

Комплексная автоматизация энергоучета на промышленных предприятиях и хозяйственных объектах

Аркадий Гуртовцев

В статье рассмотрены базовые понятия и сложившиеся подходы к решению вопросов энергоучета в промышленности, начиная с организации первичного приборного учета по различным энергоносителям и заканчивая обработкой данных учета на уровне ПК главного энергетика предприятия.

Энергоучет в промышленности

Промышленность Российской Федерации, несмотря на спад производства за последние годы, остается основным потребителем энергоресурсов. Доля промышленного потребления электроэнергии в отдельных регионах достигает 60-65%. С распадом плановой экономики закончилась эпоха практически неограниченных и дешевых энергоресурсов, когда их доля в себестоимости продукции составляла всего лишь несколько процентов. На сегодняшний день из-за многократного удорожания энергоресурсов их доля в себестоимости продукции для многих промышленных предприятий резко возросла и составляет 20-30%, а для наиболее энергоемких производств достигает 40 и более процентов. Вместе с удорожанием энергоресурсов как необходимое следствие наступил экономически целесообразный предел их потребления в рамках исторически сложившихся технологий для каждого отдельного предприятия. Фактор высокой стоимости энергоресурсов обусловил в последние годы кардинальное изменение отношения к организации энергоучета в промышленности и других энергоемких отраслях (транспорт и жилищно-коммунальное хозяйство).

В ушедшую эпоху дешевых энергоресурсов и безусловной монополии их поставщиков приборный учет энергоресурсов был весьма ограничен и относительно не оправдывали подчас того эффекта, который он мог обеспечить в условиях административно-командной экономики. В промышленности приборный учет и особенно его автоматизацию внедряли в первую очередь руководители крупных энергоемких производств, а также дальновидные и инициативные энергетика, стремившиеся навести порядок в своем энергохозяйстве. Большинство предприятий рассчитывались с поставщиками энергоресурсов либо на основе множества показаний отдельных приборов невысокой точности и надежности, требовавших визуального съема измерительных данных с табло приборов или лент самописцев, а зачастую и дополнительной ручной обработки этих данных («метод карандаша, калькулятора и бумаги»), либо «на глазок» - по суммарной мощности подключенных установок и расчетным нормам энергопотребления, что было весьма выгодно поставщикам энергоресурсов. Все издержки такого энергоучета для предприятий компенсировались дешевой энергоресурсов и общей пла-

новой экономикой («общим котлом»), обеспечивавшей директивный сбыт любой продукции, независимо от ее энергозатратности и стоимости.

Экономические условия «вчерашнего дня» порождали приблизительный, неточный и условный энергоучет, который очень грубо отражал реальные процессы энергопотребления. Это проявлялось, в частности, в применении примитивных тарифов по основному энергоресурсу — электроэнергии. Один из таких тарифов — одноставочный тариф для промышленных потребителей с присоединенной нагрузкой не более 750 кВА — аппроксимировал сложный реальный график электропотребления предприятия прямоугольником с одним индивидуальным параметром: мощностью, усредненной за расчетный период или период измерения (по величине расхода электроэнергии за период измерения, которую фиксировал индукционный электросчетчик, средняя мощность определялась делением этой величины на длительность периода измерения).

В начале семидесятых годов с развитием мирового энергетического кризиса, удорожанием и лимитированием энергоресурсов возникла необходимость усложнения тарифов с целью бо-

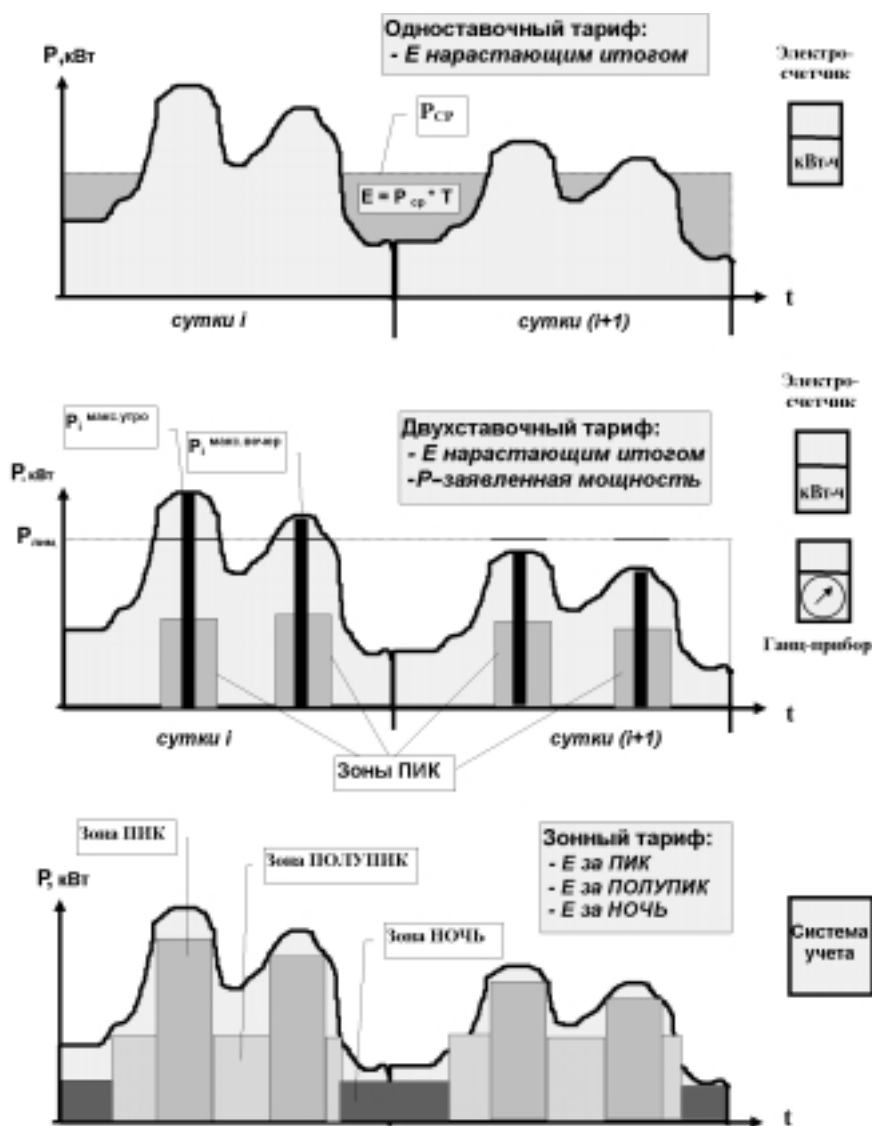


Рис. 1. Реальные процессы электропотребления (E) и тарифные системы

более точного отслеживания графика нагрузки как отдельного предприятия, так и энергосистемы в целом. Это привело в рамках СССР к появлению для крупных потребителей с присоединенной нагрузкой более 750 кВА двухставочного тарифа, который аппроксимировал кривую электропотребления уже двумя параметрами: потребленной электроэнергией и заявленной (для часов пика энергосистемы) мощностью (рис. 1).

В целом для приборного учета «вчерашнего дня» характерны:

- а) грубая аппроксимация реального процесса энергопотребления, выражающаяся в фиксации только итоговых накопленных результатов измерения за расчетный период,
- б) неполнота и фрагментарность энергоучета (учет только на границе раздела с поставщиком энергоресурсов, а также учет не всех энергоносителей

и не в полной мере по каждому энергоносителю),

- в) низкая точность и достоверность учета, обусловленная как устаревшими методами и средствами измерения, так и человеческим фактором визуального съема показаний приборов («ошибка списывания показаний»),
- г) анахронизм учета, вызванный неодновременным характером съема показаний множества территориально разнесенных приборов учета, суммарно учитывающих один вид энергоносителя,
- д) малая информативность и трудоемкость энергоучета в силу ручного характера сбора и обработки измерительных данных.

Энергоучет «вчерашнего дня» не может устроить сегодня промышленные предприятия. Потребители начинают осознавать, что в их интересах необходимо рассчитывать с поставщиком энергоресурсов не по каким-то условным нормам, договорным величинам или устаревшим и неточным приборам,

а на основе современного и высокоточного приборного учета. Промышленные предприятия пытаются как-то реорганизовать свой энергоучет «вчерашнего дня», сделав его адекватным требованиям дня сегодняшнего. Под давлением рынка потребители приходят к пониманию той простой истины, что первым шагом в экономии энергоресурсов и снижении финансовых потерь является точный учет.

Современная цивилизованная торговля энергоресурсами основана на использовании автоматизированного приборного энергоучета, сводящего к минимуму участие человека на этапе измерения, сбора и обработки данных и обеспечивающего достоверный, точный, оперативный и гибкий, адаптируемый к различным тарифным системам учет как со стороны поставщика энергоресурсов, так и со стороны потребителя. С этой целью как поставщики, так и потребители создают на своих объектах автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов—АСКУЭ (рис. 2). При наличии современной АСКУЭ промышленное предприятие полностью контролирует весь свой процесс энергопотребления и имеет возможность по согласованию с поставщиками энергоресурсов гибко переходить к разным тарифным системам, минимизируя свои энергозатраты.

Следует отметить, что развитие тарифных систем, гармонизирующих противоречивые интересы поставщика и потребителя энергоресурсов, соответствует мировой практике.

Сегодняшний день промышленных предприятий в области энергоучета связан с внедрением современных АСКУЭ. На ряде предприятий АСКУЭ функционируют уже не один год, на других предприятиях начинается их внедрение, а руководители третьих только размышляют, надо ли им это. Ход развития мировой энергетики и промышленности показывает, что альтернативы принципу «все надо учитывать и за все надо платить» нет. И если сегодня кому-то еще удастся бесконтрольно пользоваться чужими энергоресурсами, то завтра это станет попросту невозможно, и преимущества будут у того, у кого все процессы энергопотребления будут уже под полным контролем.

Понятие АСКУЭ

Решение проблем энергоучета на предприятии требует создания автоматизированных систем контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ), которые в общем случае содержат три уровня (рис. 3):

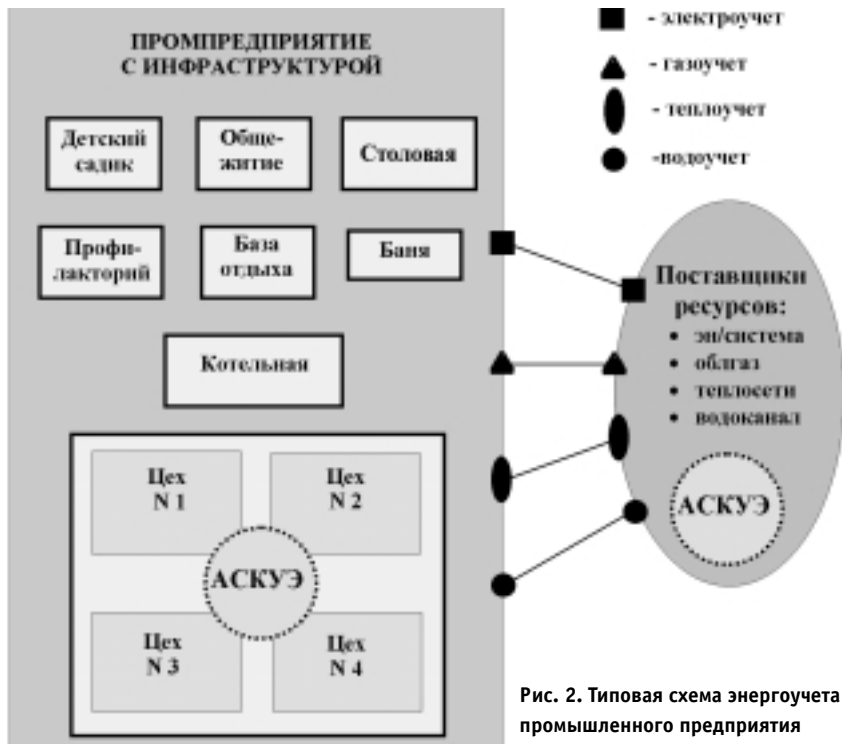


Рис. 2. Типовая схема энергоучета промышленного предприятия

- а) нижний уровень — первичные измерительные преобразователи (ПИП) с телеметрическими выходами, осуществляющие непрерывно или с минимальным интервалом усреднения измерение параметров энергоучета потребителей (расход, мощность, давление, температуру, количество энергоносителя, количество теплоты с энергоносителем) по точкам учета (фидер, труба);
- б) средний уровень — контроллеры (специализированные измерительные системы или многофункциональные программируемые преобразователи) со встроенным программным обеспечением энергоучета, осуществляющие в заданном цикле интервала усреднения круглосуточный сбор измерительных данных с территориально распределенных ПИП, накопление, обработку и передачу этих данных на верхний уровень;
- в) верхний уровень — персональный компьютер (ПК) со специализированным программным обеспечением АСКУЭ, осуществляющий сбор информации с контроллера (или группы контроллеров) среднего уровня, итоговую обработку этой информации как по точкам учета, так и по их группам — по подразделениям и объектам предприятия, отображение и документирование данных учета в виде, удобном для анализа и принятия решений (управления) оперативным персоналом службы главного энергетика и руководством предприятия.

Нижний уровень АСКУЭ связан со средним уровнем измерительными каналами, в которые, вообще говоря, входят все измерительные средства и линии связи от точки учета до контроллера, включая его входные цепи (иногда упрощенно под измерительными каналами подразумевают их часть — цепи передачи данных от ПИП до контроллера). Так, например, для электроучета под измерительным каналом подразумевается цепочка от питающего фидера, проходящая через измерительные трансформаторы тока и напряжения, электросчет-

чик с телеметрическим выходом и двухпроводная линия связи до контроллера.

Средний уровень АСКУЭ связан с верхним уровнем каналом связи, в качестве которого могут использоваться физические проводные линии связи, выделенные или коммутируемые телефонные каналы, радиоканалы (в содержание понятия канала связи входят не только линии связи, но и оборудование связи, обслуживающее эти линии; иногда совокупность каналов связи называют средой связи). Передача данных по этим каналам осуществляется, как правило, по стандартным интерфейсам (интерфейсы типа RS-232, RS-485, ИРПС и т.п.) и определенным стандартным (например М-bus) или оригинальным (протоколы систем ИИСЭ4, СЭМ-1 и т.п.) протоколам обмена.

Понятие АСКУЭ является динамичным понятием, меняющим свое содержание в зависимости от экономического и технического прогресса. С появлением на рынке в начале 90-х годов надежных и сравнительно дешевых зарубежных ПК стало возможным значительную часть функций АСКУЭ снять с контроллеров и передать программному обеспечению ПК, что привело к рождению рассмотренной трехуровневой структуры АСКУЭ. Такая структура позволяет решать качественно новые задачи энергоучета, а решение прежних задач ставит на несравнимо более высокий уровень, что обеспечивается как колоссальной памятью и вычислительными возможностями ПК, так и их средствами отображения и документирования (цветной монитор, графическая печать, звуковые эффекты).



Рис. 3. Обобщенная структурная схема трехуровневой АСКУЭ

Дальнейший прогресс в области интегральной технологии позволил функции контроллеров по учету энергоресурсов встраивать непосредственно в первичные преобразователи, получая таким образом «интеллектуальные ПИП». Для этих преобразователей трехуровневая схема АСКУЭ может быть трансформирована в

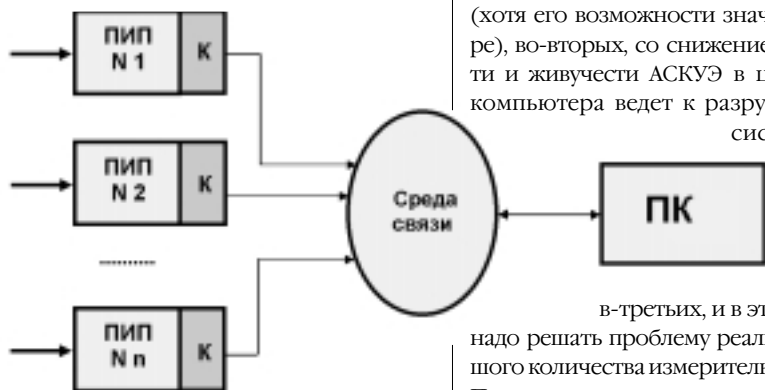


Рис. 4а. Вариант обобщенной структурной схемы АСКУЭ: двухуровневая схема с контроллерными функциями обработки, встроенными в первичные преобразователи



Рис. 4б. Вариант обобщенной структурной схемы АСКУЭ: двухуровневая схема с контроллерными функциями сбора, встроенными в ПК

двухуровневую структуру «ПИП-ПК» (рис. 4а), в которой сбор данных с точек учета ведется через определенную среду связи непосредственно на ПК (например, все «интеллектуальные» электросчетчики подключаются к компьютеру через коммутируемую телефонную среду). Указанный принцип построения АСКУЭ связан с большими финансовыми затратами на достаточно дорогие «интеллектуальные» ПИП и требует, кроме того, наличия большого количества каналов связи (на каждый ПИП по каналу), что в ряде случаев невыполнимо.

Другой крайний случай вырождения трехуровневой структуры АСКУЭ в двухуровневую с обычными «неинтеллектуальными» ПИП связан с перенесением контроллерных функций сбора данных в ПК (рис. 4б). В этом случае компьютер до-

укомплектовывается специальными модулями сбора данных и в круглосуточном режиме аналогично контроллеру реализует все функции АСКУЭ (примером такой системы является КТС «ЭНЕРГИЯ»). Недостаток такого подхода связан, во-первых, с монопольным использованием компьютера только для задач энергоучета (хотя его возможности значительно шире), во-вторых, со снижением надежности и живучести АСКУЭ в целом (отказ компьютера ведет к разрушению всей системы сбора и потере всех текущих измерительных данных), в-третьих, и в этой структуре надо решать проблему реализации большого количества измерительных каналов. Поэтому в ряде систем используются упрощенные контроллеры — концентраторы, или устройства сбора данных (УСД), которые позволяют мультиплексировать измерительные каналы, т. е. одновременно собирать данные с группы ПИП и передавать их на следующий уровень по одной двухпроводной линии, но с временным разделением каналов.

Коммерческие и технические АСКУЭ

По назначению АСКУЭ предприятия подразделяют на системы коммерческого и технического учета. Коммерческим, или расчетным учетом называют учет выработанной и отпущенной потребителю (предприятию) энергии для денежного расчета за нее (соответственно приборы для коммерческого учета называют коммерческими, или расчетными). Техническим, или контрольным учетом называют учет для контроля процесса энергопотребления внутри предприятия по его подразделениям и объектам (соответственно используются приборы технического учета). С развитием рыночных отношений, реструктуризацией предприятий, хозяйственным обособлением отдельных подразделений предприятий и появлением коммерчески самостоятельных, но связанных общей схемой энергоснабжения производственных подразделений технический учет, помимо чисто контрольной функции, приобретает черты и расчетного учета.

Системы АСКУЭ коммерческого и технического учета могут быть реализованы как отдельные системы (рис. 5) или как единая (смешанная) система. До недавнего времени в реализации систем АСКУЭ на предприятиях преобладал второй подход, но появление новой техники сделало предпочтительным создание отдельных систем (раздельных, по крайней мере, на среднем уровне

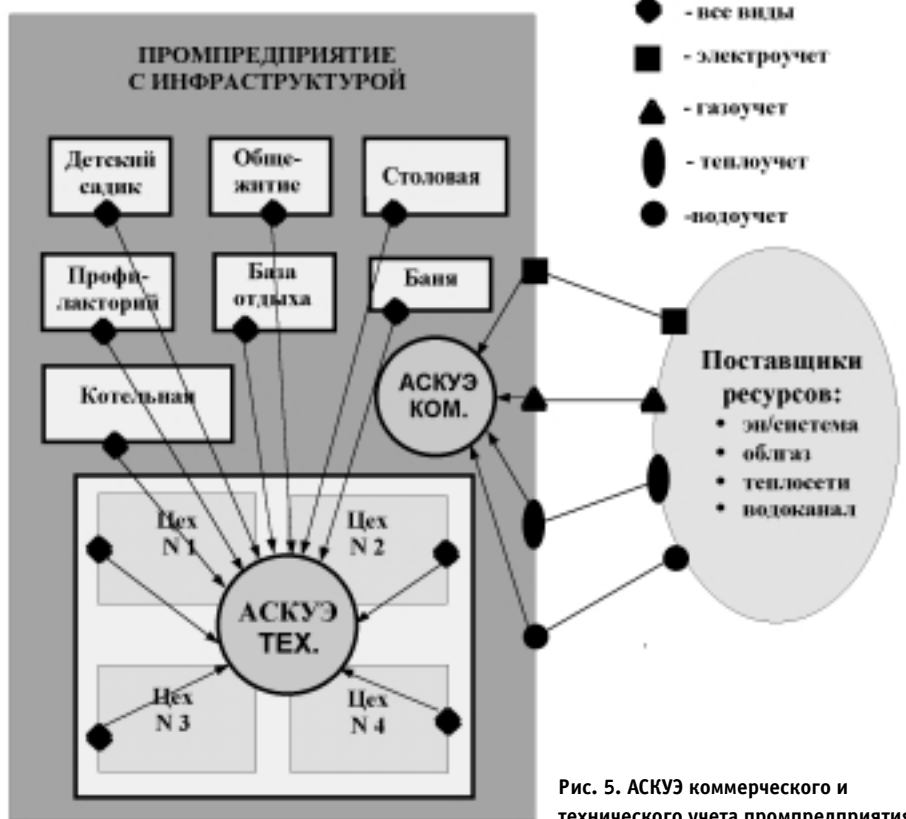


Рис. 5. АСКУЭ коммерческого и технического учета промпредприятия

АСКУЭ). Этому способствовала и сама специфика этих двух видов учета. Коммерческий учет консервативен, имеет устоявшуюся схему энергоснабжения, для него характерно наличие небольшого количества точек учета, по которым требуется установка приборов повышенной точности, а сами средства учета нижнего и среднего уровня АСКУЭ должны выбираться из государственного реестра измерительных средств. Кроме того, системы коммерческого учета в обязательном порядке пломбируются, что ограничивает возможность внесения в них каких-либо оперативных изменений со стороны персонала предприятия. Технический учет, наоборот, динамичен и постоянно развивается, отражая меняющиеся требования производства; для него характерно большое количество точек учета по разным видам энергоресурсов, по которым можно устанавливать в целях экономии средств приборы пониженной точности, причем выбор этих приборов не обязательно должен делаться из госреестра. Отсутствие пломбирования приборов энергосбытовой организацией позволяет службе главного энергетика предприятия оперативно вносить изменения в исходные данные установленных приборов в соответствии с текущими изменениями в схеме энергоснабжения предприятия.

Централизованные и децентрализованные АСКУЭ

По принципу реализации и доступа к информации АСКУЭ как коммерческого, так и технического учета можно подразделить на централизованные и децентрализованные.

Структура централизованной системы совпадает с обобщенной трехуровневой схемой АСКУЭ (рис. 3). В такой системе сбор данных с удаленных ПИП, территориально распределенных по подразделениям и объектам предприятия, осуществляется непосредственно или через УСД на многоканальный контроллер, а с него далее на ПК. Такая структура АСКУЭ гарантирует получение в реальном масштабе времени полной и точной информации по энергопотреблению всех подразделений и объектов предприятия для уровня главного энергетика и руководства предприятия, но ограничивает оперативный доступ к этой информации со стороны энергетиков и руководителей подразделений, отдельных удаленных хозяйственных объектов предприятия и его субабонентов, что снижает эффективность АСКУЭ в плане экономии энергоресурсов. Для централизованной систе-

мы организация оперативной обратной связи с различными объектами по энергоучету требует построения либо развитой глобальной компьютерной сети инфраструктуры предприятия, либо использования сети дистанционно управляемых табло, подключенных к ПК главного энергетика. Оба эти пути на сегодняшний день для большинства предприятий маловероятны в силу их дороговизны.

Альтернативой централизованной системе является децентрализованная АСКУЭ (рис. 6). Такая система строится на базе недорогих малоканальных контроллеров учета со встроенным табло и клавиатурой, которые устанавливаются непосредственно на контролируемых объектах и через среду связи подключаются к удаленной ПК главного энергетика предприятия. Такая АСКУЭ обеспечивает в реальном масштабе времени доступ к информации энергоучета всем заинтересованным лицам. Децентрализованные АСКУЭ позволяют приблизить машинный интеллект к месту потребления энергоресурсов и благодаря этому оперативно и эффективно ре-

шать на местах задачи их учета, контроля и экономии. Децентрализованная структура АСКУЭ позволяет красиво, без противоречий объединить в рамках единой АСКУЭ функции коммерческого и технического учетов: одна или несколько малоканальных систем выделяются для решения задач коммерческого учета (и соответственно пломбируются энергоконтролирующими организациями), а остальные системы решают задачи технического учета (аналогичное объединение функций в рамках единой централизованной системы вызывает много проблем). Наконец, децентрализованная АСКУЭ, использующая системы учета с дополнительными функциями управления, позволяет реализовать автоматическое управление нагрузкой (потребителями-регуляторами) непосредственно на местах установки систем (для производств с высокой технологической дисциплиной).

Интерфейсы измерительных каналов АСКУЭ

В типовой трехуровневой структуре АСКУЭ промпредприятия нижний уро-

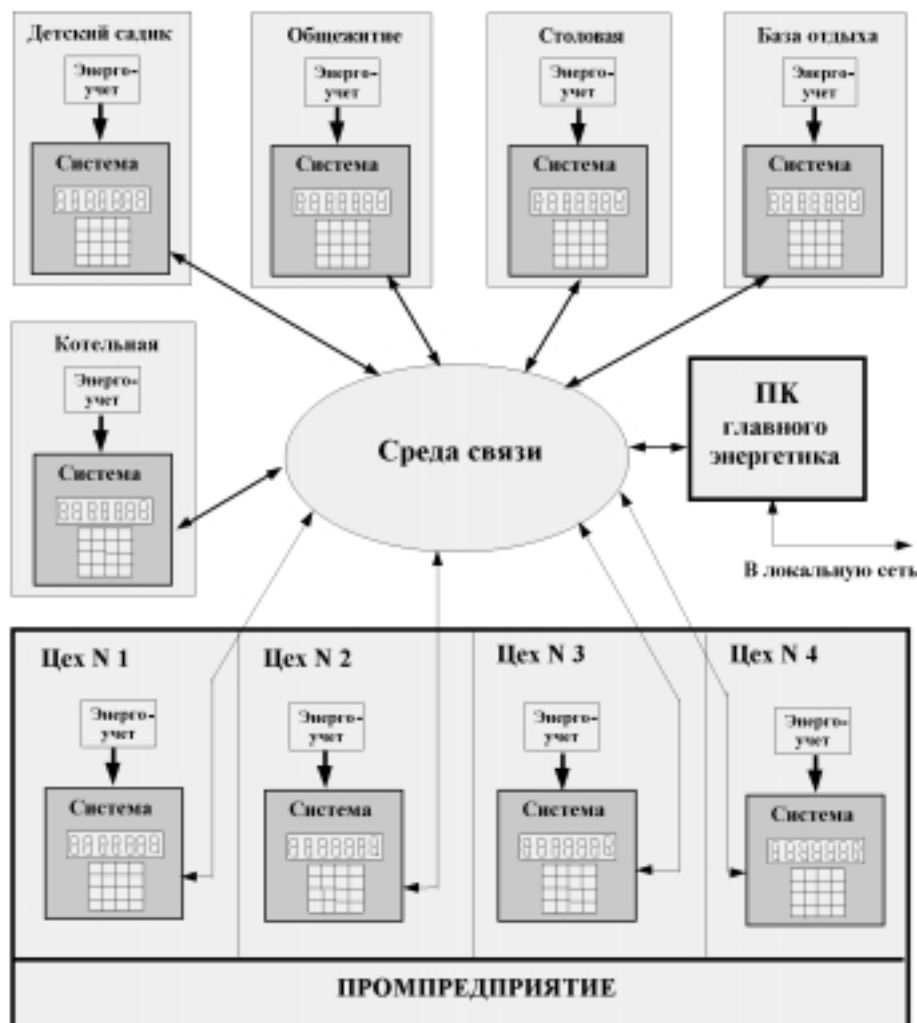


Рис. 6. Децентрализованная АСКУЭ промпредприятия

вень (уровень первичных измерительных преобразователей ПИП) связан со средним уровнем (уровнем контроллеров, или уровнем вторичных измерительных преобразователей ВИП) измерительными каналами. К этим каналам относятся первичные преобразователи и линии связи, подключенные с одной стороны к выходам ПИП, а с другой стороны — ко входным цепям вторичных преобразователей. Большинство существующих ПИП измерения различных видов энергоносителей и их параметров имеет токовые аналоговые и/или токовые дискретные выходы (например термопары, термосопротивления). Типичные схемы интерфейсов измерительных каналов представлены на рис. 7.

ПИП с токовым аналоговым выходом имеет встроенный источник тока — генератор тока с некоторым внутренним сопротивлением $R_{вн}$, который управляется функцией $f(x)$ измерения параметра x энергоносителя (рис. 7а). Ток $i = f(x)$ поступает в линию связи и на входном нагрузочном резисторе $R_{н}$ вторичного преобразователя создает соответствующее падение напряжения, которое далее преобразуется в цифровое значение измеряемого параметра x . ПИП данного вида имеют, как правило, унифицированные выходные сигналы постоянного тока в диапазонах $\{0 - 5\}$, $\{0 - 20\}$ или $\{4 - 20\}$ мА (току $i = 0$ или $i = 4$ мА соответствует некоторое минимальное значение измеряемого параметра x , а току $i = i_{\max}$ из $\{5 - 20\}$ мА — максимальное значение этого параметра). Максимально допустимая длина линии связи между ПИП и ВИП зависит от величины внутреннего сопротивления $R_{вн}$ ПИП, активного сопротивления $R_{л}$ линии связи, входного сопротивления $R_{н}$ ВИП, ожидаемого уровня помех и обычно не превышает несколько десятков метров.

ПИП с дискретным выходным сигналом имеют, как правило, гальванически развязанный выход с открытым коллектором транзистора или релейным «сухим» контактом, питание которого производится со стороны источника тока, встроенного в ВИП (рис. 7б). При этом величина тока в линии связи имеет значение i_{\min} или i_{\max} , в зависимости от того, закрыт или

открыт выход ПИП, что определяется дискретным характером процесса измерения преобразователем параметра x энергоносителя. Последовательность «замыканий — размыканий» выходной цепи ПИП порождает на входе ВИП последовательность токовых двоичных импульсов («0», «1») определенной частоты и длительности, которая используется для цифрового представления измеряемого параметра x . Как правило, ток в линии связи не превышает 10–20 мА. Максимально допустимая длина линии связи зависит от величины тока ВИП, активного сопротивления линии и может достигать до 3 км.

Из рассмотренного следует, что выбор типов вторичных преобразователей (контроллеров, систем) в АСКУЭ, а также территориально-распределенная структура АСКУЭ (удаленность точек учета первого уровня от второго уровня АСКУЭ) во многом зависят от выходных интерфейсов используемых первичных преобразователей. Этот фактор является системным, и его необходимо учитывать как при разработке АСКУЭ, так и при закупке конкретного оборудования для развития существующей АСКУЭ предприятия.

Интерфейсы каналов связи АСКУЭ

Каналы связи в трехуровневой структуре АСКУЭ промпредприятия связывают средний уровень АСКУЭ (уровень вторичных измерительных преобразователей ВИП, или контроллеров, систем) с верхним — уровнем ПК. Большинство преобразователей и ПК имеют

типичные интерфейсы, рассматриваемые далее.

Интерфейс с токовой петлей (CL) относится к классу универсальных двухточечных радиальных интерфейсов удаленного последовательного доступа к системам (рис. 8). Этот интерфейс широко применяется в промышленном оборудовании, так как позволяет осуществить связь по физическим линиям на дальние расстояния (до 3 км) без использования аппаратуры передачи данных (модемов).

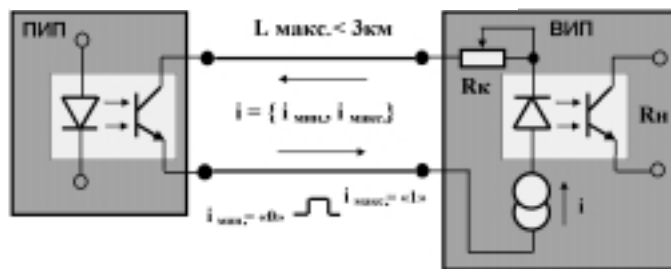
Интерфейс CL представляет собой двухпроводную линию, образующую токовую петлю с дискретно переключаемым источником тока и приемником (рис. 8а). Последовательные данные от источника к приемнику передаются побитно и побайтно асинхронным способом сигналами постоянного тока $i = 20$ мА (иногда используются сигналы 10, 40 или 80 мА). Ток, превышающий 17 мА, представляет логическую «1» (маркер), а ток, меньший чем 2 мА, — логический «0» (пробел). Одно из взаимодействующих устройств должно быть активным и служить источником тока, а другое — пассивным (приемником). Интерфейс CL имеет, как правило, протяженную линию передачи, которая подвержена влиянию внешних помех и перенапряжений. Поэтому схемы передатчика и приемника линии могут быть гальванически развязаны за счет использования оптронов и изолированных источников питания (аналогичное решение приведено на рис. 7б). Максимальная скорость передачи сигналов по токовой петле — 9600 бит/с при длине

линии связи до 300 м. Снижая скорость передачи, можно почти пропорционально увеличивать длину линии: на скорости 1200 бит/с длина линии увеличивается до 2000 м. Токовая петля используется обычно для сопряжения одного передатчика и одного приемника, но, в принципе, она может обслуживать и несколько последовательно соединенных пассивных приемников.

Токовая петля позволяет передавать данные по двухпроводной линии в одном направлении (симплексная связь): от передатчика к приемнику. Для дуплексной связи (одновременной передачи в двух противоположных направлениях) используется четырехпроводная линия (рис. 8б). Такой принцип используется в интерфейсе ИРПС. Интерфейс



а) схема подключения датчика с токовым выходом



б) схема подключения датчика с числоимпульсным выходом

Рис. 7. Типичные интерфейсы первичных измерительных преобразователей ПИП (датчиков) со вторичными измерительными преобразователями ВИП (контроллерами)

содержит цепь 1 «Передаваемые данные» (Пд+/Пд-) и цепь 2 «Принимаемые данные» (Пр+/Пр-). Этот интерфейс гарантирует передачу сигналов со скоростью 9600 бит/с на расстояние до 500 м (на больших расстояниях пропорционально снижается скорость), но не регламентирует типы применяемых кабелей и разъемов.

Другой тип массового, наиболее широко используемого интерфейса — интерфейс стандарта Ассоциации электронной промышленности США (EIA) RS-232C (европейский аналог — стандарт ССИТТ V.24). Этот тип интерфейса применим для синхронной и асинхронной связи между устройствами в симплексном, полудуплексном и дуплексном режимах. Стандарт регламентирует состав, назначение и обозначение линий (цепей) интерфейса, их нумерацию, электрические характеристики, обозначения и уровни сигналов интерфейса, скорости передачи данных и тип используемых разъемов.

В зависимости от условий конкретного применения используется различное число линий интерфейса. Так, для асинхронного обмена через модем требуются 8 цепей, а для аналоговой связи по физическим линиям — только три цепи: данные передатчика T*D, данные приемника R*D и сигнальная земля GND — рис. 9. Соединения по интерфейсу RS-232C реализуются через стандартные 9- или 25-контактные разъемы типа DB9 или DB25.

Скорость передачи данных по интерфейсу RS-232C составляет от 50 до 19200 бит/с, а максимальная длина линий связи при максимальной скорости не превышает 16 м. На практике это расстояние может быть существенно увеличено при снижении скорости передачи и использовании экранированного кабеля с малой собственной емкостью (при скорости 1200 бит/с максимальная длина неэкранированного кабеля достигает 900 м). Типичный формат асинхронной передачи данных по интерфейсу представлен на рис. 9б (аналогичный формат используется и для интерфейса ИРПС). Передаваемый байт данных оформляется стартовым битом, битом паритета и стоповым битом. Любое сообщение, передаваемое по интерфейсу асинхронным спосо-

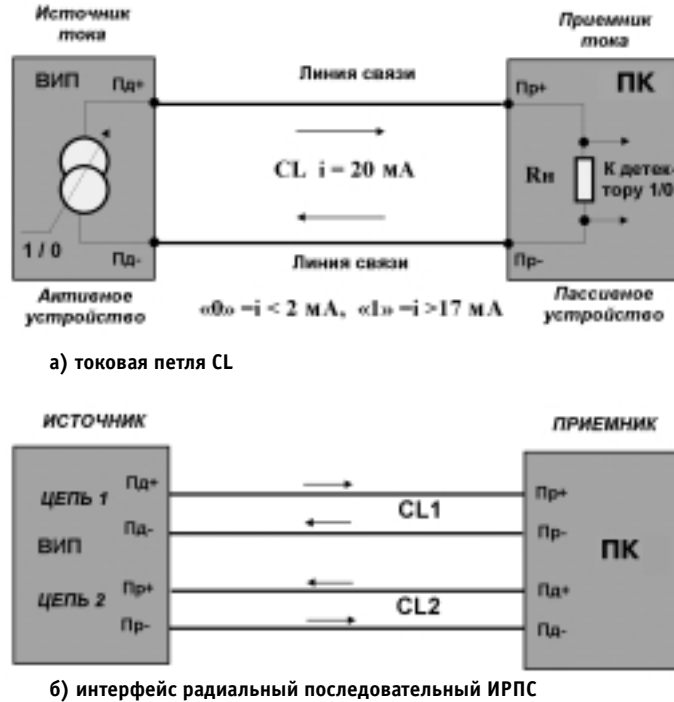


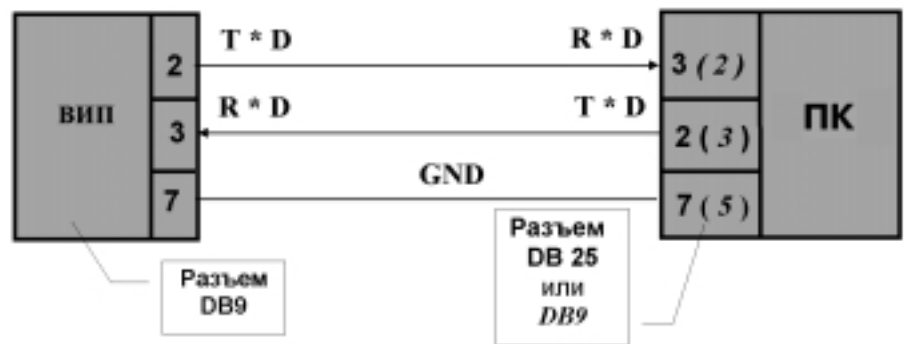
Рис. 8. Токовые интерфейсы вторичных измерительных преобразователей (контроллеров) с ПК

бом, представляет совокупность байтов данных, оформленных указанным образом.

Позднее были разработаны новые стандарты, позволившие улучшить согласование линий, увеличить расстояние и скорость передачи данных, реализовать более сложную структуру соединений приборов. Стандарт RS-422A ориентирован на использование дифференциальной сбалансированной линии

передачи с импедансом 50 Ом, что повышает помехоустойчивость интерфейса, длину линии связи и скорость передачи (10 Мбит/с при длине кабеля до 13 м и 100 кбит/с при длине 1300 м). Кроме того, этот стандарт допускает подключение к одному передающему устройству до 10 приемников. Более поздний стандарт RS-485A, являющийся усовершенствованием RS-422A, ориентирован при тех же скоростных характеристиках на совместную работу до 32 источников и 32 приемников данных. Последние два стандарта позволяют объединять приборы в разветвленные сетевые структуры и поэтому в последние годы они все чаще реализуются в различных приборах, в том числе и в приборах учета энергоресурсов.

Рассмотренные интерфейсы каналов связи дают возможность строить различные территориально-распределенные и децентрализованные АСКУЭ промпредприятий (рис. 10). Трехпроводной интерфейс RS-232C позволяет самым простым способом подключать к порту ПК удаленную (до 900 м) систему учета. При необходимости подключить к компьютеру несколько систем в ПК встраивается стандартный мультиплексор RS-232C на трех-



а) структура интерфейса RS-232C для асинхронной связи по физическим линиям



б) битовая структура передаваемого байта при асинхронной связи

Рис. 9. Интерфейс RS-232C

буемое количество каналов (4, 8 или 16). Необходимо заметить, что для защиты оборудования от перенапряжений в линиях связи (особенно при грозовых разрядах) надо применять сетевые фильтры передачи данных СФПД. Структуры АСКУЭ, использующие внутризаводские или городские телефонные линии, также работают с интерфейсом RS-232С, к которому в этом случае подключаются модемы как со стороны систем, так и со стороны ПК (рис. 10б). К такой сети можно подсоединять неограниченное количество систем при условии, что время сбора данных не лимитируется.

Другой тип сети с удаленным (до 3 км) подключением системы к компьютеру использует четырехпроводной интерфейс ИРПС (рис. 10в). Для подключения к ПК нескольких систем по такому интерфейсу используется соответствующий мультиплексор ИРПС, встраиваемый в компьютер. Современный интерфейс RS-485 позволяет строить разветвленные децентрализованные АСКУЭ по многоточечной схеме (с удалением систем до 1200 м от ПК) с минимальными затратами кабеля (используются двухпроводные линии связи — рис. 10г).

Задачи систем контроля и учета

Структуры АСКУЭ предназначены для решения следующих задач:

- комплексный автоматизированный коммерческий и технический учет электроэнергии и энергоносителей (питьевая, техническая и теплофикационная вода, пар, сжатый воздух, природный и технические газы, нефтепродукты) по предприятию, его инфра- (котельная и объекты жилкомбыта) и интра-структурам (цеха, подразделения, субабоненты) по действующим тарифным системам по всем параметрам энергоучета (для электроэнергии — по расходу и мощности, для энергоносителей — по количеству и расходу среды, по ко-

личеству и расходу тепла со средой, по давлению и температуре среды энергоносителя) с целью производства внешних и внутренних расчетов по энергоресурсам и обеспечения их рационального расхода;

- контроль энергопотребления по всем энергоносителям, точкам и структурам учета в заданных временных интервалах (3, 30 минут, зоны, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов, режимных и технологических ограничений мощности, расхода, давления и температуры с целью экономии энергоресурсов и обеспечения безопасности энергоснабжения;
- фиксация отклонений контролируемых величин энергоучета и их оценка в абсолютных и относительных единицах с целью облегчения анализа энергопотребления;
- сигнализация (цветом, звуком, распечаткой) отклонений контролируемых величин сверх допустимого диа-

пазона значений с целью принятия оперативных решений;

- прогнозирование (кратко-, средне- и долгосрочное) значений величин энергоучета с целью планирования энергопотребления;
- автоматическое управление энергопотреблением на основе заданных критериев и приоритетных схем включения/отключения потребителей-регуляторов с целью экономии ручного труда и обеспечения качества управления;
- обеспечение внутреннего хозрасчета по энергоресурсам между цехами и подразделениями завода с целью экономии энергоресурсов и их рационального расходования на рабочих местах;
- точный расчет с субабонентами предприятия по энергопотреблению с целью справедливого распределения энергозатрат.

Приведенный перечень задач АСКУЭ имеет перспективный характер, так как большинство действующих АСКУЭ промышленных предприятий в силу своих структурных и функциональных ограничений решают только часть рассмотренных задач (как правило, первые три). Эффективное решение всего комплекса задач и, в частности, задач управления и внутреннего хозрасчета, возможно только в рамках децентрализованных АСКУЭ (большинство же действующих АСКУЭ построено по централизованной схеме). Поэтому в дальнейшем рассматриваются только децентрализованные АСКУЭ.

Функции АСКУЭ

Для решения указанных задач и достижения соответствующих целей энергоучета программно-аппаратные средства децентрализованной АСКУЭ должны обеспечивать выполнение ряда функций как на среднем уровне АСКУЭ (уровне систем), так и на верхнем уровне (уровне ПК). Функции систем среднего уровня, как правило, жестко запрограммированы в заводских условиях и не подлежат изменению в процессе эксплуатации. Эти функции выражаются в перечне штатных параметров энергоучета, которые при всей их предопределенности действующими правилами энергоучета все же специфичны для системы каждого типа и зависят от опыта,

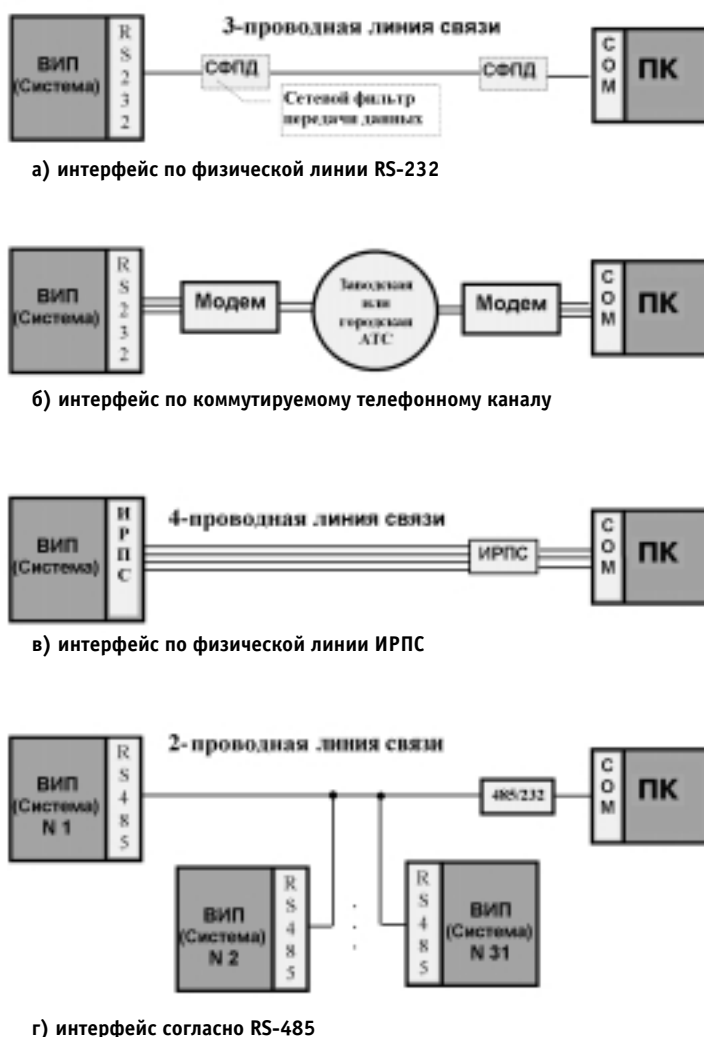


Рис. 10. Структуры АСКУЭ с учетом применяемых интерфейсов

равления нагрузками-регуляторами. До тех же пор, пока в технологии производства преобладает человек со своими случайными волевыми решениями, АСКУЭ сохранится как автоматизированная система, позволяющая, в первую очередь, выявлять все потери энергоресурсов, связанные с неэффективным человеческим участием в процессе энергопотребления.

Уровень энергопотребления предприятия определяется, с одной стороны, энергоемкостью установленного технологического оборудования, а с другой стороны, режимами его эксплуатации, которые задаются персоналом предприятия непосредственно на рабочих местах, исходя из производственных и личных интересов и потребностей. Изменение первой базовой составляющей энергопотребления требует замены устаревших энергоемкого оборудования и техпроцесса более современными и менее энергоемкими, что связано с модернизацией производства и привлечением крупных инвестиций, что в условиях нашей экономики проблематично. Поэтому необходимо обратить внимание на возможности минимизации второй, организационно-технической составляющей (ОТС) энергопотребления предприятия (рис. 13), которая не требует крупных денежных затрат, но при реализации дает эффект практически мгновенно. Заметим, что актуальность минимизации этой составляющей сохраняется и после сокращения базового энергопотребления в результате модернизации производства.

ОТС энергопотребления предприятия, в свою очередь, имеет, по крайней мере, шесть основных составляющих:

- договорная составляющая связана с расчетами за энергоресурсы с поставщиками не по фактическим значениям энергопотребления, а по договорным и, как правило, существенно завышенным значениям, что приводит потребителя к финансовым потерям. Эта составляющая потерь сводится к минимуму (и даже к нулю) при организации АСКУЭ коммерческого учета;
- тарифная составляющая, связанная с расчетами за энергоресурсы с поставщиком по фактическим значениям энергопотребления, но не по самому выгодному для потребителя тарифу из-за отсутствия учета, способного реализовать этот лучший тариф. Эта составляющая потерь сводится к нулю при организации АСКУЭ коммерческого учета, способной отслеживать любые действующие и перспективные тарифы;
- режимно-тарифная составляющая, связанная с возможностью изменения режимов работы оборудования по времени и величине энергопотребления в заданных зонах суток (пиковых зонах) с целью минимизации тарифных платежей в рамках одного и того же многозонного тарифа. Эта составляющая потерь сводится к минимуму при организации АСКУЭ коммерческого и технического учета с элементами прогнозирования и анализа состава нагрузок;

- технологическая составляющая, связанная с нарушением технологического цикла и неэффективным использованием оборудования. Эта составляющая потерь сводится к минимуму при организации АСКУЭ глубокого (до уровня цехов, участков и крупных энергоустановок) технического учета с введением хозрасчета по энергоресурсам между подразделениями предприятия;
- личностная составляющая, связанная с использованием персоналом производственного оборудования в личных целях. Эта составляющая потерь сводится к минимуму при организации АСКУЭ глубокого технического учета с расчетом реальных удельных норм на выпуск единицы продукции;
- бесхозная составляющая, связанная с незаинтересованностью, безразличием персонала на рабочих местах к энергопотерям разного вида. Эта составляющая сводится к минимуму при организации АСКУЭ технического учета с введением внутреннего хозрасчета по энергоресурсам между подразделениями предприятия и при материальном стимулировании работников по показаниям АСКУЭ за экономию энергоресурсов.

На различных промышленных предприятиях указанные составляющие энергопотерь имеют разный удельный вес в рамках ОТС, но в целом могут достигать 15-30 и более процентов от общего энергопотребления предприятия. Учет, контроль и минимизация этих составляющих возможны только при автоматизации энергоучета и являются одной из главных целей создания АСКУЭ на предприятии и его объектах.

Специализированные системы энергоучета

Эффективность конкретных АСКУЭ во многом зависит от правильного выбора специализированных информационно-измерительных систем энергоучета, устанавливаемых на среднем уровне АСКУЭ (рис. 14).

Системы энергоучета принимают дистанционно-измерительную информацию от первичных измерительных преобразователей (ПИП) нижнего уровня АСКУЭ, установленных в определенных точках — точках измерения (ТИ), или точках учета (ТУ) — технологического процесса потребления электроэнергии и энергоносителей разного вида (питьевая и техническая холодная вода, горячая вода, пар, природный и технический газы, сжатый воздух, нефтепродукты). Информация с выходов ПИП поступает на соответствующие

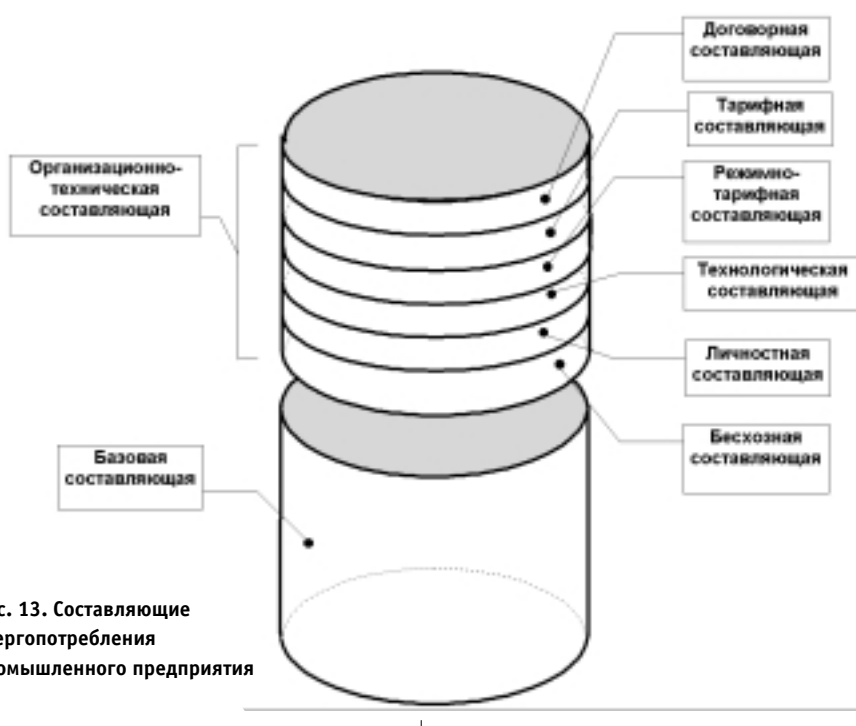


Рис. 13. Составляющие энергопотребления промышленного предприятия



Рис. 14. Классификационная схема системы энергоучета

входы системы по измерительным каналам в виде дискретных (импульсных) или аналоговых электрических сигналов. Если эти сигналы относятся к измерению электроэнергии, то они несут информацию о кванте потребленной электроэнергии или ее усредненной мощности в точке учета электрической нагрузки силового кабеля или питающей шины, а если эти сигналы относятся к измерению параметров энергоносителя, то они несут информацию о расходе энергоносителя, его давлении или температуре в точке учета расхода энергоносителя в трубопроводе или какой-то иной емкости. Заметим, что в данном контексте понятия точки измерения и точки учета рассматриваются как синонимы, хотя, вообще говоря, точка измерения может не совпадать с точкой учета.

Система энергоучета осуществляет измерения, накопления и расчеты данных учета, во-первых, по своим измерительным входам Вх (каналам учета), во-вторых, по точкам учета (ТУ) и, в-третьих, по группам учета (ГУ). Точка учета системы обычно включает от одного до пяти

измерительных входов. Так, при измерении потребляемой активной электроэнергии точка учета содержит только один измерительный вход (канал учета — один электросчетчик активной энергии), но при необходимости измерения в точке учета потребляемой и отдаваемой (генерируемой) активной и реактивной электроэнергии эта точка учета может потребовать уже установки четырех различных электросчетчиков и соответственно использования четырех каналов системы энергоучета. Аналогично при учете энергоносителя точка учета может содержать до трех расходомерных каналов, канал избыточного давления и канал температуры — итого пять каналов, — и только с использованием данных всех этих каналов возможен, например, расчет в точке учета количества тепла, отдаваемого с энергоносителем. Группы учета представляют со-

бою задаваемые пользователем арифметические функции над данными каналов, которые объединяются в группы

с целью получения измерения-расчета по совокупности объектов учета, например, по расходу тепла с теплофикационной водой по двум трубопроводам — прямому и обратному, или расходу электроэнергии по группе фидеров, питающих завод, цех или участок.

Чтобы ориентироваться во множестве существующих отечественных и зарубежных систем энергоучета и их характеристиках, целесообразно провести их классификацию по основным показателям: типу среды и количеству каналов учета, назначению и типу измерительных входов, по возможности локального и дистанционного доступа к данным учета (рис. 15). Классификация систем возможна и по ряду дополнительных признаков (по назначению — коммерческий, технический учет, по внешней и внутренней конструкции — монолитные, модульные и т. п.), но в нашем случае достаточно основной классификации.

Системы учета электрической энергии по количеству каналов учета (как правило, это импульсные каналы) подразделяются на малоканальные (до 32 каналов) и многоканальные (свыше 32 каналов), а системы учета энергоносителей — на одно-, двух- и многопоточные, или многоточечные (одна труба — одна точка учета). В связи с тем, что точка учета энергоносителя может

содержать, как показано ранее, до 5 измерительных каналов (как правило, аналоговых), многоточечные системы имеют до 15-20 каналов учета.

Назначение каналов определяет их привязку к измерению конкретного параметра энергоносителя: расходу, давлению или температуре — и выходным параметрам сигнала соответствующего ПИП. При фиксированном назначении

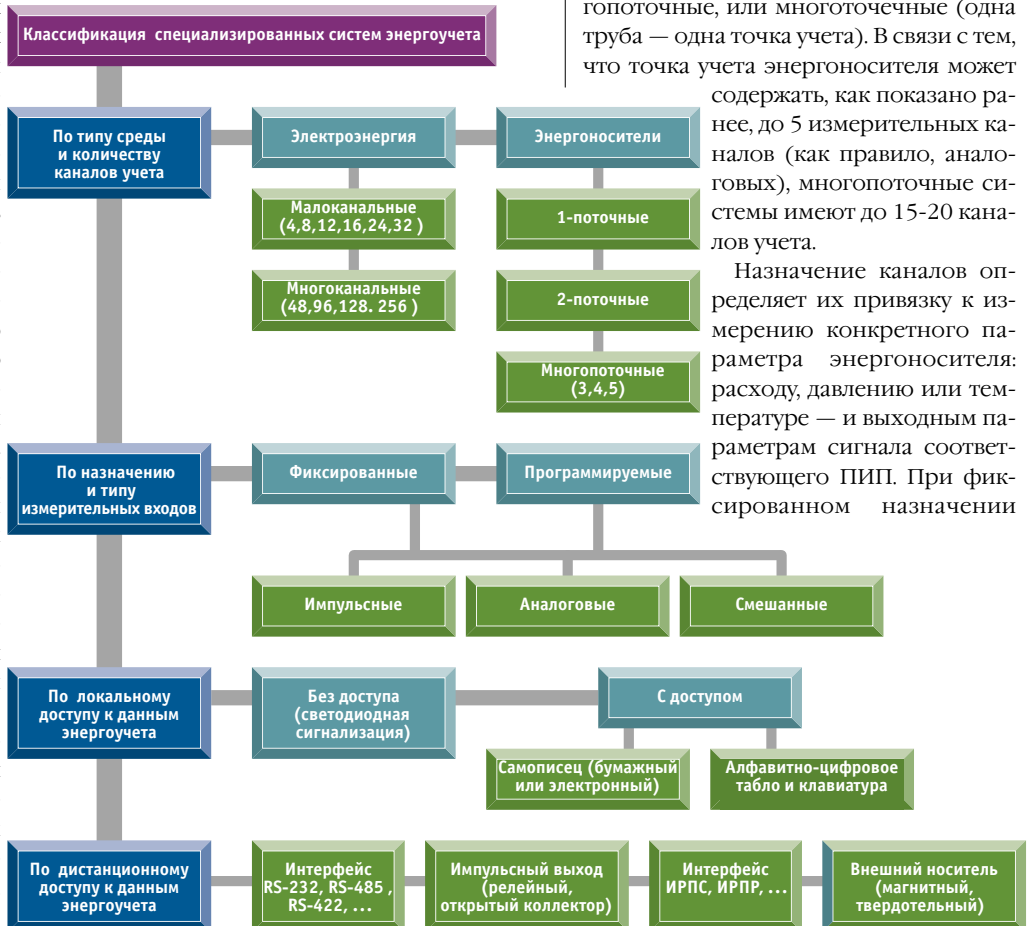


Рис. 15. Классификация специализированных информационно-измерительных систем среднего уровня АСКУЭ

конкретный вход системы может быть подключен только к ПИП определенного вида и никакому другому (например, только к датчику избыточного давления с токовым выходом 0-5 мА), а при программируемом назначении канала к нему можно подключать ПИП для измерения разных параметров энергоносителя и с разными выходными сигналами (например, датчик расхода, давления или температуры с токовыми выходами 0-5, 0-20 или 4-20 мА). При подключении в последнем случае к системе того или иного датчика информация об этом заносится в систему — система программируется и настраивается на конкретный датчик.

По типу измерительных каналов все системы энергоучета подразделяются на системы с аналоговыми, дискретными (импульсными) или смешанными (содержат каналы как первого, так и второго типа) каналами. В аналоговых каналах используются, как правило, унифицированные сигналы постоянного тока диапазона 0-5, 0-20 или 4-20 мА, а в дискретных каналах — числоимпульсные сигналы 0-12 мА с частотой до 10 Гц. Исторически так сложилось, что при измерении электрической энергии преобладают ПИП с числоимпульсным выходом, а при

измерении параметров энергоносителей — ПИП с аналоговым выходом. Поэтому системы для измерения расходов электроэнергии в подавляющем большинстве случаев имеют числоимпульсные входы, а системы для измерения параметров энергоносителей — аналоговые входы (существуют ПИП и системы с отступлением от этого правила).

По возможностям локального доступа к данным энергоучета (на месте установки прибора на среднем уровне АСКУЭ) системы подразделяются на системы без доступа (типа «черного ящика»), имеющие в лучшем случае ограниченную светодиодную индикацию своей работоспособности, и на системы с доступом через табло и клавиатуру или самописец. Для децентрализованных АСКУЭ применимы только системы с табло и клавиатурой, позволяющие энергетика оперативно на месте просмотреть все необходимые текущие и накопленные данные по энергоучету. Дистанционный доступ (с верхнего уровня АСКУЭ) к данным энергоучета может осуществляться с помощью стандартных компьютерных интерфейсов, дискретных (импульсных) информационных выходов систем или переносного внешнего носителя (в последнем слу-

чае не обеспечивается требуемая оперативность доступа к системе с ПК верхнего уровня АСКУЭ).

Будущее — за энергоучетом

Будущее промышленного производства видится под знаком постоянно дорожающих энергоресурсов и необходимости их жесткого контроля, ограничения и снижения их доли в себестоимости продукции. Решение этих проблем будет связано с энергосбережением и внедрением новых энергосберегающих «зеленых» технологий. Но первый и самый необходимый шаг в этом направлении, который надо сделать уже сегодня, — это автоматизированный энергоучет. Каждое предприятие будущего внедрит разветвленную систему энергоучета и контроля по всей своей структурной иерархии с доведением этого контроля до каждого рабочего места по всем энергоносителям. Благодаря этому будут сведены к минимуму все непроизводительные траты энергоресурсов, а процесс энергопотребления будет в максимальной степени гармонизирован с процессом выработки и распределения энергоресурсов. Все спорные вопросы между поставщиком и потребителем энергоресурсов будут решаться не волевыми, директивными мерами, а объективно на основании беспристрастного машинного отчета. ●