- и влагозащищенности;
- взрывобезопасности;
- стоимости и т. д.

4.6. Тепловычислители (контроллеры)

Номенклатура выпускаемых тепловычислителей и программируемых контроллеров, которые могут использоваться в качестве тепловычислителей при построении теплосчетчиков, очень широка.

Тепловычислители или контроллеры сами по себе не столь важны, интерес представляют созданные на их базе единые, составные и комбинированные теплосчетчики. При рассмотрении номенклатуры включенных в Госреестр единых и составных теплосчетчиков следует обратить внимание на следующие моменты:

- примерно половина теплосчетчиков рассчитаны на применение только в закрытых системах теплоснабжения, так как укомплектованы одним преобразователем расхода и двумя термосопротивлениями. Поэтому область их применения ограничена;

- около 40% теплосчетчиков могут проводить измерения по двум трубам и пригодны для использования в открытых системах, но для измерения расхода горячего водоснабжения требуется установка дополнительного расходомера, не входящего в состав теплосчетчика;

• около 10% составных теплосчетчиков могут производить измерения расхода по четырем трубопроводам (прямому, обратному, ГВС и трубопроводу подпитки) и позволяют измерять и регистрировать температуру и давление в прямом и обратном трубопроводах, т. е. полностью отвечают требованиям «Правил учета тепловой энергии и теплоносителя».

Таким образом, возникает необходимость создания комбинированных теплосчетчиков (для крупных котельных, тепловых пунктов и др.) на базе тепловычислителей (контроллеров) с достаточно большим количеством входных сигналов, которые используются с определенными типами преобразователей расхода или расходомеров.

Примеры комбинированных тепловычислителей:

1. Контроллер СПТ 961 (НПФ¹ «Логика», Санкт-Петербург). Количество входных сигналов от первичных преобразователей: токовых – 8; частотных или числоимпульсных – 4; количество термосопротивлений (четырёхпроводная схема) – 4; количество обслуживаемых трубопроводов – до 5.

2. Теплорегистратор «Карат» (НПП² «Уралтехнология», Екатеринбург). Количество входных сигналов от первичных преобразователей: для подключения токовых цепей или термосопротивлений – 8; для подключения частотных или числоимпульсных сигналов – 5.

3. Теплоэнергоконтроллер «Текон» (НПП «Крейт», Екатеринбург). Прибор комплектуется по заказу потребителя, в максимальной конфигурации может иметь следующее количество входных сигналов: для подключения аналоговых сигналов или термосопротивлений – до 56; числоимпульсных – до 64; частотных – до 16, количество входных сигналов не должно превышать 64; максимальное количество обслуживаемых трубопроводов – 16.

В прибор могут быть установлены платы управления нагрузкой. Большая глубина архивирования данных. Есть возможность передачи информации на верхний уровень по токовой петле и по коммутируемой телефонной линии с использованием модема и интерфейса RS – 232.

4. Универсальный контроллер «Эком-3000» (предприятие «Прософт-Е», Екатеринбург). Прибор входит в состав автоматизированной системы учета энергоресурсов, созданной по иному принципу.

Плата промышленной «Микро-PC», корзина с шиной ISA, настраиваемый под конкретную конфигурацию программный продукт, корпус, клави-

¹ Научно-производственная фирма.

² Научно-производственное предприятие.

атура и четырехстрочный знакосинтезирующий индикатор – являются той основой, дополняя которую различными блоками (аналогового или дискретного ввода или вывода), получают различную конфигурацию контроллеров.

4.7. Метрологические требования к узлам учета тепловой энергии

Метрологические требования к узлам учета тепловой энергии определяются «Правилами учета тепловой энергии и теплоносителя» [12]:

1. Теплосчетчики должны обеспечивать измерение тепловой энергии горячей воды с относительной погрешностью не более:

- 5 % при разности температур в подающем и обратном трубопроводах от 10 до 20 °С;
- 4 % при разности температур в подающем и обратном трубопроводах более 20 °С.

2. Теплосчетчики должны обеспечивать измерение тепловой энергии пара с относительной погрешностью не более:

- 5 % в диапазоне расхода пара от 10 до 30 % от номинального;
- 4 % в диапазоне расхода пара от 30 до 100 % от номинального.

3. Водосчетчики должны обеспечивать измерение массы (объема) теплоносителя с относительной погрешностью не более 2 % в диапазоне расхода воды и конденсата от 4 до 100 %.

4. Счетчики пара должны обеспечивать измерение массы теплоносителя с относительной погрешностью не более 3 % в диапазоне расхода пара от 10 до 100 % от номинального.

5. Для прибора учета, регистрирующего температуру теплоносителя, абсолютная погрешность измерения температуры (Δt , °С) не должна превышать значений, определяемых по формуле

$$\Delta t = \pm(0,6 + 0,004t),$$

где t – температура теплоносителя.

6. Приборы учета, регистрирующие давление теплоносителя, должны обеспечивать измерение давления с относительной погрешностью не более 2 %.

7. Приборы учета, регистрирующие время, должны обеспечивать измерение текущего времени с относительной погрешностью не более 0,1 %.

4.8. Процедура создания узлов коммерческого учета

Процедуры создания узлов коммерческого учета теплотенергии (УКУТ) у потребителей и поставщиков тепловой энергии несколько отличаются.

При создании УКУТ у потребителя он должен получить от поставщика тепловой энергии по письменной заявке технические условия, в которых уточняются:

- тепловая мощность;
- расход теплоносителя;
- допустимые потери давления в сети потребителя;
- температурный график;
- место установки УКУТ.

При создании УКУТ у поставщика тепловой энергии технические условия не составляются.

На основании технических условий разрабатывается техническое задание, в котором уточняются положения о технических условиях, и производится выбор оборудования УКУТ. Техническое задание при создании УКУТ на стороне потребителя согласовывается с поставщиком (энергоснабжающей организацией), а при создании на стороне поставщика – с местными органами Ростехнадзора.

При возникновении разногласий между поставщиком и потребителем по выбору приборов УКУТ окончательное решение принимается Ростехнадзором.

На основании согласованного технического задания разрабатывается рабочий проект (рабочая документация) УКУТ. Эскизного и технического проектирования не требуется. Рабочий проект согласуется с поставщиком при создании УКУТ на стороне потребителя и с Ростехнадзором при создании УКУТ у поставщика.

Допуск УКУТ в эксплуатацию после окончания пусконаладочных работ производится комиссией в составе:

- представителей поставщика, Ростехнадзора и тепловых сетей при создании УКУТ на стороне поставщика;
- представителей поставщика и потребителя при создании УКУТ на стороне потребителя.

Допуск УКУТ в эксплуатацию оформляется актом, подписываемым всеми членами комиссии. В начале каждого отопительного сезона оформляется акт повторного допуска УКУТ в эксплуатацию.

Государственный надзор за средствами измерений и измерительными системами, предназначенными для коммерческого учета тепловой энергии, осуществляется совместно Госстандартом и Ростехнадзором. Полномочия каждого из них разграничены «Соглашением о взаимодействии», в соответствии с которым Госстандарт проводит испытания средств измерений с целью утверждения типа (включения в Госреестр средств измерений РФ) с последующей выдачей сертификата об утверждении типа и проведении испытаний средств измерений на соответствие утвержденному типу, а также периодические метрологические поверки средств измерений. Ростехнадзор осуществляет работу (экспертизу) по исследованию надежности и безопасности средств измерений, а также надзор за соблюдением требований «Правил учета тепловой энергии и теплоносителя».

Глава 5. Учет природного газа

5.1. Правила учета газа. Общие положения

Учет газа организуется с целью:

- осуществления взаимных финансовых расчетов между поставщиком, газораспределительной организацией и потребителем газа;
- контроля за расходными и гидравлическими режимами систем газоснабжения;
- составления баланса приема и отпуска газа;
- контроля за рациональными и эффективным использованием газа.

В «Правилах учета газа» изложены основные организационные и технические требования к учету газа во всех сферах экономики Российской Федерации [11]. Правила предназначены для специалистов и персонала, занятых проектированием, наладкой и эксплуатацией систем газоснабжения, узлов учета, разрабатывающих средства измерений расхода газа, его количества и параметров.

Основные разделы правил:

- Термины и определения.
- Общие положения.
- Организация учета газа.

Основные термины:

Газ – природный, нефтяной (попутный) и отбензиненный сухой газы, добываемые и собираемые газонефтедобывающими организациями и вырабатываемые газонефтеперерабатывающими заводами.

Газораспределительная организация – республиканские, краевые, областные, городские межрайонные, сельские предприятия газового хозяйства, являющиеся специализированными организациями по эксплуатации газовых сетей в городах и населенных пунктах.

Потребитель газа – юридические лица, использующие газ в качестве топлива или сырья.

Расход газа – объем газа, прошедшего через поперечное сечение трубопровода за единицу времени, приведенный к стандартным условиям.

Основные положения:

1. Правила определяют требования к организации учета количества газа, контроля его параметров, а также общие технические требования к узлам учета газа.

2. Правила действуют на территории РФ и обязательны для исполнения юридическими лицами, независимо от их ведомственной подчиненности и организационно-правовых форм, а также населением при отпуске газа, проектировании газопотребляющих объектов, выполнении монтажных, ремонтных, наладочных работ на узлах учета газа, эксплуатации газоиспользующего оборудования.

3. Требование правил распространяется на поставщиков, газораспределительные организации и потребителей газа при взаимных расчетах за поставку и потребление газа, независимо от объемов его поставки и потребления.

4. Ответственность за надлежащее состояние и исправность узлов учета газа, а также за их своевременную поверку несут владельцы узлов учета в соответствии с Кодексом об административных правонарушениях РФ (ст. 90, 94, 95, 95–1).

5. Поставщик не вправе требовать от потребителя газа установки на узле учета средств измерений, не имеющих сертификатов Госстандарта России об утверждении типа.

6. Потребление газа промышленными, транспортными, сельскохозяйственными, коммунально-бытовыми и иными организациями без использования приборов учета не допускается.

7. Учет количества газа, отпускаемого поставщиком газораспределительной организации или потребителю газа, должен осуществляться по узлам учета поставщика или потребителя газа, установленным в соответствии с требованиями действующих норм и настоящих правил. Средства

измерений, входящие в комплект узлов учета газа, должны иметь сертификат Госстандарта России об утверждении типа и поверены в органах Государственной метрологической службы.

8. Учет количества газа, подаваемого газораспределительной организацией потребителю газа, должен осуществляться по узлам учета потребителя газа.

9. Учет газа должен осуществляться по единому расчетному узлу учета. Как исключение, по согласованию с поставщиком и газораспределительной организацией, допускается осуществление учета расхода газа по двум расчетным узлам учета в случае значительной удаленности газоиспользующих установок потребителей газа друг от друга.

10. На каждом узле учета с помощью средств измерений должны определяться:

- время работы узла учета;
- расход и количество газа в рабочих и нормальных условиях;
- среднечасовая и среднесуточная температура газа;
- среднечасовое и среднесуточное давление газа.

11. Измерение и учет количества газа, осуществляемые по узлам учета потребителя газа и поставщика, производятся по методикам выполнения измерений, аттестованным в установленном порядке. Определение количества газа должно проводиться для нормальных условий. По согласованию поставщика и потребителя газа определение количества газа может проводиться по приборам с автоматической коррекцией по температуре или по температуре и давлению.

12. Узел учета должен быть защищен от несанкционированного вмешательства.

13. Пределы измерений узла учета должны обеспечивать измерение расхода и количества во всем диапазоне расхода газа, причем минимальная граница измерения расхода должна определяться исходя из предельной допустимой погрешности измерений расхода.

14. Учет количества газа, реализуемого населению, производится по приборам учета газа или на основании норм расхода газа (на приготовление пищи, нагрев воды, отопление). Нормы расхода газа на одного человека и единицу отапливаемой площади, а также нормы расхода газа на содержание скота в личном подсобном хозяйстве разрабатываются и определяются газораспределительными организациями в установленном порядке.

15. Счетчики газа, используемые населением, должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений и поверены в органах Государственной метрологической службы. Монтаж и наладка этих счетчиков производятся специализированной службой, входящей в состав местной газораспределительной организации.

5.2. Метрологические требования к узлам учета газа

Учет расхода газа разделяется на коммерческий и технический (внутрипроизводственный).

Система учета расхода газа на предприятиях должна:

- обеспечивать принятое проектом качество учета и контроля: полноту, точность, достоверность и оперативность;
- способствовать максимальной эффективности учета расхода газа при рациональном сочетании различных способов учета для разных объектов;
- систематически совершенствоваться с учетом задач повышения эффективности использования энергоресурсов.

Монтаж и эксплуатация оборудования, входящего в состав узлов учета, проводятся в соответствии с требованиями госстандарта России и инструкциями изготовителей оборудования. Ответственность за надлежащее состояние и исправность узлов учета расхода газа, а также за их своевременную поверку несут владельцы узлов учета.

На узле учета должна быть предусмотрена регистрация на бумажных носителях всех измеряемых параметров газа.

Согласно требованиям п. 2.7 «Правил учета газа» узел учета должен быть защищен от несанкционированного вмешательства [11].

Пределы измерений узла учета должны обеспечивать измерение расхода и количества во всем диапазоне расхода газа, причем минимальная граница измерения расхода должна определяться исходя из предельной допустимой погрешности измерений расхода.

Приборы для учета расхода газа, согласно СНиП 2.04.08–87 «Газоснабжение», размещаются в газораспределительных пунктах или в газифицируемых помещениях. На одном газопроводе допускается установка параллельно не более двух счетчиков.

В газораспределительном пункте (ГРП) и установке (ГРУ) должны быть предусмотрены показывающие и регистрирующие приборы для изме-

рения входного и выходного давления и температуры газа. В ГРП и ГРУ, в которых не производится учет расхода газа, допускается отсутствие регистрирующего прибора для замера температуры.

Допускается не устанавливать регистрирующие приборы давления газа в ГРП, входящих в состав автоматизированной системы управления технологическим процессом, а также в ГРУ и другие ГРП в зависимости от их функционального назначения и расположения в системе газоснабжения, по согласованию с местными органами газового надзора.

В соответствии с требованиями СНиП П-35–76 в котельных должны быть установлены регистрирующие приборы для измерения давления и температуры газа в общем газопроводе котельной, расхода газа в общем газопроводе котельной (суммирующий), расход жидкого топлива в прямой и обратной магистралях (суммирующий).

Измерение и учет количества газа осуществляются по методикам выполнения измерений, аттестованным в установленном порядке.

Определение количества газа должно проводиться для стандартных условий. Согласно ГОСТ 2939–63 и ГОСТ 3900 стандартными условиями считаются температура среды $T_c = 20\text{ }^\circ\text{C}$ и давление среды $P_c = 0,101325\text{ МПа} = 760\text{ мм рт. ст.}$

Глава 6. Автоматизированные информационно-измерительные системы

6.1. Общие сведения

Аббревиатура АСКУЭ, появившаяся в обиходе энергетиков в начале 90-х гг. прошлого века, в общем случае расшифровывается как *автоматизированная система контроля и учета энергоресурсов*. АСКУЭ представляет собой информационно-измерительную систему, предназначенную для автоматического сбора, обработки, хранения и представления пользователю данных о расходе тех или иных энергоресурсов.

В настоящее время общепринятой стала аббревиатура АИИС – *автоматизированные информационные измерительные системы*, включающие как коммерческие системы (АИИС КУЭ), так и технические системы (АИИС ТУЭ).

Основные требования и нормируемые метрологические характеристики систем приведены в документах РАО «ЕЭС России» [1].

Условная классификация современных АИИС приведена на рис. 12.

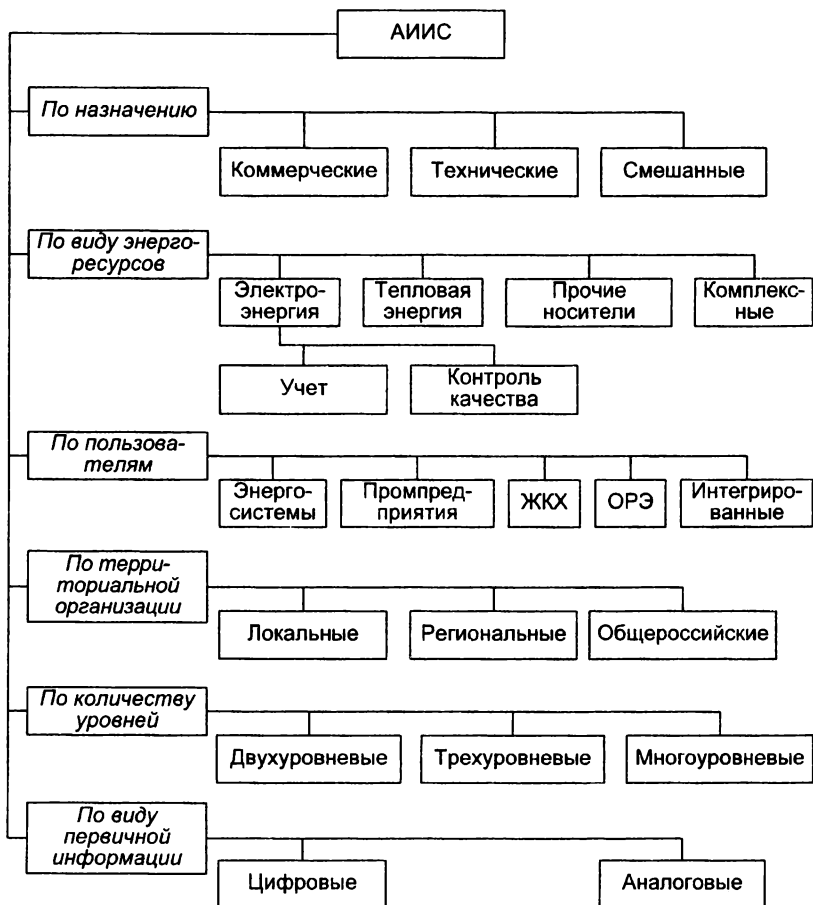


Рис. 12. Классификация АИИС:
ОРЭ – оптовый рынок электроэнергии

АИИС предприятий создаются:

- для обеспечения расчетов за энергоресурсы в соответствии с реальным объемом их поставки (потребления);

- минимизации производственных и непроизводственных затрат энергоресурсов;

- для обеспечения безопасности энергоснабжения.

Достижение этих целей возможно благодаря решению следующих задач учета и контроля их параметров:

- комплексный автоматизированный коммерческий и технический учет всех энергоресурсов в целом по предприятию и его инфра- и интра-структурам;

- контроль энергопотребления по всем энергоносителям, точкам и группам учета в заданных временных интервалах (3 мин, 30 мин, зона, смена, сутки, расчетный период и т. д.) относительно заданных лимитов и режимных и технологических ограничений;

- фиксация отклонений контролируемых величин энергоучета и их оценка с целью облегчения анализа энергопотребления;

- сигнализация отклонений контролируемых величин за пределы допустимого диапазона с целью принятия оперативных решений;

- прогнозирование значений параметров энергоучета с целью планирования энергопотребления;

- автоматическое управление энергопотреблением на основе заданных критериев и включения-отключения приоритетных схем потребителей-регуляторов;

- формирование данных для проведения взаимных финансовых расчетов с поставщиками энергоресурсов и субабонентами.

Приведенный перечень задач имеет перспективный характер, так как большинство действующих АСКУЭ промышленных предприятий в силу своих структурных и функциональных ограничений решают только часть задач.

Для достижения поставленных целей и решения указанных задач АИИС должны обеспечивать выполнение следующих функций:

- проведение измерений параметров энергоучета с требуемой точностью в реальном масштабе времени;

- формирование нормативно-справочной базы учета по каждой точке и группе (структуре) учета, тарифам, зонам, сменам и т. д.;

- сбор измерительной информации в автоматическом (по заданным периодам времени) и ручном (по запросу оператора) режимах;

- накопление данных энергоучета в базе данных с заданной временной дискретностью на требуемую глубину;

- обработка накопленных данных энергоучета. Под обработкой понимается выполнение операций по извлечению требуемой информации из базы данных, ее преобразование и представление в виде, удобном для отображения и документирования;

- отображение измерительной и расчетной информации в виде графиков, таблиц и ведомостей на мониторах автоматизированных рабочих мест пользователей;

- печатное документирование измерительной и расчетной информации в виде графиков, таблиц и ведомостей;

- сигнализация о внештатных ситуациях;

- автодиагностика аппаратных и программных средств;

- защита информации от несанкционированного доступа.

6.2. Коммерческие и технические АИИС

По назначению АИИС подразделяются на коммерческие и технические.

Коммерческие АИИС – системы, которые формируют данные, используемые в дальнейшем для производства взаимных финансовых расчетов между поставщиками и потребителями энергоресурсов.

Технические АИИС предназначены для контроля энергопотребления внутри отдельного предприятия по его подразделениям и объектам.

В связи с развитием рыночных отношений, реструктуризацией предприятий, обособлением их отдельных подразделений, возникновением самостоятельных, но связанных единой схемой энергоснабжения производств технический учет начинает приобретать черты коммерческого.

Поэтому АИИС коммерческого и технического учета могут быть выполнены как раздельно, так и в виде единой (смешанной) системы, когда часть технических средств технической АИИС ТУЭ, осуществляющая учет энергоресурсов на границах балансовой принадлежности энергохозяйства предприятия с энергоснабжающей организацией и субабонентами, образует коммерческую АИИС КУЭ.

Вследствие консервативности коммерческого учета коммерческие АИИС КУЭ создаются в соответствии с устоявшейся схемой энергоснабжения предприятия. Для них характерно относительно небольшое количество точек учета (как правило, это ввод предприятия и линии энергоснабжения субабонентов), на которых требуется установка приборов повышенной точности. Технические средства и программное обеспечение, на основе ко-

торых создаются коммерческие АИИС КУЭ, в обязательном порядке должны выбираться из числа включенных в Государственный реестр средств измерений РФ. Кроме того, технические средства системы коммерческого учета обязательно пломбируются, а параметры настройки программного обеспечения верхнего уровня защищаются от несанкционированного вмешательства системой паролей, что ограничивает возможности внесения в них и в схемы измерений каких-либо оперативных изменений со стороны персонала предприятия.

От коммерческой системы не требуется оперативного (в реальном масштабе времени) представления информации, поскольку данные коммерческого учета используются для проведения расчетов один раз после окончания расчетного периода (ежесуточно для контроля). Обязательным условием для коммерческой АИИС КУЭ является выполнение функции передачи данных об энергопотреблении предприятия в энергоснабжающую организацию.

Технический учет, в отличие от коммерческого, динамичен и постоянно развивается, отражая меняющиеся требования производства, для него характерно значительное количество точек учета по отдельным подразделениям предприятия, на которых в целях экономии средств можно устанавливать приборы пониженной точности. Технические приборы учета не пломбируются энергосбытовой организацией, что позволяет потребителю вносить в схемы измерения необходимые оперативные изменения.

Однако от технических АИИС требуется, как правило, представление информации об энергопотреблении в реальном масштабе времени, что позволяет персоналу предприятия оперативно оценивать энергопотребление предприятия в целом и его отдельных подразделений для осуществления функций управления.

На относительно небольших предприятиях целесообразно создавать комплексные технические АИИС, т. е. предназначенные для автоматизированного учета как электропотребления, так и других видов энергоносителей (тепловая энергия, газ, холодная и горячая вода, пар, сжатый воздух и т. д.)

Проведение оперативного и ретроспективного анализа данных технической АИИС и сопоставление данных с технологической схемой производства предприятия позволяют выявить «слабые места» в энергопотреблении отдельных участков и производств, определять энергетическую составляющую себестоимости продукции на отдельных этапах производства и принимать необходимые меры по ее снижению.

Таким образом, техническая АИИС является необходимым инструментом при проведении на предприятии политики рационального энергоиспользования.

Стоимость создания технических АИИС (в пересчете на одну точку учета), как правило, существенно ниже стоимости коммерческой АИИС КУЭ.

До настоящего времени в электроэнергетике России существовали два рынка электроэнергии: Федеральный оптовый рынок электроэнергии и мощности и потребительский (розничный) рынок в рамках каждого региона. В связи с принятием ряда федеральных законов, созданием НП «Администратор торговой системы»¹, разделением АО-энерго на генерирующие, сетевые и сбытовые компании началась организация свободного рынка электроэнергии.

Необходимым условием участия промышленного предприятия в оптовом рынке электроэнергии (ОРЭ) является создание на этом предприятии АИИС КУЭ (АИИС КУЭ субъекта ОРЭ). Совершенно очевидно, что по определению такая АИИС КУЭ должна быть коммерческой. Однако требования к этим АИИС КУЭ на всех стадиях их создания и функционирования значительно жестче, чем к обычным коммерческим системам. Так, предъявляются повышенные требования:

- к измерительным комплексам учета электроэнергии (измерительные трансформаторы тока и напряжения, электросчетчики и схемы их соединения);

- техническим и программным средствам;
- организации и достоверности передачи данных по каналам связи;
- хранению информации, защите ее от несанкционированного доступа;
- к порядку создания, ввода в эксплуатацию, функционирования и обслуживания.

Ужесточение указанных требований приводит к более высокой стоимости этих систем.

Поэтому при выходе на ОРЭ в качестве его субъекта целесообразно рассматривать не каждое отдельное предприятие холдинга, а холдинг в целом или его организационную структуру, ответственную за электроснабжение всех предприятий.

¹ Некоммерческое партнерство «Администратор торговой системы» оптового рынка электроэнергии.

Участие предприятия в работе сектора свободной торговли оптового рынка электроэнергии предполагает создание на предприятии в течение двух лет коммерческой АИИС КУЭ, отвечающей требованиям рынка.

В то же время принятая сегодня модель рынка предполагает для его субъектов подачу администратору торговой системы ежедневных почасовых заявок «на сутки вперед». При этом отклонение от заявленного почасового потребления может приводить к существенному увеличению цены на электроэнергию, получаемую с рынка.

Очевидно, что составление грамотных почасовых заявок будет невозможным без достаточно точного прогнозирования электропотребления отдельных подразделений в соответствии с производственной программой и использования регулирования электропотребления предприятия с помощью потребителей-регуляторов.

Таким образом, для работы предприятия в условиях ОРЭ становится необходимой не только коммерческая АИИС КУЭ предприятия как субъекта ОРЭ, но и техническая АИИС ТУЭ, позволяющая прогнозировать энергопотребление предприятия и управлять им в режиме реального времени. В противном случае все выгоды от участия в ОРЭ могут быть упущены при некорректном формировании заявок на электропотребление.

6.3. Структура и схемы построения АИИС

Схемы построения АИИС динамично меняются в связи с научно-техническим прогрессом.

Первые системы, появившиеся около 20 лет назад, были двухуровневыми: первичные измерительные преобразователи – контроллеры. При этом контроллеры в максимальной степени выполняли функции обработки, отображения и документирования данных учета (например, контроллеры типа ИИСЭ-3 имели встроенные термопечатающие устройства).

С появлением в начале 1990-х гг. надежных и сравнительно дешевых зарубежных ПЭВМ стало возможным значительную часть функций по обработке, хранению, отображению информации снять с контроллеров и передать программному обеспечению ПЭВМ. Была создана традиционная на сегодняшний день трехуровневая АИИС (рис. 13), которая обеспечивает решение качественно новых задач энергоучета, а прежние задачи позволяет решать на более высоком уровне благодаря не только большой памяти и вы-

числительным возможностям ПЭВМ, но и средствам отображения и документирования (цветной монитор, графическая печать, звуковые эффекты).

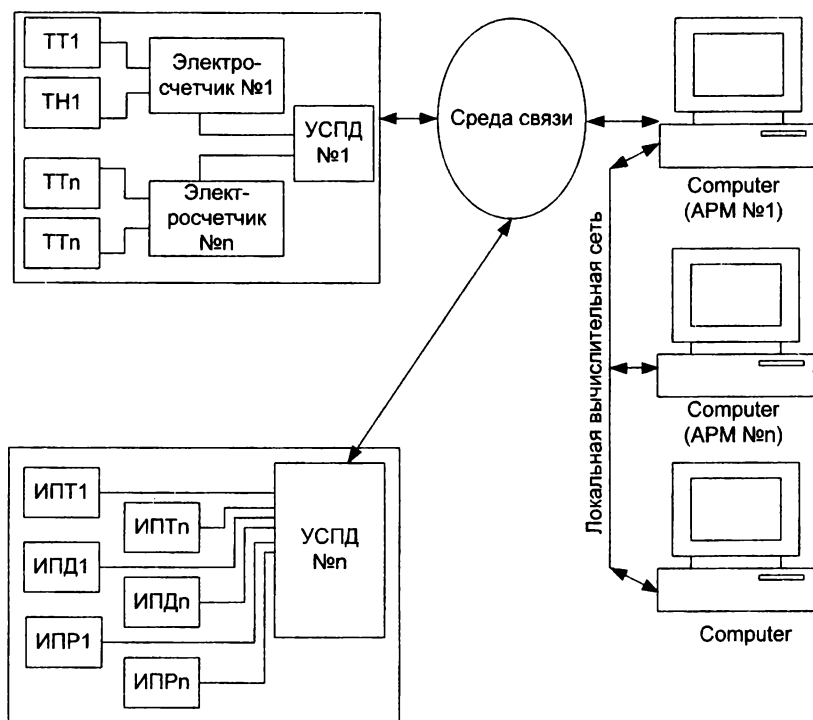


Рис. 13. Упрощенная функциональная схема трехуровневой АИИС:

ТТ – трансформатор тока; ТН – трансформатор напряжения;
 УСПД – устройство сбора и передачи данных; ИПТ – измерительный преобразователь температуры; ИПД – измерительный преобразователь давления; ИПР – измерительный преобразователь расхода; АРМ – автоматизированное рабочее место

Дальнейший прогресс в области интегральной технологии позволил перенести часть функций, выполняемых контроллерами, непосредственно на «интеллектуальные» первичные измерительные преобразователи. Для таких преобразователей трехуровневая система АИИС может быть трансформирована в двухуровневую: первичные измерительные преобразователи – ПЭВМ. Здесь сбор данных с точек учета ведется через определенную среду связи и поступает непосредственно в ПЭВМ (например, все «интеллекту-

альные» электросчетчики «ЕвроАльфа» подключаются к ПЭВМ по интерфейсу RS-485 с использованием одной четырехпроводной линии связи).

Однако такой способ организации АИИС связан с большими финансовыми затратами на приобретение дорогих «интеллектуальных» первичных измерительных преобразователей.

Современные АИИС в большинстве случаев строятся по трехуровневому принципу, при котором:

- объектами первого (низшего) уровня являются первичные измерительные преобразователи, формирующие первичную измерительную информацию в виде тех или иных электрических сигналов;
- объектами второго уровня являются контроллеры (устройства сбора и передачи данных), осуществляющие прием данных от первичных измерительных преобразователей, их первичную обработку, временное хранение и передачу на верхний уровень;
- объектами верхнего уровня является центральное вычислительное устройство (ПЭВМ) со специализированным программным обеспечением, сервер базы данных АИИС, хранящий результаты измерений, а также автоматизированные рабочие места пользователей АИИС, объединенные с сервером локальной вычислительной сетью.

В частном случае построения АИИС для учета электрической энергии в качестве первичных измерительных преобразователей выступает традиционный измерительный комплекс учета, состоящий из измерительных преобразователей тока и напряжения и электросчетчика, имеющего импульсный (телеметрический) или цифровой выход.

Обмен данными между уровнями АИИС производится по каналам связи, в качестве которых могут использоваться:

- выделенные физические линии;
- коммутируемые каналы АТС (автоматизированной телефонной станции);
- линии GSM-связи;
- высокочастотные каналы связи по линиям электропередач;
- УКВ-радиоканалы;
- оптоволоконные каналы связи.

В понятие канала связи входят не только линии связи, но и обслуживающее их оборудование (модемы, радиомодемы, аппаратура частотного уплотнения, преобразователи интерфейсов и т. д.).

Развитие телекоммуникаций и глобальной сети Интернет сделало возможным объединение отдельных локальных АИИС в интегрированные системы регионального и даже общегосударственного уровня. В качестве первых могут служить АИИС региональных энергосистем, создаваемые на базе АИИС отдельных сетевых предприятий и энергетических объектов, а в качестве второй – создаваемая в настоящее время интегрированная АИИС оптового рынка электрической энергии и мощности.

Обмен данными между первым и вторым уровнями АИИС происходит, как правило, с использованием выделенных физических линий, по которым результаты измерений первичных измерительных преобразователей передаются в виде электрических сигналов, уровень которых соответствует результатам измерений.

Обмен данными между средним и верхним уровнями АИИС осуществляется по каналам связи, которые обычно определяются конкретными условиями построения системы. При этом, как правило, используются стандартные интерфейсы передачи данных, наиболее распространенными из которых являются «токовая петля», RS-232 и RS-485. Обмен данными должен производиться на согласованных между приемником и передатчиком скоростях и в определенных форматах, которые определяются протоколами (правилами). До настоящего времени разработчики АИИС не имеют нормативных документов, регламентирующих требования к протоколам передачи данных. Поэтому довольно часто интеграция технических и программных продуктов различных разработчиков в единую систему сопряжена с дополнительными трудностями по их доработке.

Создание АИИС конкретного предприятия должно проводиться при четком определении специалистами предприятия и его руководителями тех задач, которые они ставят перед автоматизированной системой. От этого во многом зависят структура системы, выбор технических и программных средств, а в конечном итоге размер затрат на ее создание.

6.4. Экономическая эффективность АИИС

Общепринятой (единой) методики расчета экономической эффективности от внедрения собственно АИИС нет и не может быть. Необходимо понимать, что эффект достигается за счет не установки и запуска в работу дополнительной дорогостоящей техники, а разработки и внедрения орга-

низационно-технических мероприятий и управленческих решений, для которых необходимы формируемые АИИС данные.

На сегодняшний день АИИС предприятия является тем жизненно необходимым инструментом, без которого невозможно грамотно решать проблемы цивилизованных расчетов за энергоресурсы с их поставщиками, непрерывной экономии энергоресурсов и снижения доли затрат в себестоимости продукции.

Приступая к созданию АИИС на конкретном предприятии, необходимо представлять, где и как будет использоваться информация, ежедневно и ежечасно формирующаяся при ее работе. АИИС ТУЭ должны строиться на основе конкретной схемы энергоснабжения предприятия, его цехов и подразделений и их энергоемкости, поскольку структура системы, состав и количество технических средств, а следовательно, и материальные затраты на создание АИИС должны полностью соответствовать задачам конкретного производства.

Согласно общим оценкам, величина экономического эффекта от использования формируемой АИИС информации на промышленных предприятиях составляет от 10 до 30% от стоимости годового энергопотребления, а затраты на создание системы окупаются за 2–3 квартала.

Энергопотребление промышленного предприятия складывается обычно из двух составляющих: базовой и организационно-технологической (табл. 7).

Таблица 7

Составляющие энергопотребления

Базовая составляющая энергопотребления	Организационно-технологическая составляющая, в т. ч.
	<ul style="list-style-type: none">● Договорная часть● Тарифная часть● Режимно-тарифная часть● Технологическая часть● Личностная часть

Величина базовой составляющей определяется энергоемкостью установленного технологического оборудования, и ее уменьшение требует, как правило, замены устаревшего энергоемкого оборудования и технологических процессов более современными и менее энергоемкими. Это связано с привлечением крупных инвестиций на модернизацию производства.

Поэтому при создании АИИС необходимо прежде всего обратить внимание на возможность минимизации *организационно-технологической составляющей* энергопотребления, которая состоит из энергетических и финансовых потерь, уменьшение которых не требует значительных материальных затрат, но дает быстрый практический эффект. Актуальность минимизации этой составляющей остается и после сокращения базового энергопотребления в результате модернизации производства.

На большинстве промышленных предприятий организационно-технологическая составляющая состоит обычно из пяти частей (договорной, тарифной, режимно-тарифной, технологической, личностной), каждой из которых соответствует своя часть непроизводительных материальных затрат.

На договорную часть влияют расчеты за энергоресурсы не по фактическим, а по договорным и, как правило, завышенным значениям электропотребления, что приводит к финансовым потерям потребителя. Эта часть составляющей сводится к нулю при внедрении АСКУЭ коммерческого учета.

Тарифная часть обусловлена расчетами за энергоресурсы по фактическим значениям энергопотребления, но не по самому выгодному для потребителя тарифу из-за отсутствия учета, способного реализовать этот тариф. Эта часть также сводится к нулю при внедрении АСКУЭ коммерческого учета, способной отслеживать любые действующие (и перспективные) тарифы.

Режимно-тарифная часть связана с возможностью изменения временных графиков работы энергоемкого оборудования и, следовательно, с изменением графика нагрузки предприятия в течение временных зон суток (пик, полупик, ночь) при различных зонных тарифах. Эта часть существенно минимизируется при внедрении АИИС как коммерческого, так и технического учета, данные которой позволяют проводить анализ состава нагрузок и управлять энергопотреблением с использованием потребителей-регуляторов.

На технологическую часть влияют нарушения технологических режимов работы оборудования и невозможность контроля за их соблюдением. Эта часть сводится к минимуму при внедрении технической АИИС ТУЭ в цехах, на участках и энергоемких установках и при введении нормирования энергопотребления.

Личностная часть обусловлена использованием персоналом оборудования в личных целях и его безразличным отношением к энергопотерям

разных видов. Эта часть также минимизируется при введении удельных норм расхода и организации материальной заинтересованности персонала в результатах энергосбережения по данным технической АИИС ТУЭ.

Для каждого отдельного предприятия характерна своя структура организационно-технологической составляющей энергозатрат, но указанные выше пять ее составных частей в той или иной мере имеют место на каждом предприятии. Поэтому рекомендации по созданию или совершенствованию системы учета на конкретном предприятии могут быть сделаны только после проведения детального энергетического обследования.

Очевидно, что разработка состава и содержания организационно-технических мероприятий, направленных на энергосбережение на основе данных, формируемых АИИС, так же как и определение структуры АИИС и глубины охватываемого ей учета, не могут быть выполнены силами только отдела (управления) главного энергетика без участия технологических служб, планово-экономического отдела и других заинтересованных подразделений.

На каждом предприятии должна быть создана система автоматизированного учета, позволяющая фиксировать расход энергоресурсов по каждой структурной единице предприятия. Однако для создания такой АИИС требуются значительные капитальные вложения, что невозможно на сегодняшний день для большинства предприятий. В связи с этим на предприятии может осуществляться программа поэтапной реализации неразрывно связанных задач по минимизации энергозатрат и созданию АИИС как необходимого инструмента энергосбережения, позволяющего учитывать первоочередные потребности сегодняшнего дня, перспективу развития и реальные финансовые возможности.

Вопросы для самоконтроля

1. Перечислите совокупность приборов, составляющих измерительный комплекс учета электроэнергии переменного тока.
2. По каким критериям классифицируются трехфазные счетчики электрической энергии?
3. Назовите основные недостатки индукционных электросчетчиков.
4. Перечислите основные показатели качества электроэнергии.
5. Какой теплосчетчик называется составным?

6. Дайте характеристику основным способам измерения температуры.
7. По каким признакам классифицируют преобразователи давления?
8. Как классифицируются расходомеры по принципу действия?
9. Какие документы необходимы для приборов, используемых для построения узлов коммерческого учета тепловой энергии?
10. Какие параметры учета газа должны определяться на каждом узле учета с помощью средств измерений?
11. Определите назначение технической АИИС.
12. Перечислите каналы связи, которые могут использоваться в АИИС.
13. Что означает трехуровневый принцип построения АИИС?