

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
ЛУГАНСКОЙ НАРОДНОЙ РЕСПУБЛИКИ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
ЛУГАНСКОЙ НАРОДНОЙ РЕСПУБЛИКИ
«ЛУГАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ ВЛАДИМИРА ДАЛЯ»
Стахановский инженерно-педагогический институт менеджмента
Кафедра электромеханики и транспортных систем

КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ
по дисциплине
«УПРАВЛЕНИЕ СИСТЕМАМИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ»
для студентов направления подготовки
44.03.04 Профессиональное обучение (по отраслям)
в 3-х частях. Часть 3.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
ЛУГАНСКОЙ НАРОДНОЙ РЕСПУБЛИКИ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
ЛУГАНСКОЙ НАРОДНОЙ РЕСПУБЛИКИ
«ЛУГАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ ВЛАДИМИРА ДАЛЯ»
Стахановский инженерно-педагогический институт менеджмента
Кафедра электромеханики и транспортных систем

КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ
по дисциплине
«УПРАВЛЕНИЕ СИСТЕМАМИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ»
для студентов направления подготовки
44.03.04 Профессиональное обучение (по отраслям)
в 3-х частях. Часть 3.

УДК 621.311.1:621.398

*Рекомендовано к изданию Учебно-методическим советом
ГОУ ВО «ЛГУ им. В. Даля»
(протокол № ____ от _____ 2021 г.)*

Конспект лекций по дисциплине «Управление системами электроснабжения» для студентов направления подготовки 44.03.04 Профессиональное обучение (по отраслям) в 3-х частях. Часть 3. / Сост.: А.А. Авершин. – Стаханов: ГОУ ВО ЛНР «ЛГУ им. В. ДАЛЯ», 2021. – 87 с.

В первой части конспекта лекций рассмотрены: проектирование систем управления энергоснабжением; автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ).

Предназначен для студентов профиля «Электроснабжение».

Составитель: доц. Авершин А.А.

Ответственный за выпуск: доц. Петров А.Г.

Рецензент: доц. Карчевский В.П.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| Тема 8. Проектирование систем управления энергоснабжением | 6 |
| 8.1 Стадии разработки и содержание технической документации СОУ и АСДУ | 6 |
| 8.2 Стадии и этапы разработки и внедрения АСУЭ | 19 |
| 8.3 Пункты управления | 23 |
| 8.4 Выбор способа передачи и представления информации | 28 |
| 8.5 Методические положения разработки энергетического баланса предприятия. Разработка отчетного энергетического баланса предприятия. Анализ энергетического баланса предприятия | 32 |
| 8.6 Основные вопросы организации и планирования ремонтного обслуживания | 34 |
| 8.7 Оценка оптимальной численности ремонтного персонала | 36 |
| 8.8 Техничко-экономическая эффективность | 39 |
| Контрольные вопросы | 42 |
| Тема 9. Автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ) | 43 |
| 9.1 Анализ систем энергоснабжения промышленных предприятий по системам учета энергоносителей | 43 |
| 9.2 Требования к организации учета энергоносителей | 45 |
| 9.3 Современные автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов | 49 |
| Контрольные вопросы | 86 |

Тема 8. Проектирование систем управления энергоснабжением

План лекции

- 8.1 Стадии разработки и содержание технической документации СОУ и АСДУ.
- 8.2 Стадии и этапы разработки и внедрения АСУЭ.
- 8.3 Пункты управления.
- 8.4 Выбор способа передачи и представления информации.
- 8.5 Методические положения разработки энергетического баланса предприятия. Разработка отчетного энергетического баланса предприятия. Анализ энергетического баланса предприятия.
- 8.6 Основные вопросы организации и планирования ремонтного обслуживания.
- 8.7 Оценка оптимальной численности ремонтного персонала.
- 8.8 Технико-экономическая эффективность.

8.1 Стадии разработки и содержание технической документации СОУ и АСДУ

Разработка технической документации является важнейшим и наиболее ответственным этапом внедрения системы управления энергетическим хозяйством промышленного предприятия. Именно в процессе разработки технической документации принимаются основные, принципиальные решения, определяющие назначение, функциональные возможности системы управления, ее технические характеристики: устанавливается оптимальная структура системы управления; определяются объем, содержание передаваемой информации и требуемый уровень автоматизации; разрабатываются перечень решаемых системой управления задач, алгоритмы их выполнения и все необходимые виды обеспечения системы; задаются способы передачи, обработки и воспроизведения информации; выбираются технические средства и оборудование системы; принимаются основные решения по организации эксплуатации как самой системы энергоснабжения, так и системы управления ею и т.п.

Заложенные в проекте решения определяют технический уровень и экономическую эффективность системы управления.

Принципы построения различных видов промышленных систем централизованного управления энергоснабжением были рассмотрены в темах 5 и 6. Отмечалось, что основным назначением таких систем является обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей предприятия при минимальных эксплуатационных затратах и рациональном использовании энергетических ресурсов. Система централизованного управления базируется на определенном уровне автоматизации энергетических установок и во многих случаях может быть реализована только с помощью средств телемеханики и вычислительной техники.

Опыт показывает, что основные решения по автоматизации и телемеханизации вновь создаваемой системы энергоснабжения наиболее целесообразно принимать одновременно с проектированием технологического оборудования этой системы. Более того, решения, принимаемые в технологической части проекта, в значительной степени определяют технические решения, принимаемые в области автоматизации и телемеханизации. Поэтому проектированию системы централизованного управления во всех случаях должно предшествовать тщательное изучение технологической схемы и оборудования системы энергоснабжения. Необходимо детально ознакомиться со всеми элементами, входящими в систему энергоснабжения, принципом их работы, характером управления; изучить технологические связи между элементами системы и их взаимное расположение.

С другой стороны, при проектировании технологических объектов системы энергоснабжения нужно принимать такие решения, которые позволили бы осуществить их автоматизацию и телемеханизацию. Для этого, в частности, необходимо выбирать приводы, допускающие дистанционное управление, применять возможно более простые защиты и схемы пуска оборудования, предусматривать в соответствующих местах требуемые датчики, преобразователи, контрольно-измерительные устройства, выходные электрические цепи и т.д.

Для возможности комплексного решения изложенных выше задач перед началом проектирования необходимо совместно с технологами каждой системы энергоснабжения рассмотреть работу всех элементов этой системы, наметить основные решения по ее автоматизации и телемеханизации, определить требования, предъявляемые к технологической части энергетической системы.

Автоматизация энергетического хозяйства выполняется, как правило, не в виде отдельного проекта, а включается непосредственно в проекты электроснабжения (подстанций) или силового электрооборудования объектов других систем энергоснабжения (насосных, компрессорных и т.п.). Это объясняется тем, что аппаратура автоматики работает в общих схемах с аппаратурой управления и защиты, и действие устройств автоматики ограничивается в большинстве случаев пределами объекта, для которого эти устройства предназначены. Например, устройство АВР относится к определенной подстанции или к конкретным агрегатам; автоматическое регулирование уровня воды относится к определенному резервуару и т. д. Поэтому электроснабжение или силовое электрооборудование и автоматику целесообразно решать совместно в одном проекте. Как показал опыт проектирования, при таком совместном проектировании сокращается требуемое количество аппаратуры, улучшается компоновка оборудования и упрощаются электрические схемы.

При проектировании же телемеханизации и системы управления нельзя ограничиться пределами одного какого-либо объекта. Приходится решать ряд общих вопросов для всех объектов контролируемой системы или даже для нескольких систем энергоснабжения предприятия (каналы связи, выбор однотипных устройств телемеханики, расположение пункта управления и др.). Более того, в ряде случаев одно устройство телемеханики может обслуживать объекты различных энергетических систем (например, подстанцию и насосную) и, следовательно, не может быть привязано только к какому-либо одному объекту. Поэтому вопросы телемеханизации и управления системой энергоснабжения разрабатываются обычно в виде отдельного проекта.

Порядок разработки и содержание технической документации для систем оперативного управления и автоматизированных систем диспетчерского управления промышленным энергоснабжением определяются «Инструкцией о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений» (СП 111.13330.2011).

При разработке автоматизированных систем управления энергоснабжением (АСУЭ) этапы и стадии этой работы, а также порядок организации работ у заказчика и разработчика регламентируются «Общепромышленными руководящими методическими материалами по созданию организационно-технологических АСУ» (ОРММ АСУ ОТ), а также ГОСТ 34.601-90.

В соответствии с этими руководящими материалами разрабатываемая техническая документация должна обеспечить высокий технико-экономический уровень проектируемых систем, повышение производительности труда, сокращение расхода топливно-энергетических и трудовых ресурсов, высокую эффективность капитальных вложений.

Согласно СП 111.13330.2011 проектирование СОУ и АСДУ энергоснабжением осуществляется на основе технико-экономических обоснований (ТЭО) или другой предпроектной документации, заменяющей ТЭО, в которых определяется техническая и экономическая целесообразность проектирования и строительства разрабатываемых сооружений в комплексе.

Как правило, разработка таких систем управления производится в одну стадию – рабочий проект (РП) с выделением в нем утверждаемой части. Для крупных промышленных комплексов, а также в случае применения новой неосвоенной технологии или при разработке новых технически сложных систем или сооружений СНиП допускает осуществлять проектирование в две стадии – проект (П) и рабочая документация (Р.) Учитывая, что телемеханизированные системы диспетчерского управления энергоснабжением для каждого промышленного предприятия являются индивидуальными, разрабатываются применительно к конкретным условиям данного объекта, проектная документация для АСДУ может разрабатываться также в две стадии.

В этом случае в объем проекта включаются материалы, которые необходимы для обоснования проектных решений, определения технико-экономических показателей, сметной стоимости строительства и выполнения строительно-монтажных работ. Здесь принимаются все принципиальные технические решения, производится их обоснование и составляется смета, на основании которой осуществляется затем финансирование строительно-монтажных и последующих проектных работ. Необходимо иметь в виду, что разработанная в проекте смета является окончательным документом и не подлежит изменению в процессе дальнейшего проектирования, строительства и монтажа.

На стадии выполнения рабочей документации разрабатываются материалы, необходимые для заказа оборудования и выполнения монтажных работ. Рабочая документация выполняется на основании утвержденного проекта. На этой стадии проектирования производится детальная разработка принятых в проекте решений, выдача заводам-изготовителям оборудования технических заданий на разработку комплектных устройств, составление заказных спецификаций на оборудование и кабельную продукцию и т.д.

При выполнении документации в одну стадию (рабочий проект) в него включаются все материалы, входящие обычно в состав проекта и рабочей документации.

Проектирование во всех случаях производится на основании технического задания на разработку системы диспетчерского управления и ряда исходных для проектирования материалов. Предварительное техническое задание на проектирование выдается заказчиком и включает в себя: краткое описание проектируемой системы энергоснабжения; характеристики и режимы работы отдельных ее узлов и агрегатов; предложения по организации диспетчерской службы и ее назначению; рекомендации по объемам телемеханизации, а также пожелания о форме представления информации на ПУ; сведения о количестве переключений отдельных линий, агрегатов, производимых в системе в течение месяца, года (для существующих предприятий такие сведения составляются на основании записей в оперативных журналах); данные об организации существующей (или проектируемой) службы энергоснабжения на предприятии, о штатах обслуживающего, ремонтного и дежурного персонала в системе с указанием заработной платы указанного персонала (для действующих объектов) и др.

На основании опыта проектирования промышленных систем, централизованного телемеханизированного управления известно, однако, что технологи, как правило, недостаточно знакомы с возможностями телемеханического оборудования и принципами построения систем диспетчерского управления. Поэтому предварительное техническое задание в дальнейшем уточняется и дорабатывается совместно технологами и специалистами-телемеханиками после

детального обследования проектируемой системы энергоснабжения (для действующих объектов) или системы, аналогичной проектируемой (для вновь строящихся объектов), и затем утверждается заказчиком.

В качестве исходных материалов для проектирования к заданию на выполнение проекта (рабочего проекта) системы централизованного управления энергоснабжением прикладываются:

а) общая технологическая схема проектируемой системы энергоснабжения предприятия с учетом полного ее развития с указанием на ней как существующих, так и вновь проектируемых объектов (выполняется в виде упрощенной структурной схемы);

б) упрощенные технологические схемы каждого объекта системы (существующих и вновь проектируемых), выполненные в более крупном масштабе с указанием мощностей основных агрегатов и других их характеристик. Для системы электроснабжения, например, это однолинейные схемы отдельных подстанций с указанием сборных шин и значений номинального напряжения, мощностей трансформаторов, преобразовательных агрегатов и двигателей, типов приводов выключателей, коэффициентов трансформации трансформаторов тока, номеров ячеек и адресов отходящих линий, наличия и объема автоматизации (АПВ, АВР, АЧР) на подстанциях;

в) генплан предприятия с указанием места расположения всех объектов системы энергоснабжения, а также намечаемого места расположения пункта управления.

Для выполнения рабочей документации к указанным выше материалам добавляют промежуточные строительные чертежи помещения пункта управления для разработки строительных заданий, а затем и строительные рабочие чертежи пункта управления, разработанные на основании строительного задания, выданного организацией, проектирующей оборудование пункта управления.

Естественно, что перед разработкой рабочей документации системы централизованного управления все исходные данные уточняют и пополняют в соответствии с протоколом утверждения проекта и материалами обследования проектируемой системы.

Проектирование СОУ и АСДУ энергоснабжением производится в следующей последовательности:

- определяется структура диспетчерской службы энергоснабжения и ее место в общей системе управления предприятием;

- определяются функции каждого структурного подразделения системы и перечень задач, решение которых требуется для выполнения этих функций;

- определяется содержание и объем необходимой информации, а также структура потоков информации;

- проводится анализ и согласование с технологами уровня автоматизации контролируемых объектов, подлежащих телемеханизации;

- определяется состав и структура комплекса необходимых технических средств (КТС);

- определяется площадь и компоновка помещений, необходимых для размещения диспетчерской службы и технических средств;

- разрабатываются задания на учет требований СОУ или АСДУ в смежных проектах (строительная и электротехническая части помещений ПУ, автоматизация и КИП, технологическая часть КП, каналы связи и пр.);

- разрабатываются принципиальные электрические схемы ТУ, ТС, ТИ, питания оборудования ПУ, общей звуковой сигнализации на ПУ и пр.;

- разрабатываются задания заводам-изготовителям на технические средства (диспетчерские щиты и пульты, устройства телемеханики, вычислительную технику, щиты питания, панели телеизмерения и пр.);

- разрабатываются схемы подключений, кабельные журналы, чертежи компоновки оборудования и прокладки кабелей (при проектировании системы управления для действующих объектов допускается чертежи раскладки кабелей на КП не выполнять, а ограничиться выполнением схем подключений и кабельных журналов);

- разрабатываются спецификации на оборудование и материалы, необходимые для монтажа на ПУ и на КП.

Порядок разработки системы оперативного управления энергетическим хозяйством предприятия в составе автоматизированной системы управления энергоснабжением (АСУЭ) в качестве ее подсистемы определяется документами, указанными в вопросе 8.2.

Техническая документация системы централизованного управления промышленной энергетической системой состоит из двух разделов: пункта управления и контролируемых пунктов. На стадии «проект» такое разделение (в буквальном смысле) касается только спецификаций и смет, которые составляются отдельно для пункта управления и для контролируемых пунктов. Во всех же остальных частях проект выполняется комплексно и одновременно решает вопросы, относящиеся к проектированию как пункта управления, так и контролируемых пунктов данной системы энергоснабжения.

Рабочую документацию телемеханизации вновь проектируемых контролируемых пунктов целесообразно включать непосредственно в комплексный проект электрической части объектов КП. Для существующих энергетических объектов телемеханизация, как правило, сопровождается реконструкцией электрооборудования и автоматизацией, и в этом случае рабочую документацию

телемеханизации КП лучше всего включать в качестве составной части в комплексный проект реконструкции.

Указанный порядок проектирования, однако, не всегда удается реализовать на практике, так как для разработки технической документации телемеханизации требуются специалисты соответствующего профиля, которые часто в составе электротехнических отделов проектных организаций отсутствуют. Поэтому в большинстве случаев рабочая документация телемеханизации контролируемых пунктов выполняется в виде самостоятельной разработки, тогда как в технической документации электрооборудования объектов КП по заданию специалистов, проектирующих телемеханизацию, предусматриваются для этого все необходимые элементы: выходные цепи в схемах управления и сигнализации, необходимые датчики и преобразователи, кабели, связывающие устройство телемеханики с контролируемыми объектами, и т.д.

Рабочая документация электрооборудования пункта управления выполняется отдельно и наряду с технической документацией, относящейся непосредственно к диспетчеризации и телемеханизации, включает в себя вопросы электропитания, освещения, кабельной канализации и т.п.

Рабочую документацию электрооборудования пункта управления целесообразно выполнять в первую очередь, а затем уже в соответствии со схемами и таблицами привязки объектов телемеханизации к телемеханическому устройству на стороне ПУ выполнять рабочую документацию телемеханизации отдельных КП. На практике такое разделение во времени выполнения этих проектов может быть весьма значительным, особенно для действующих предприятий, где подключение отдельных КП к пункту управления производится последовательно и постепенно. При указанной последовательности проектирования удобно также производить и привязку к ПУ новых энергетических объектов (подстанций, насосных станций и т.п.) по мере их строительства, с тем чтобы ввод этих объектов в эксплуатацию осуществлялся сразу с централизованным управлением с пункта управления.

Во всех случаях, однако, независимо от принятой последовательности проектирования на контролируемых пунктах по согласованию со специалистами-телемеханиками должны быть предусмотрены все элементы, необходимые для их последующей телемеханизации. Имеется в виду, что на объектах энергоснабжения, как указывалось выше, должны быть установлены электрические приводы и предусмотрены устройства автоматики, соответствующие принятому уровню автоматизации. В схемах управления и сигнализации формируются цепи, требующиеся для осуществления телесигнализации.

При наличии автоматики и телеуправления на КП должна быть сохранена также возможность местного управления объектами во время их ремонта, наладки и опытной эксплуатации и должны быть предусмотрены аппараты для перевода каждого телеуправляемого объекта с диспетчерского управления на местное.

При компоновке помещений вновь проектируемых объектов энергоснабжения необходимо учитывать возможность сокращения производственных и вспомогательных помещений, связанных с постоянным присутствием на объекте дежурного персонала, уменьшения размеров щитовых помещений, обусловленного отсутствием местных щитов управления и размещением управляющих аппаратов вблизи объектов управления, а также необходимость установки на проектируемых объектах телемеханической и иной аппаратуры, связанной с введением телемеханизации. Соответственно на объектах энергоснабжения должны быть предусмотрены места для размещения навесных или напольных (в зависимости от типа выбранного телемеханического устройства) шкафов устройств телемеханики и шкафов телеизмерения (при необходимости).

Между объектами ТУ, ТС, ТИ и местом установки телемеханического устройства на КП прокладываются контрольные кабели соответствующего сечения. От телемеханического устройства к коробке телефонной сети (для подключения к линии связи) прокладывается телефонный кабель. Для питания телемеханического устройства на КП должна быть предусмотрена соответствующая линия.

В согласованных точках сети для телеизмерения контролируемых параметров устанавливаются необходимые датчики и преобразователи. Цепи телеизмерения прокладываются в кабеле, отделенном от цепей ТУ и ТС. При длине кабеля более 50 м желательно также предусмотреть разделение цепей телесигнализации и телеизмерения.

На объектах с большим объемом телемеханизации с целью уменьшения числа кабелей, подводимых к телемеханическому устройству, иногда устанавливают дополнительно сборки зажимов, на которые выводят все цепи ТУ и ТС. При наличии на объекте панели телеизмерения такие сборки удобно предусматривать именно на этой панели.

Ниже приводится перечень основных материалов, входящих в состав проекта, и рабочей документации системы телемеханизованного диспетчерского управления энергоснабжением и даются некоторые рекомендации по их выполнению.

Проект состоит из следующих разделов:

1. Исходные данные и объем проекта. В этом разделе приводятся технические условия на проектирование, содержатся требования к объему телемеханизации и выводы по результатам обследования предприятия (для действующих предприятий).

2. Краткая характеристика проектируемых систем энергоснабжения. Приводятся упрощенные технологические схемы систем энергоснабжения и дается краткое описание их работы. На схемах электроснабжения объекты (контролируемые пункты) удобно располагать сверху вниз по направлению от источников питания, а на схемах систем водоснабжения и др. – по возможности в соответствии с расположением сооружений этих систем на генплане. При вычерчивании схем стремятся выполнить их максимально наглядными, с минимальным количеством пересечений линий, связывающих отдельные контролируемые пункты. Это имеет большое значение для последующего составления мнемонических схем.

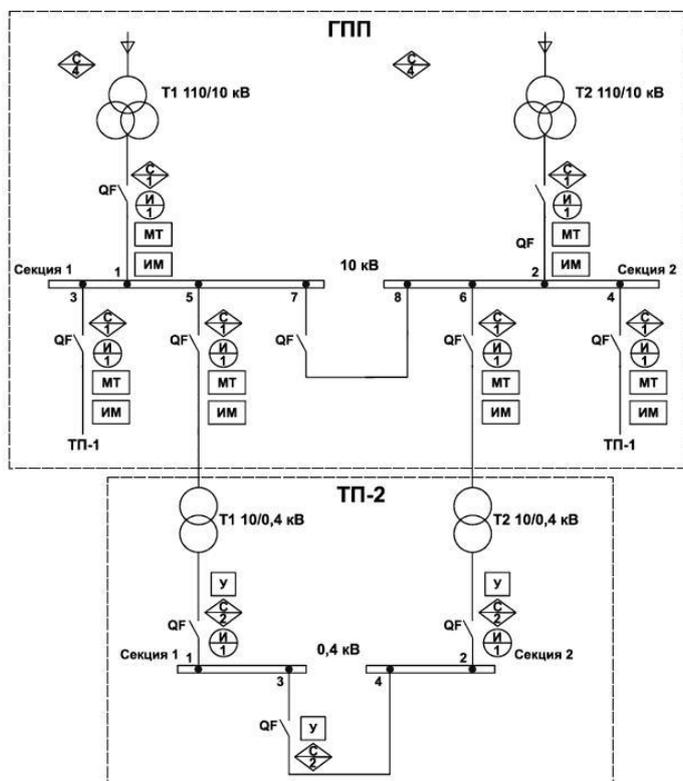
3. Задачи, структура и организация диспетчерского управления. В этом разделе формулируются функции структурных подразделений системы управления, задачи диспетчерского управления, а также обосновывается его организация, включая количественный состав диспетчерской службы.

Следует учитывать, что штатный состав персонала, обслуживающего устройства телемеханики и вычислительной техники СОУ и АСДУ, определяется:

при организации комплексного централизованного обслуживания всех имеющихся на предприятии средств телемеханики и вычислительной техники – в проектах организации этих служб;

при обслуживании средств телемеханики и вычислительной техники СОУ и АСДУ отдельными группами специалистов, входящими в состав обслуживаемого данной системой управления энергетического цеха;

при пополнении за счет СОУ или АСДУ парка уже существующей на предприятии телемеханической или вычислительной техники – также в проектах СОУ и АСДУ в соответствии с теми же таблицами темы 5.



4. Определение объема и содержания передаваемой информации. Объем телемеханизации определяется для каждой системы энергоснабжения отдельно.

Объем телемеханизации является одним из основных факторов, определяющих технико-экономическую эффективность телемеханизации, поэтому он должен определяться особенно тщательно. Каждое телеуправление и телеизмерение должно быть обосновано. Принятый объем телемеханизации указывается в специальной таблице по типу табл. 8.1 и на упрощенных структурных схемах телемеханизируемых объектов. На рис. 8.1 приведен пример выполнения структурной схемы подстанции с указанием на ней условными обозначения по ГОСТ 21.209-2014 принятого объема телемеханизации.

Рисунок 8.1 – Однолинейная схема подстанции с указанием объема телемеханизации

Однолинейные структурные схемы контролируемых объектов выполняются упрощенно. Такие схемы включаются в состав

проекта (рабочего проекта), рабочей документации пункта управления и рабочей документации телемеханизации, соответствующего энергетического объекта. На схемах, например, подстанций, включаемых в рабочую документацию, дополнительно указываются номера ячеек, уточненные адреса отходящих линий, шкалы приборов, коэффициенты трансформации трансформаторов тока.

Технологические схемы объектов энергоснабжения с указанием объема телемеханизации должны быть согласованы с технологами, проектирующими соответствующие системы, а для действующих предприятий – также с персоналом этих предприятий.

Таблица 8.1.

Пример выполнения таблицы с объемом телемеханизации в системе электроснабжения

| № КП | Наименование объектов телемеханизации | Телеуправление | | Телесигнализация | | | | | | | | | |
|-------|--|----------------|-------------|-----------------------|----------------------|------------------------------|---------------------|-----------------|------------------------|----------------------|---------------------|-----------------|--------------------|
| | | выключателем | отделителем | положения выключателя | положения отделителя | неисправности трансформатора | неисправности на ТП | Общие сигналы | | | | | |
| | | | | | | | | Авария на п/ст. | Неисправность на п/ст. | Земля на шинах 10 кВ | Земля на шинах 6 кВ | Открытие дверей | Пожарная опасность |
| КП-1 | ГПП-1 | 8 | 2 | 48 | 2 | 2 | | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| КП-2 | ТЭЦ | – | – | 26 | – | – | – | 1 | – | – | – | – | – |
| КП-3 | РП № 1 при контактно-компрессорном отделении | 3 | – | 10 | – | – | – | 1 | 1 | – | – | 1 | 1 |
| КП-4 | РП № 5, ТП № 6, 7, 30 при печном отделении | 3 | – | 10 | – | – | 3 | 1 | 1 | – | – | 1 | 1 |
| КП-5 | РП № 16, ТП № 15 при насосной станции обратного водоснабжения | 3 | – | 10 | – | – | 1 | 1 | 1 | – | – | 1 | 1 |
| КП-6 | РП № 19, ТП № 18 при воздушной компрессорной станции | 3 | – | 10 | – | – | 1 | 1 | 1 | – | – | 1 | 1 |
| КП-7 | РП при насосной станции осветленной воды | 3 | – | 10 | – | – | | 1 | 1 | – | – | 1 | 1 |
| КП-8 | ТП № 1 | – | – | – | – | – | 1 | – | – | – | – | – | – |
| КП-9 | ТП № 3, 2, 4, 31, 32, 33 при промывном и сушильно-абсорбционном цехе | – | – | – | – | – | 6 | – | – | – | – | – | – |
| КП-10 | ТП № 8 при открытом складе колчедана | – | – | – | – | – | 1 | – | – | – | – | – | – |
| КП-11 | ТП № 9 порта | – | – | – | – | – | 1 | – | – | – | – | – | – |
| КП-12 | ТП № 10 насосной станции первого подъема | – | – | – | – | – | 1 | – | – | – | – | – | – |

Продолжение таблица 8.1.

| № КП | Телеизмерение | | | | | | | Всего | | | | Примечание |
|-------|---------------|-------------------|----------------|-----------------------------|-------------------------------|------------------------------|-----------------------------|-------|-----|-----|-----|------------------------|
| | по вызову | | постоянное | | | интегральное | | ТУ | ТС | ТИТ | ТИИ | |
| | тока I | напряжения U | Частоты f | активной мощности P | реактивной мощности Q | активной энергии W_a | реактивной энергии W_p | | | | | |
| КП1 | 6 | 4 | 1 | 4 | 4 | 44 | 4 | 10 | 58 | 19 | 48 | – |
| КП-2 | – | 2 | 1 | 2 | 2 | 23 | 2 | – | 27 | 7 | 25 | – |
| КП-3 | 2 | – | – | – | – | – | – | 3 | 14 | 2 | – | – |
| КП-4 | 2 | – | – | – | – | – | – | 3 | 17 | 2 | – | Комплект КП на РП №5 |
| КП-5 | 2 | – | – | – | – | – | – | 3 | 15 | 2 | – | Комплект КП на РП № 16 |
| КП-6 | 2 | – | – | – | – | – | – | 3 | 15 | 2 | – | Комплект КП на РП № 19 |
| КП-7 | 2 | – | – | – | – | – | – | 3 | 14 | 2 | – | – |
| КП-8 | – | – | – | – | – | – | – | | 1 | – | – | – |
| КП-9 | – | – | – | – | – | – | – | | 6 | – | – | Комплект КП на ТП № 3 |
| КП-10 | – | – | – | – | – | – | – | | 1 | – | – | – |
| КП-11 | – | – | – | – | – | – | – | – | 1 | – | – | – |
| КП-12 | – | – | – | – | – | – | – | – | 1 | – | – | – |
| | | | | | | Итого | | 25 | 170 | 36 | 73 | |

5. Определение состава и структуры комплекса технических средств (КТ С) системы управления и способа обработки и воспроизведения информации на ПУ. В этом разделе приводится обоснование и краткое описание выбранных средств телемеханики и диспетчеризации. Приводится структурная схема КТС.

Выбирают диспетчерский щит и пульт. На основании технологической схемы проектируемой системы (п. 2) выбирают расположение мнемосхем отдельных контролируемых пунктов на диспетчерском щите. Приводится общий вид диспетчерского щита с указанием на нем расположения мнемосхем отдельных контролируемых пунктов и связей между ними, а также общий вид пульта с указанием расположения на нем аппаратуры управления и сигнализации и размещения приборов измерения на приборной приставке. В качестве примера приводится по одной подробно разработанной секции щита и пульта с указанием расположения на ней командно-квотирующей и сигнальной аппаратуры. При использовании дисплеев указывается их расположение и назначение. В некоторых случаях может предусматриваться либо только щит, либо только пульт (без щита).

6. Выбор места расположения пункта управления и задание на каналы связи. На действующем предприятии выбор местоположения пункта управления производится с учетом возможности использования существующих помещений и каналов связи. В качестве каналов связи на промышленных предприятиях, как уже отмечалось, обычно используют жилы в комплексной телефонной сети предприятия. Для этой цели организации, проектирующей комплексную телефонную сеть предприятия (телефонная связь, пожарная сигнализация и т.п.), должно быть выдано задание на проектирование каналов связи для телемеханики. Задание представляет собой схему диспетчерских связей с указанием диспетчерского и контролируемых пунктов. На схеме приводят данные о количестве объектов телеуправления, телесигнализации, телеизмерения и телерегулирования на каждом контролируемом пункте, показывают линии связи между пунктом управления и узловыми контролируруемыми объектами, а также между узловыми и неузловыми контролируруемыми объектами с указанием необходимого для телемеханизации числа пар жил в кабелях связи. При этом на каждом узловом контролируемом пункте необходимо предусмотреть установку телефонного аппарата, имеющего прямую телефонную связь с диспетчерским пунктом, а на всех неузловых контролируемых объектах – установку параллельных аппаратов, которые нормально отключены и включаются вручную с соответствующего узлового контролируемого пункта.

Схема диспетчерских связей может быть совмещена со структурной схемой КТС. Задание на проектирование каналов связи может быть выполнено в табличной форме.

7. Компоновка оборудования на пунктах управления. Приводятся план и разрезы помещений пункта управления с указанием расположения в них оборудования, а также требования к строительной части ПУ. Взаимное расположение помещений пункта управления должно быть таким, чтобы обеспечить удобство эксплуатации, сократить длину кабелей связи между отдельными элементами оборудования и обеспечить возможность транспортировки и монтажа оборудования.

8. Техничко-экономические показатели. Проводят анализ технико-экономических показателей и делают вывод о целесообразности телемеханизации на данном предприятии.

9. Спецификация и сметы. В проекте (рабочем проекте) приводят ведомости комплексного оборудования длительного изготовления для пункта управления (диспетчерский щит, диспетчерский пульт, телемеханические устройства (комплектно для ПУ и КП), системы учета, вычислительная техника, панели питания, релейные панели и др.) и для контролируемых пунктов (панели и шкафы релейные, панели телеизмерения и др.), а также заявочные ведомости на остальное оборудование ПУ и КП, материалы и кабельные изделия. Для учета стоимости реконструкции и автоматизации действующих энергетических объектов, связанной с введением телемеханизации, в заявочных ведомостях необходимо также учитывать соответствующее дополнительное оборудование (электрические приводы, аппаратуру сигнализации и пр.).

При необходимости изготовления каких-либо изделий на монтажной площадке составляют отдельные спецификации изделий монтажно-заготовительного участка.

Сметы рассчитывают отдельно для пункта управления и для контролируемых пунктов. Следует учитывать при этом, что стоимость сооружения каналов связи для телемеханизации в данном проекте учитывается только для тех каналов, которые предусматриваются независимо от комплексной телефонной сети.

Как указывалось, выше, рабочая документация для СОУ и АСДУ в отличие от проекта (рабочего проекта) разрабатывается отдельно для пункта управления и контролируемых пунктов. Рабочая документация пункта управления содержит материалы, необходимые для заказа и изготовления оборудования ПУ, а также выполнения монтажных и наладочных работ. В ее состав входят:

- краткая пояснительная записка, в которой приводится перечень изменений и дополнений, принятых в рабочей документации по сравнению с проектом;
- уточненная технологическая схема проектируемой системы энергоснабжения или упрощенные технологические схемы отдельных контролируемых пунктов с указанием на них условными обозначениями окончательного объема телемеханизации;
- уточненная структурная схема КТС и схема диспетчерских связей (могут быть совмещены);

– принципиальные схемы объектов телеуправления, телесигнализации и телеизмерения с таблицами привязок к устройствам телемеханики, а также схемы общей сигнализации и электропитания оборудования пункта управления.

Для крупных предприятий с большим числом контролируемых пунктов выполнение принципиальных схем объектов ТУ, ТС и ТИ для каждого КП нерационально. В этом случае принципиальные схемы объектов ТУ, ТС и ТИ выполняются в виде типовых для каждой применяемой в проекте модели телемеханического устройства и дополняются таблицами привязок для каждого контролируемого пункта. На типовых схемах указывают обозначения, наименования и типы, а также места установки всех аппаратов и приборов; схемы подключений для всех устройств оборудования пункта управления; чертежи компоновки оборудования и строительное задание на подготовку помещений пункта управления для установки оборудования и раскладки кабелей.

В соответствии с выданным строительным заданием специализированной организацией детально разрабатываются строительные чертежи пункта управления; чертежи устройства освещения пункта управления; технические задания заводам-изготовителям на изготовление комплектных устройств (диспетчерского щита, пультов, панелей питания, устройств телемеханики, вычислительной техники и др.); чертежи раскладки кабелей и кабельные журналы.

К рабочей документации прикладывают ведомости комплектных устройств и спецификации на прочее оборудование пункта управления и кабельные изделия.

В рабочей документации телемеханизации контролируемых пунктов разрабатываются аналогичная проектная документация и, кроме того:

- принципиальные схемы местной сигнализации;
- схемы присоединения объектов телемеханизации к комплектам КП телемеханических устройств;
- компоновочные и установочные чертежи телемеханического оборудования на КП;
- схемы подключений объектов телемеханизации.

При телемеханизации существующих установок схемы подключений выполняют на основе полученных от заказчика исполнительных монтажных схем в объеме, необходимом для монтажа дополнительных элементов, предусмотренных принципиальной схемой телемеханизации, без повторения монтажной схемы существующей установки в целом. В отдельных случаях, когда выполнение исполнительных схем представляет для заказчика большие трудности, чем выполнение монтажа дополнительных элементов по месту, в проекты включают ведомость необходимых для телемеханизации дополнительных элементов, монтируемых затем по месту.

Раскладка кабелей телемеханизации для вновь сооружаемых контролируемых объектов выполняется совместно с кабельной раскладкой электрооборудования проектируемого объекта энергоснабжения.

Для существующих энергетических объектов чертежи раскладки кабелей для телемеханизации могут выполняться в виде упрощенных схем. На основании этих схем и кабельных журналов раскладка кабелей на этих КП производится по месту.

Технические задания на изготовление комплектных устройств должны разрабатываться в соответствии с нормами и специальными требованиями заводов – изготовителей этого оборудования.

Опыт проектирования и эксплуатации позволяет дать некоторые рекомендации по рациональному выполнению отдельных элементов технических заданий.

На мнемонических схемах систем электроснабжения, выполняемых на диспетчерских щитах, или воспроизводимых на экранах дисплеев, изображение внешних связей между подстанциями следует максимально ограничивать. Практика показывает, что указанные связи являются в большинстве случаев лишними, загромождают схему и затрудняют работу диспетчера. При большом числе таких связей значительно легче бывает определить их направление по специальным накладкам, размещаемым на соответствующих отходящих линиях. Надписи выполняют по принципу встречной адресной маркировки.

При небольшом числе подстанций, а также при наличии аварийных связей и перемычек между подстанциями эти связи могут быть показаны на диспетчерском щите.

На фасадах диспетчерских щитов водоснабжения, а также других неэлектрических систем энергоснабжения в отличие от щита электроснабжения основные технологические связи, как правило, показывают на поле щита. Это необходимо в случаях, когда на связях имеются телемеханизированные аппараты, а также для уяснения технологических связей между объектами системы.

На мнемонических схемах щитов, выполняемых ЗАО «Росэлектропром Холдинг» ОАО «Завод Электропульт», в качестве символов выключателей могут устанавливаться ключ с поворотным указателем и индикаторы ТС, причем если управление телеуправляемыми объектами производится непосредственно со щита, то для телеуправляемых объектов обязательно применение ключей. Для телесигнализируемых объектов возможно применение как ключей, так и индикаторов ТС.

На мнемонических схемах щитов, выполняемых житомирским заводом ПАО «Электроизмеритель», в качестве символов выключателей применяют ключи типа КА, КУА.

Символы, обозначающие на щите управляемые и сигнализируемые объекты, необходимо выполнять различными по внешнему виду. Они должны отличаться либо раскраской, как это принято для ключей житомирского завода, либо выбором символов различной конструкции (например, СМВ для сигнализируемых объектов и КТС для управляемых объектов, как показано на рис. 8.3).

Если одно Телемеханическое устройство на ПУ работает на несколько контролируемых пунктов, то на мнемосхемах этих пунктов общие ключи, кнопки и лампы должны дублироваться. При этом общие ключи отключения телемеханических устройств, работающих по радиальной или транзитной схеме, рекомендуется помещать, либо отдельно на щите, либо на диспетчерском пульте.

Вызов телеизмерений производится с диспетчерского пульта нажатием соответствующих кнопок (безарретирных ключей). На кнопках имеются надписи с указанием объекта телеизмерения. Кроме того, рекомендуется на мнемосхеме диспетчерского щита объект телеизмерения обозначать сигнальной лампой, загорающей во время вызова данного телеизмерения.

При использовании на ПУ дисплеев операции управления и вызов телеизмерений осуществляются с клавиатуры дисплея или непосредственно с экрана дисплея с помощью так называемого электронного карандаша. В этом случае установка специальных ключей (кнопок) управления и вызова телеизмерения, а также большей части приемных измерительных приборов не требуется.

Общие сигналы – «авария», «неисправность на контролируемом пункте», «неисправность отдельных агрегатов», «пожарная опасность» и др. – могут быть отражены на диспетчерском щите в виде сигнальных ламп на накладках, загорающих мигающим светом после прихода с контролируемого пункта извещений о неисправностях и горящих после квитирования ровным светом до устранения этих неисправностей на контролируемом пункте, или в виде символов, однотипных с символами, характеризующими положение сигнализируемых объектов. Нормально эти символы находятся в положении «отключено», соответствующем отсутствию неисправности. При поступлении извещения о неисправности в символе мигающим светом загорается лампочка. Диспетчер квитует сигнал поворотом рукоятки символа (ключа) в положение «включено», соответствующее неисправности на контролируемом пункте, после чего лампочка в символе гаснет. Рукоятка символа в этом положении окрашивается в яркий цвет, выделяющийся на щите и сигнализирующий таким образом о наличии неисправности.

После устранения неисправности на КП лампочка вновь загорается мигающим светом, и диспетчер квитует сигнал, переводя рукоятку символа (ключа) в первоначальное положение; при этом лампочка в символе вновь гаснет. Рукоятку символа в этом положении окрашивают обычно в цвет поля щита, и она не выделяется на нем.

Недостатком способа отражения общих сигналов с помощью сигнальных ламп является то, что в случае прихода сигнала об устранении неисправности и погасания в результате этого ранее горевшей сигнальной лампы диспетчер не имеет возможности определить сразу характер поступившего извещения, так как ни одна новая лампа в это время на щите не горит. Для определения же характера сигнала диспетчер должен установить, какая из ранее горевших ламп погасла. Поэтому в ряде случаев преимущество отдается второму способу отражения на щите сигнала о неисправности положением рукояток символов (ключей).

Недостатком способа отражения общих сигналов с помощью символов (ключей) является то, что при этом в некоторых случаях требуется увеличение размеров мнемосхемы.

При передаче заводу задания на изготовление диспетчерских щитов необходимо указывать цвета различных линий, имеющих на мнемонической схеме, цвета фланцев ключей (для двух положений) и кнопок, встраиваемых в мнемонику, а также цвета колпачков сигнальных ламп.

Компоновка отдельных элементов мнемонической схемы (порядок расположения линий и т.п.) производится с учетом улучшения ее внешнего вида и удобства эксплуатации. При наличии связей между объектами порядок линий определяется наличием более коротких связей и минимумом пересечений. При отсутствии связей желательно, например, в системе электроснабжения располагать линии в порядке номеров ячеек, если это не ухудшает внешнего вида мнемонической схемы.

На рис. 8.2 показан пример выполнения мнемонической схемы насосной станции обратного водоснабжения на секции мозаичного диспетчерского щита завода ПАО «Электроизмеритель». Схема выполнена на мнемосимволах и аппаратуре, выпускаемых этим заводом, по форме выполнения задания на диспетчерский щит, разработанной заводом – изготовителем щита.

На рис. 8.3 приведена искусственная мнемоническая схема объекта электроснабжения, на которой изображено большинство встречающихся элементов мнемосхемы системы электроснабжения. Мнемосхема выполнена с использованием аппаратуры и мнемосимволов завода ЗАО «Росэлектропром Холдинг» ОАО «Завод Электропульт».

передаваемых на пункт управления, в один сигнал, использованием во многих случаях для передачи сигналов телемеханических устройств.

На автоматизированных необслуживаемых контролируемых объектах предусматривается два вида сигнализации: местная – непосредственно на самом объекте – и централизованная, передаваемая на пункт централизованного контроля (управления).

На неавтоматизированных постоянно обслуживаемых объектах местная сигнализация предназначена для того, чтобы помочь обслуживающему персоналу правильно управлять установкой, предотвратить возможность аварии путем своевременного осуществления необходимых переключений, а в случае аварии установить ее причину и принять соответствующие меры.

В отличие от этого на автоматизированных объектах, работающих без постоянного дежурного персонала, местная сигнализация служит для:

- контроля за работой установки во время присутствия на объекте обслуживающего персонала (например, в период наладки, ремонта, проведения испытаний и т.д.);
- расшифровки общих сигналов («авария», «неисправность» и др.), передаваемых на пункт управления, позволяющей ремонтному персоналу, прибывшему на объект, быстро установить конкретную причину повреждения.

Первый вид сигнализации выполняется с помощью сигнальных ламп, устанавливаемых обычно на постах местного управления. По своему характеру этот вид сигнализации делится на, сигнализацию положения отдельных объектов и на предупреждающую и аварийную сигнализацию, сопровождаемую звуковыми сигналами.

На необслуживаемых объектах предусматриваются следующие световые сигналы:

- положение «включено» (для основного оборудования: выключателя, насоса, компрессора и т.п.) – сигнальная лампа с колпачком желтого цвета (ЛВ);
- положение «отключено» (для основного оборудования) – сигнальная лампа с колпачком зеленого цвета (ЛО);
- аварийное отключение выключателя или агрегата – мигающее горение соответствующей лампы ЛО;
- положение «задвижка открыта» – сигнальная лампа с колпачком желтого цвета (ЛОЗ);
- положение «задвижка закрыта» – сигнальная лампа с колпачком зеленого цвета (ЛЗЗ);
- аварийное отключение электродвигателя задвижки – сигнальная лампа с колпачком красного цвета (ЛАЗ).

При наличии на объекте неисправности или аварии загорается соответственно общая лампа предупреждающей (ЛПС желтого цвета) или аварийной (ЛАС красного цвета) сигнализации и подается звуковой сигнал.

На необслуживаемых объектах сигнализация положения вспомогательных устройств или машин, работающих автоматически, как правило, не требуется. К таким устройствам относятся, например, дренажные насосы, вакуумные насосы и вентили, вращающиеся сетки, вентиляторы, электронагревательные элементы и др.

При нормальной автоматической работе таких устройств обслуживающему персоналу нет необходимости знать, в каком они положении находятся в тот или иной момент времени, неисправность же их работы определяется косвенно по показаниям приборов и по другим сигналам.

Местная общая световая и звуковая сигнализация включается только на время нахождения на объекте обслуживающего персонала при помощи переключателя местной сигнализации (ПМС). Нормально же местная сигнализация отключена.

Местная сигнализация, предназначенная для расшифровки общих сигналов, поступающих на пункт управления, выполняется не на лампах, а на сигнальных реле (блинкерах), с тем чтобы причина, вызвавшая передачу сигнала «авария» или «неисправность», была зафиксирована до прихода дежурного персонала на контролируемый пункт. При большом количестве объектов контроля целесообразно предусматривать также групповые блинкеры, объединяющие все причины, вызывающие аварийное отключение отдельного агрегата.

Прибыв на контролируемый пункт, персонал по положению групповых блинкеров прежде всего определяет неисправный агрегат, а затем уже по индивидуальным блинкерам – конкретную причину неисправности данного агрегата.

После устранения неисправности все блинкеры должны быть приведены персоналом в исходное положение.

Общий объем сигнализации, передаваемой на центральный пункт управления с контролируемых пунктов систем энергоснабжения промышленного предприятия, может быть весьма различным.

Причина, вызвавшая передачу сигнала на пункт управления, может быть длительной или кратковременной. Соответственно и сигналы бывают остающимися или импульсными. Под остающимся сигналом подразумевается сигнал, который фиксируется непосредственно на контролируемом (а, следовательно, и на диспетчерском) пункте и сохраняется до тех пор, пока не устраняется причина, вызвавшая этот сигнал. Импульсные сигналы на контролируемом пункте не фиксируются, поэтому необходимо обеспечить, чтобы время прохождения каждого такого сигнала на контролируемом пункте было достаточным для передачи и четкого приема этого сигнала на

пункте управления. В отличие от остающихся импульсные сигналы должны искусственно фиксироваться на контролируемом пункте или на пункте управления и сохраняться таким образом до тех пор, пока они не будут сняты (деблокированы) диспетчером.

Во многих случаях (за исключением особо крупных объектов) бывает целесообразно сигналы аварийного отключения и неисправности на контролируемом пункте выполнять остающимися, что позволяет обойтись без реле импульсной сигнализации на КП. Получение же с одного КП второго сигнала того же характера (как это имеет место при импульсной схеме) в ряде случаев может не предусматриваться, так как персонал, направляемый на контролируемый пункт по первому вызову, о причине последующей неисправности может судить непосредственно на месте без передачи повторного сигнала диспетчеру.

Для крупных объектов сигнал «авария» выполняется импульсным, чтобы иметь возможность при необходимости принимать на пункте управления последующие аварийные сигналы с того же КП.

Индивидуальные и общие предупреждающие и технологические сигналы выполняются остающимися.

Положение основных контролируемых объектов на щите диспетчера энергохозяйства отражается горением лампы соответствующего цвета либо положением ручки (флажка) квитирующего ключа – символа. Изменение положения контролируемого объекта фиксируется на диспетчерском щите.

Для передачи на диспетчерский пункт сигнала об изменении положения контролируемого объекта в цепи запуска и кодирования телемеханического устройства вводятся соответствующие контакты, характеризующие положение объекта.

Аппараты управления (выключатели, магнитные пускатели, контакторы и др.), сигнализация положения которых главным образом и передается на диспетчерский пункт, являются аппаратами двухпозиционными. Переход этих аппаратов из одного положения в другое происходит практически мгновенно. Для осуществления передачи телесигнализации положения таких аппаратов достаточно их блок-контакты (или контакты реле-повторителей) включить соответствующим образом в цепи запуска и кодирования телемеханических устройств.

Иначе строятся схемы телесигнализации положения для аппаратов, переход которых из одного положения в другое происходит в течение более или менее продолжительного времени. К таким аппаратам относятся задвижки, затворы и другие подобные элементы трубопроводной арматуры.

В отличие от аппаратов управления задвижка при открытии или закрытии часть времени находится в промежуточном положении. Поэтому для возможности передачи сигналов о положении задвижки с помощью телемеханических устройств приходится создавать специальные схемы, выходные реле которых переключаются только в момент полного открытия или закрытия задвижки. Контакты этих выходных реле включаются в цепи запуска и кодирования телемеханических устройств и сигнализируют изменения положения задвижки.

Схема телесигнализации положения задвижки может быть выполнена по одному из двух вариантов.

Вариант 1 – на щите диспетчера при подаче приказа, т.е. при повороте ключа КУ, лампа, встроенная в ключ КУ, начинает мигать. В момент включения пускателя открытия или закрытия задвижки лампа переходит на ровное горение. При переходе задвижки в конечное положение лампа в ключе КУ гаснет. Эта схема позволяет контролировать крайние положения задвижки, прием приказа на открытие или закрытие, а также весь ход задвижки, так как если в процессе открытия или закрытия задвижка по какой-либо причине останавливается, то лампа, встроенная в ключ управления задвижкой на диспетчерском щите, вновь начинает мигать.

Вариант 2 – при подаче диспетчером приказа на открытие или закрытие задвижки лампа в ключе управления задвижкой на диспетчерском щите начинает мигать. Мигание прекращается, и лампа гаснет только тогда, когда задвижка полностью откроется или закроется.

Первый вариант является более наглядным, но он требует занятия двух объектов телесигнализации в телемеханическом устройстве. Применение этого варианта может быть оправдано лишь для задвижек особо ответственных агрегатов и при наличии свободной емкости телемеханического устройства, а также в тех случаях, когда при формировании новой технологической схемы необходимо следить за ходом открытия или закрытия задвижки.

Выше указывалось, что аварийные и предупреждающие сигналы, передаваемые на диспетчерский пункт, могут быть общими и индивидуальными. Общие сигналы объединяют отдельные виды повреждений или аварии с отдельными элементами на контролируемом пункте (или на части его) и требуют прибытия на объект обслуживающего персонала, который на месте определяет причину аварии или неисправности и принимает необходимые меры. Индивидуальные предупреждающие и аварийные сигналы обычно относятся к отдельным элементам контролируемого пункта (преобразовательному агрегату, трансформатору и т.д.) и предусматриваются в том случае, когда диспетчер может непосредственно из пункта управления произвести необходимые переключения при помощи, например, средств телеуправления.

Индивидуальные аварийные и предупреждающие сигналы в большинстве случаев, так же, как и общие, являются сложными, объединяющими отдельные виды неисправностей, относящихся к соответствующему агрегату.

Схемы аварийной и предупреждающей сигнализации на контролируемом пункте состоят из самостоятельных узлов – схем образования отдельных сигналов (неисправности трансформатора, неисправности преобразовательного агрегата, неисправности или аварии на подстанции, насосной станции и т.д.) и общего узла передачи этих сигналов на пункт централизованного управления и контроля и в систему местной сигнализации.

Сигнал «открытие дверей» передается на ПУ при приходе персонала на контролируемый пункт. Этот сигнал блокируется на КП и деблокируется кнопкой при уходе персонала с КП. Желательно эту кнопку помещать на наружной стороне входной двери.

Сигнал «пожарная опасность» выполняется остающимся. В ряде случаев, когда установка датчиков пожарной опасности задерживается, в проекте телемеханизации предусматривается лишь возможность последующего присоединения этого сигнала к устройству телемеханики.

Сигнал о замыкании на землю берется от трансформаторов тока защиты от замыкания на землю, установленных на линиях высокого напряжения или от трансформаторов напряжения, установленных на шинах подстанции. Предусматривается один общий сигнал с подстанции для всех секций одного напряжения. Сигнал этот выполняется остающимся.

Местная предупреждающая сигнализация может подключаться к тому же реле импульсной сигнализации, что и аварийная сигнализация, и действует на тот же звуковой сигнал. В этом случае для распознавания характера сигнала ставятся выходные сигнальные реле цепей аварийной и предупреждающей сигнализации.

На крупных и ответственных объектах, работающих без постоянного дежурного персонала, схемы аварийной и предупреждающей сигнализации следует выполнять отдельными, защищая каждую из них своими установочными автоматами или предохранителями. Для надежного контроля за работой этих схем контакты реле РКН(п) контроля напряжения в схеме предупреждающей сигнализации вводятся в схему аварийной сигнализации, а контакты реле РКН(а) контроля напряжения в схеме аварийной сигнализации – в схему сигнализации предупреждающей.

8.2 Стадии и этапы разработки и внедрения АСУЭ

Как указывалось, выше, разработка и внедрение АСУЭ осуществляются на основании «Общепромышленных руководящих методических материалов по созданию АСУ» (ОРММ АСУТП, АСУ-П, АСУ-ОТ), а также различных государственных стандартов, регламентирующих разработку АСУ. Кроме того, при разработке систем управления необходимо использовать соответствующие ведомственные нормативные и руководящие материалы (ВСН, инструкции, нормы и др.), учитывающие специфические особенности той или иной отрасли народного промышленного производства.

Установлены следующие стадии создания автоматизированных систем управления, относящиеся также и к АСУЭ: предпроектная, разработка проекта, ввод в эксплуатацию.

На предпроектной стадии производится обследование объекта управления, анализ материалов обследования, обоснование целей и эффективности создания АСУ; устанавливаются основные технические и организационные принципы построения АСУ. Завершается эта стадия технико-экономическим обоснованием (ТЭО), разработкой и утверждением технического задания (ТЗ) на создание АСУ.

На стадии разработки проекта разрабатывается техническая документация (технический и рабочий проекты) и проводятся подготовительные работы по вводу АСУ в эксплуатацию.

Стадия ввода в эксплуатацию предусматривает выполнение строительно-монтажных и пусконаладочных работ, подготовку объекта к вводу АСУ в эксплуатацию, проведение опытной эксплуатации и приемо-сдаточных испытаний.

АСУЭ является развивающейся системой, объем решаемых задач и функций которой расширяются по мере разработки новых программ, появления и решения новых проблемных задач, совершенствования технической базы системы. Поэтому под вводом АСУЭ в эксплуатацию подразумевается завершение монтажно-наладочных работ, введение в действие технических средств и внедрение минимума задач, разработка программ для которых была завершена в первую очередь.

Предпроектная стадия создания АСУЭ начинается с подготовки и систематизации исходных данных, требуемых для разработки ТЭО.

Для действующего предприятия эти данные получают на основании опыта эксплуатации энергохозяйства, подтверждаемого различными документами, отчетами, актами, исполнительными чертежами и т.д. Для вновь строящегося предприятия исходные данные берутся из проектов энергохозяйства проектируемого предприятия и из опыта эксплуатации предприятия, аналогичного проектируемому.

На основании полученных данных проводится анализ работы энергохозяйства, проводятся исследования, выявляющие слабые места в энергоснабжении предприятия, источники и причины потерь энергоносителей, намечаются пути устранения недостатков и как следствие определяется целесообразность создания АСУЭ или АСДУ с последующей передачей в АСУП необходимых данных, получаемых из АСУЭ.

При разработке ТЭО определяют обобщенные функции управления, автоматизация которых может сократить потери, снизить себестоимость выпускаемой предприятием продукции, повысить надежность энергоснабжения.

В составе ТЭО проводится также обоснование необходимого уровня автоматизации отдельных энергообъектов, вызванного созданием АСУЭ, определение вероятных мест размещения пунктов управления отдельными системами энергоснабжения предприятия, определение объема и состава предстоящих строительных работ. Здесь же выбирают и обосновывают ориентировочный состав комплекса технических средств, необходимых для функционирования АСУЭ, и составляют сметы затрат на создание АСУЭ.

На основании этих данных определяют ожидаемую технико-экономическую эффективность создания на данном предприятии АСУЭ.

Технико-экономическое обоснование АСУЭ должно быть согласовано с проектируемым предприятием и с организацией – генеральным проектировщиком данной отрасли. Соответственно в состав ТЭО включают следующие разделы:

- анализ систем энергоснабжения предприятия, выявление причин нарушения энергоснабжения и источников потерь энергоресурсов, пути их устранения, в том числе и- за счет внедрения АСУЭ;

- обоснование выбора принципов построения АСУЭ, уровня автоматизации отдельных энергообъектов, функций автоматизированного управления взаимосвязанными (организационно и технологически) процессами в энергохозяйстве;

- принятие основных решений по укрупненной функциональной структуре АСУЭ, включая структуру АСДУ системами энергоснабжения как информационно-управляющей подсистемы АСУЭ;

- решение основных вопросов по выбору технических средств АСУЭ, обеспечивающих совместимость и взаимодействие отдельных подсистем АСУЭ и других АСУ предприятия;

- технико-экономические расчеты, включающие данные по затратам на создание АСУЭ и расчеты ожидаемой эффективности от ее внедрения;

- выводы и рекомендации, в которых производится оценка целесообразности создания АСУЭ, даются предложения по организации работ, связанных с созданием АСУЭ, в том числе по составу отдельных этапов этих работ.

Техническое задание (ТЗ) является основным исходным документом для создания АСУ, на соответствие которому проверяется затем созданная система управления.

В ТЗ проводится более детальная проработка вопросов, рассмотренных в ТЭО в общем виде. Поэтому в состав ТЗ, так же, как и в ТЭО, включается детальное обследование проектируемого энергохозяйства промышленного предприятия и анализ его функционирования как объекта управления. При обследовании энергохозяйства проводится сбор и систематизация данных, характеризующих состояние отдельных энергообъектов и сетей промышленной системы, режимов их работы, организацию и структуру службы главного энергетика, документооборот, основную нормативно-техническую документацию и пр.

Собирают данные по заранее подготовленным формам и таблицам, которые заполняют на основании непосредственного ознакомления с объектами, документами; беседуют с эксплуатационным персоналом.

Для вновь проектируемого объекта указанные данные берут из проектов отдельных систем энергохозяйства и на основании данных, полученных по предприятию, принятому в качестве аналога для проектируемого объекта.

В соответствии с технологическими особенностями предприятия, состоянием систем энергоснабжения и организационной структурой управления энергоснабжением выявляют критерии и цели управления, возможные ограничения и возмущения.

В техническом задании уточняют состав организационных и технологических процессов, управление которыми должно быть автоматизировано при создании АСУЭ для достижения конкретных экономических показателей (устранение потерь энергоносителей, повышение надежности энергоснабжения, снижение себестоимости основной продукции предприятия и др.).

Определяют необходимый уровень автоматизации энергетических объектов и намечают мероприятия по их автоматизации.

Следующим этапом разработки ТЗ является выбор функциональной структуры АСУЭ, установление состава отдельных ее подсистем, определение функций управления и перечня задач, решаемых системой.

Разрабатывают требования по взаимодействию подсистем АСУЭ между собой и с другими АСУ на предприятии и вне его, а также основные положения по всем видам обеспечения АСУЭ. Уточняют состав комплекса технических средств АСУЭ.

В соответствии с намечаемой перспективой развития АСУЭ устанавливают очередность ее создания и состав этапов внедрения. Разрабатывают также план-график создания АСУЭ, в котором указывают исполнителей и сроки внедрения отдельных этапов, и план мероприятий по подготовке энергохозяйства предприятия к внедрению АСУЭ.

Уточняют ожидаемые затраты на создание АСУЭ и технико-экономическую эффективность ее внедрения.

Техническое задание, так же, как и ТЭО, должно быть утверждено руководством предприятия и согласовано с генеральной проектной организацией. Если ТЗ на АСУЭ выполняется в составе комплексного проекта на АСУ предприятия, то на утверждение оно представляется в качестве ТЗ на комплексное АСУ, для чего в это ТЗ включают соответствующие материалы по АСУЭ.

Техническое задание состоит из следующих разделов: основание для разработки; краткая характеристика объекта управления; цель создания АСУЭ и ожидаемые значения показателей, которые должны при этом быть достигнуты; функции АСУЭ и комплексы задач управления, декомпозиция системы; требования к возможности дальнейшего расширения и модернизации АСУЭ; требования к отдельным подсистемам, входящим в состав АСУЭ, их совместимости и организации их взаимодействия в составе АСУЭ; требования к взаимодействию АСУЭ с другими АСУ предприятия и с АСУ вне его; организация работ по созданию АСУЭ и исполнители этих работ; стадии и этапы создания АСУЭ; показатели экономической эффективности внедрения АСУЭ.

Технический проект АСУЭ предназначен для разработки общесистемных решений АСУЭ, решений по функциональной и обеспечивающей части АСУЭ (организационное, информационное, техническое, программное обеспечение системы) и других проектных решений, обеспечивающих эффективную и согласованную работу всех подсистем АСУЭ.

В составе технического проекта вновь проводят анализ энергетического хозяйства предприятия как объекта автоматизированного управления, уточняют требования к функциональной структуре АСУЭ и разрабатывают окончательный вариант структуры системы, проводят выбор и обоснование методов согласованного функционирования отдельных подсистем АСУЭ.

Проектные решения ПО функциям АСУЭ представляют в техническом проекте в виде:

- описания функциональной части АСУЭ, в котором приводят перечень функций системы и состав комплексов задач, решаемых при реализации каждой функции, принципы декомпозиции функциональной структуры АСУЭ, информационные связи между подсистемами, входящими в состав АСУЭ;

- схемы функциональной структуры;

- описания постановок комплексов задач, обеспечивающих выполнение функций системы, отражающих назначение каждого комплекса, его организационно-экономическую и производственно-технологическую сущность, наименования и условные обозначения задач, объединенных в комплекс, состав подразделений и основных процедур их деятельности, связанных с подготовкой исходных данных и использованием результатов решения комплекса задач, периодичность решения, ограничения по срокам и достоверности результатов, состав должностных лиц и (или) наименования подразделений, определяющих условия и временные характеристики решения комплекса задач, спецификацию задач, необходимых для реализации общесистемных функций системы, их закрепление за подсистемами, взаимодействующими в составе АСУЭ, и общую характеристику процедур обработки информации;

- описания информационных связей между подсистемами, входящими в состав АСУЭ, а также между АСУЭ и информационно связанными с ней другими системами управления на предприятии и вне его.

Проектные решения по обеспечению функций АСУЭ включают решения по информационному, организационному, программному и техническому обеспечению системы.

Проектные решения по информационному обеспечению представляют в виде:

- описания организации информационной базы АСУЭ, а также ссылок на описания частей информационных баз подсистем, входящих в состав АСУЭ;

- описания решений по созданию массивов информационной базы АСУЭ на машинных носителях, включая выбор машинных носителей и организацию обмена данными между подсистемами, входящими в состав АСУЭ;

- описания системы классификации и кодирования, способов преобразования кодов, взаимодействующих при обмене информацией между подсистемами, в коды АСУЭ (при необходимости), а также кодов элементов объекта, управление которым осуществляется с помощью АСУЭ, и кодов элементов АСУЭ (массивов, документов, показателей);

- описания решений по обеспечению информационной совместимости частей системы, в том числе:

- а) для прямых межмашинных связей:

- ссылки или описания массивов информации отдельных подсистем, взаимодействующих в составе АСУЭ, в том числе перечень входных и выходных массивов (файлов) с указанием наименований и идентификаторов массивов, форматов записи, размеров блока, длины записи; ключи перечня полей логической записи;

- описания характеристик информационных баз, необходимых для организации обмена информацией между подсистемами, взаимодействующими в составе АСУЭ, в том числе перечни и характеристики входных и выходных сигналов;

б) для связей между вычислительной техникой и устройствами телемеханики: описания принципов обмена информацией между вычислительной техникой и устройствами телемеханики, ссылки на типовые драйверы, форматы слов и блоков;

в) для связей, реализуемых с помощью документов:

- перечни и формы входных и выходных документов;
- описания регламента информационного обмена между взаимодействующими подсистемами;
- описания порядка внесения изменений и редактирования;
- описания методов обеспечения надежности и достоверности контроля и защиты информации при взаимодействии.

Проектные решения по организационному обеспечению представляются в виде: схемы организационной структуры АСУЭ; описания организационной структуры АСУЭ, включающего решения по ее декомпозиции; распределения обязанностей персонала по реализации функций АСУЭ, включая рекомендации по изменению организационной структуры функций и регламента работы подразделений с указанием перечня категорий работников, участвующих в реализации функций системы.

Проектные решения по программному обеспечению представляют в виде описания системы программного обеспечения АСУЭ, включающего общесистемное программное обеспечение системы, программное обеспечение совместимости программ взаимодействующих подсистем и соответствующих заданий на программирование. Проектные решения по общесистемному программному обеспечению включают набор операционной системы, системы управления базами данных и системы телеобработки.

Проектные решения по обеспечению совместимости программ взаимодействующих подсистем определяют параметры организующей программы, обеспечивающей заданное выполнение вычислительного процесса, в том числе параметры общесистемной или локальной программы-диспетчера, определяющие ее взаимодействие с базами данных, совокупностью или отдельными программами взаимодействующих подсистем. Задания на программирование разрабатываются в соответствии с нормативно-технической документацией.

Проектные решения по техническому обеспечению представляют в виде:

– описания комплекса технических средств (КТС) АСУЭ, содержащего описание принципов построения КТС системы в целом, включая описание средств АСУЭ и распределение средств вычислительной техники между подсистемами, входящими в ее состав, с учетом возможностей кооперативного использования этих средств, и описание способов обеспечения совместимости КТС отдельных подсистем из состава АСУЭ;

– решений по обеспечению совместимости и взаимодействия с КТС АСУП, АСУ ТП и других АСУ, содержащих описания типов каналов, интерфейсов, приоритета устройств и регламента обмена;

– обоснования выбора типов и расчета количества конкретных технических средств, включая средства сопряжения;

– плана расположения КТС АСУЭ, в том числе их территориального размещения, а также размещения АСДУ отдельными системами энергоснабжения или АСДУ энергохозяйством предприятия в целом, средств АСУП и средств АСУ ТП, используемых в качестве терминальных устройств КТС АСУЭ;

– структурной схемы КТС;

– проектной оценки надежности КТС;

– заявок на разработку новых технических средств (при необходимости);

– заданий на проектирование архитектурно-строительной части проекта, помещений для размещения КТС АСУ, энергетической и сантехнической частей проекта;

– спецификации приборов средств автоматизации (при необходимости), электрооборудования, кабельной продукции.

Общесистемные проектные решения АСУЭ представляются в виде:

– пояснительной записки, содержащей наименование объекта автоматизации, полные наименования документов, на основании которых осуществляется разработка АСУЭ. Пояснительная записка содержит перечень организаций, разрабатывающих АСУЭ, сроки выполнения основных стадий и этапов создания АСУЭ, условия создания АСУЭ (вновь создаваемая система, расширение, реконструкция), краткую характеристику энергохозяйства, цели создания и область применения АСУЭ, обоснования и краткую характеристику проектных решений по подсистемам, входящим в состав АСУЭ, включая описание общих принципов организации человеко-машинного взаимодействия и обеспечения согласованного их функционирования, сведения о проведенных согласованиях проектных решений и соответствии их действующим нормам и правилам;

– плана мероприятий по подготовке объекта к внедрению АСУЭ, отражающего перечень мероприятий, выполнение которых необходимо для обеспечения ввода в действие АСУЭ с указанием назначения и содержания мероприятий, сроков их выполнения, ответственных исполнителей, формы завершения работ;

- расчета экономической эффективности, выполненного в ТЭО, и сметы затрат;'
- ведомости документов технического проекта, содержащей перечень документов, разработанных для данного проекта или взятых из других проектов АСУЭ.

Разработка рабочего проекта (РП) заключается в детализации проектных решений, принятых на стадии ТП. В результате выполнения РП должна быть завершена разработка комплекса технических средств АСУЭ и программного обеспечения; должны быть разработаны технологические процессы сбора, хранения, обработки и предоставления информации; согласованы задания на изготовление вычислительной техники, средств телемеханики, диспетчерских щитов и пультов, и другого оборудования, требующего специального согласования.

Рабочий проект АСУЭ состоит из рабочих чертежей комплекса технических средств системы, рабочего проекта программного и организационного обеспечения АСУЭ.

Рабочий проект программного и организационного обеспечения, как правило, включает: описание технологического процесса сбора, передачи и обработки данных в АСУЭ, в том числе регламента взаимодействия по всем видам обеспечения АСУ; технологические и должностные инструкции персоналу и инструкции по эксплуатации, определяющие права и обязанности должностных лиц, ответственных за запуск и эксплуатацию АСУЭ и процедуры, выполняемые при запуске, эксплуатации АСУЭ, отказах и восстановлении функционирования; программную документацию на программы, разработанные в соответствии с заданиями на программирование, приведенными в ТП АСУЭ, в объеме, указанном в ОРММ АСУ ОТ, АСУП или АСУ ТП; общее описание АСУЭ с указанием функций и средств АСУЭ, используемых для взаимодействия средств АСУ, а также общую характеристику совместимости и регламента работы АСУЭ; характеристики эффективности АСУ ОТ.

Если вместо ТП и РП разрабатывается технорабочий проект АСУЭ, то содержание технорабочего проекта должно соответствовать содержанию технического и рабочего проектов АСУЭ.

Технический (технорабочий) и рабочий проекты АСУЭ могут разрабатываться как часть технического (технорабочего) и рабочего проектов АСУ предприятия. В этом случае информационная, программная, техническая и организационная совместимость и взаимодействие достигаются, главным образом, путем использования средств АСУ предприятия.

8.3 Пункты управления

Пунктом управления или диспетчерским пунктом называется место, откуда диспетчерский персонал осуществляет оперативное руководство контролируемой системой, где располагаются технические средства передачи, обработки и воспроизведения информации. Работа диспетчерского персонала характеризуется повышенной сложностью и напряженностью, а возложенные на него обязанности являются весьма обширными и ответственными. Поэтому для обеспечения возможности выполнения этих обязанностей, повышения эффективности работы диспетчера и его помощников, а также для улучшения условий их работы пункт управления должен быть оснащен соответствующим оборудованием и рационально скомпонован. Современный пункт управления представляет собой сложную в техническом отношении установку, все элементы которой должны быть рационально спроектированы и тесно между собой увязаны.

Помещения пункта управления и установленное в нем оборудование должны обеспечить дежурному персоналу: максимальные удобства во время работы; возможность более полного и своевременного информирования его обо всем происходящем в обслуживаемой системе энергоснабжения; возможность оперативной передачи на контролируемые пункты системы распоряжений находящемуся там дежурному персоналу и команд непосредственного управления установками; полный и наглядный контроль за состоянием телемеханического оборудования, вычислительной техники и другой аппаратуры, используемой в системе управления; возможность передачи необходимой информации на пункты управления высших ступеней диспетчерской иерархии, руководству цеха, предприятия, в вычислительный центр, а также получения ответных распоряжений и данных.

Учитывая особенности и сложность работы диспетчерского персонала, к проектированию пунктов управления следует привлекать также специалистов по технической эстетике, которые, участвуя в разработке принципиальной схемы системы управления с точки зрения таких наук, как теория информации, техническая кибернетика, системотехника, и используя требования эргономики и основные закономерности художественного конструирования, должны разрабатывать интерьер и оборудование пункта управления. При этом учитывается, что повышенная нагрузка на зрительный и нервный аппараты диспетчера, необходимость быстрых реакций и принятия ответственных решений требуют создания соответствующих условий для работы диспетчерского персонала, максимально приспособленных к возможностям и особенностям человеческого организма. Поэтому к оборудованию пунктов управления предъявляют повышенные требования в части оформления, наглядности и надежности работы оборудования, простоты выполнения диспетчером операций.

Практика показывает, что недостаточное внимание к условиям работы персонала при проектировании пунктов управления значительно затрудняет его работу, вызывает повышенное

напряжение, быструю утомляемость, в результате чего притупляется внимание, снижается точность работы, замедляются реакции, увеличивается число ошибок.

Все органы управления (ключи, кнопки и др.), на которые диспетчеру приходится часто воздействовать во время работы, должны быть расположены, вблизи него и удобно размещены. Сигнальную и измерительную аппаратуру необходимо разместить на пункте управления таким образом, чтобы диспетчер мог легко наблюдать за их показаниями и контролировать их работу.

Видеотерминальные устройства (ВТУ) в зависимости от размеров экрана размещают либо непосредственно на диспетчерских пультах, либо рядом с диспетчерскими пультами, так чтобы диспетчер хорошо видел каждый элемент, воспроизводимый на экране ВТУ. Аппаратуру управления ВТУ во всех случаях размещают на диспетчерском пульте.

Чтобы не рассеивать внимание диспетчера и сосредоточить его на наиболее важных аппаратах и приборах, в помещении диспетчерской, где находится диспетчерский персонал, оставляют только сигнальные и измерительные приборы и аппаратуру управления. Всю же передающую и принимающую аппаратуру, а также другое оборудование пункта управления, не требующее постоянного наблюдения со стороны диспетчера, выносят в другое помещение, называемое аппаратной.

Подход к выбору места расположения пункта управления энергоснабжением для действующего или вновь проектируемого предприятия различен.

На действующих предприятиях при выборе места для размещения ПУ той или иной системы энергоснабжения прежде всего проверяют возможность использования для этой цели существующих помещений. При этом наиболее целесообразным является размещение ПУ либо в одном из сооружений контролируемой системы (желательно крупном), либо в здании, в котором находятся административные службы данной системы.

В первом случае достигается некоторая экономия средств за счет сокращения числа телемеханической аппаратуры, вызванная тем, что управление объектами сооружения, в котором расположен пункт управления, может быть осуществлено с этого пункта дистанционными методами (на слаботочной аппаратуре) без применения средств телемеханики. Размещение же ПУ в одном здании со службами управления данной энергетической системой удобно в отношении непосредственного контакта диспетчерского персонала с руководством энергоцеха.

На вновь проектируемых предприятиях пункты управления энергохозяйством размещают обычно в специально построенных для этой цели зданиях, в которых, как правило, располагают и службы управления энергоснабжением. Для некоторых крупных вновь строящихся заводов предусматривается сооружение специальных многоэтажных оперативно-производственных центров завода (ОПЦЗ), в которых наряду со службами управления размещаются все пункты управления, вычислительный центр завода, АТС и пр.

Для мелких предприятий целесообразно создание единого пункта управления для всего энергетического хозяйства предприятия.

Для крупных предприятий с развитыми энергетическими системами предусматривают сооружение самостоятельных пунктов управления отдельными энергосистемами. В этом случае наиболее рациональным является размещение всех этих ПУ в одном здании и совмещение при этом аппаратной и вспомогательных помещений, что помимо экономии капитальных затрат позволяет использовать общие комплекты телемеханических устройств для объектов разных энергетических систем предприятия.

Во всех случаях при выборе места размещения пункта управления необходимо учитывать удобство сообщения между ПУ и отдельными контролируруемыми пунктами, особенно в тех случаях, когда здание пункта управления является также местом постоянного нахождения аварийных бригад.

Нельзя размещать пункты управления в зоне агрессивных газов, повышенных шумов и в помещениях, имеющих вибрацию.

По степени надежности электроснабжения пункты управления приравниваются к потребителям I или II категории.

Электроснабжение телемеханических устройств на ПУ осуществляется от источника переменного тока 380/220 В. Колебания напряжения в питающей сети не должны превышать значений, допустимых для нормальной работы используемых в системе управления телемеханических устройств. Питание телемеханических устройств, требующих постоянного тока, осуществляется через выпрямительные устройства. Резервирование питания на пункте управления, как правило, должно быть предусмотрено от независимого источника переменного тока 380/220 В, причем для устройств, питающихся постоянным током, предусматривается резервное выпрямительное устройство.

В отдельных случаях допускается осуществлять резервирование питания от аккумуляторной батареи напряжением 48–60 В, работающей в режиме постоянного подзаряда, особенно если пункт управления совмещен с одним из контролируемых пунктов, на котором имеется аккумуляторная батарея для других целей. В случае необходимости в качестве аварийного источника питания может быть предусмотрена собственная аккумуляторная батарея, дизель-генератор или другой источник бесперебойного питания.

Питание телемеханических устройств на пунктах управления различных систем энергоснабжения при размещении их в одном здании предусматривается, как правило, от общего щита питания.

Компоновка пунктов управления. Пункт управления может иметь следующие помещения:

- диспетчерскую – место нахождения диспетчерского персонала, где размещают диспетчерский щит, диспетчерский пульт, видеотерминальные устройства, телефонный коммутатор и другое оборудование, необходимое для оперативной работы персонала;
- аппаратную, где размещают устройства телемеханики, устройства питания, различные щиты и панели с релейной аппаратурой, устройства связи и другую аппаратуру, не требующую постоянного наблюдения со стороны диспетчерского персонала;
- помещение вычислительной техники;
- помещение для аварийных бригад, если они находятся в этом же здании;
- мастерскую – помещение для производства мелкого ремонта телемеханической и другой аппаратуры;
- лабораторию – помещение для испытания, наладки и тренировки телемеханических устройств. Для средних и мелких предприятий лаборатория может быть совмещена с мастерской;
- вспомогательные служебные помещения (кладовая, санузел, комната отдыха персонала, комната программистов и др.).

При компоновке этих помещений пункта управления руководствуются следующим.

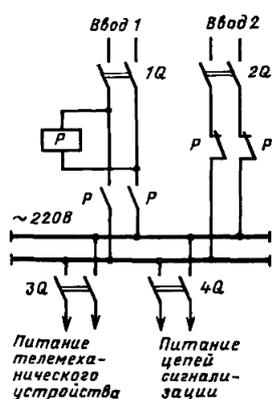


Рисунок 8.4 – Принципиальная схема электроснабжения устройства телемеханики на контролируемом пункте

Аппаратную рационально размещать возможно ближе к диспетчерскому помещению, с тем чтобы длины соединительных проводов между телемеханическими устройствами, щитом и пультом были минимальны. Наиболее целесообразно располагать аппаратную рядом с диспетчерским помещением (одноэтажное расположение ПУ). При двухэтажном расположении пункта управления аппаратную желательно размещать непосредственно под помещением диспетчерской.

Мастерскую располагают обычно рядом с помещением аппаратной.

Диспетчерское помещение нежелательно располагать окнами на юг. Если же это по местным условиям неизбежно, окна должны быть завешены светлыми шторами, чтобы солнечные лучи не ухудшали наблюдения за аппаратурой воспроизведения информации.

В небольших пунктах управления можно обойтись и без специального помещения для аппаратной, располагая телемеханические устройства и другое оборудование ПУ непосредственно за диспетчерским щитом. В этом случае диспетчерский щит как бы разделяет помещение диспетчерского пункта на две части: диспетчерскую и аппаратную.

При размещении ПУ в одном здании с другими службами вспомогательные помещения ПУ и других служб по возможности совмещают.

Размеры отдельных помещений пункта управления определяются количеством и размерами устанавливаемого в них оборудования, а также расстояниями между отдельными частями оборудования и строительными частями здания, необходимыми для нормальной эксплуатации.

Допустимые и рекомендуемые расстояния между строительными частями здания и оборудованием, устанавливаемым на пунктах управления, приведены в табл. 8.2.

Таблица 8.2

Допустимые расстояния в свету между строительными частями здания и оборудованием на пунктах управления

| Расстояния | Размеры, м |
|--|----------------------|
| Расстояние между стеной и щитами, шкафами, стивами с аппаратурой и т.п.: | |
| рекомендуемое | 1 |
| минимальное | 0,8 |
| Проходы между стеной и торцами щитов, стивов, стоек | Не менее 0.8 |
| Проходы между двумя рядами щитов, шкафов или стоек с аппаратурой | 1 -12 |
| Расстояние между рабочим местом диспетчера за пультом и щитом: | |
| минимальное | 3 |
| максимальное | 6 до крайних панелей |

На рис. 8.5–8.6 представлены примеры компоновки помещений пункта управления энергоснабжением промышленного предприятия.

Строительная часть. Строительные конструкции здания пункта управления должны быть выполнены в соответствии с действующими противопожарными нормами проектирования зданий и сооружений.

Перекрытия над помещениями пункта управления должны иметь гидроизоляцию.
 Высота технических помещений (расстояние в свету от пола до низа прогона или балки):

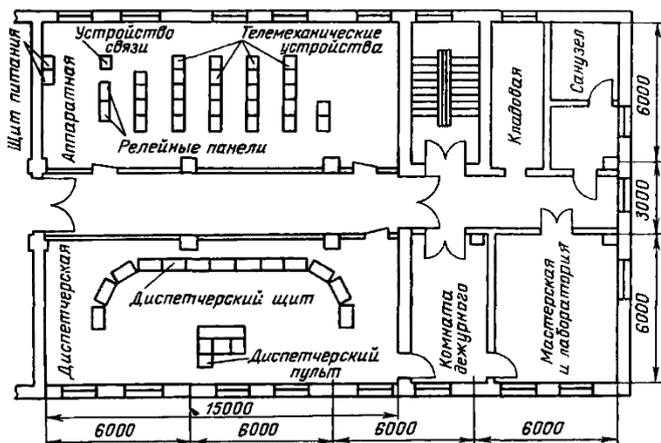


Рисунок 8.5 – Компонка пункта управления энергоснабжением СОУ (одноэтажное исполнение)

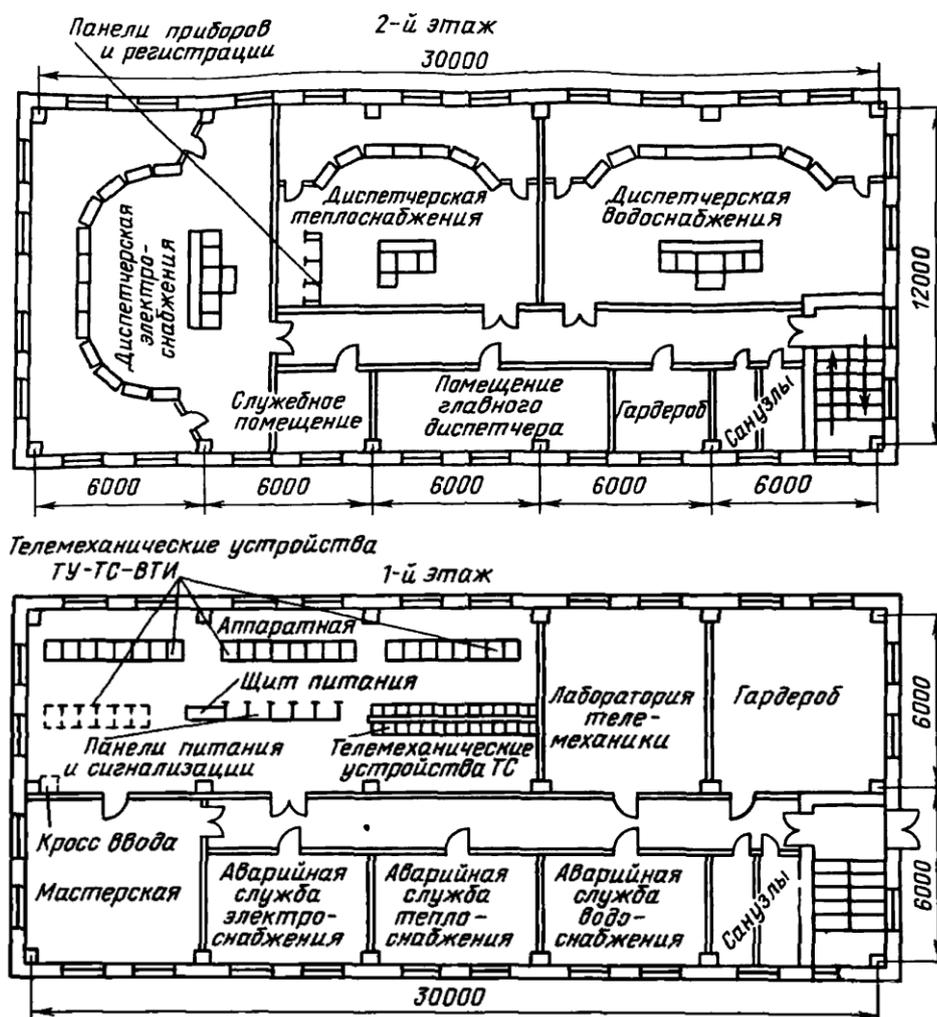


Рисунок 8.6 – Компонка пунктов управления энергоснабжением СОУ и АСДУ (двухэтажное исполнение)

- в помещении диспетчерской определяется в зависимости от высоты устанавливаемого диспетчерского щита так, чтобы от верхнего обрамления щита до балки было не менее 200 мм. Минимально допустимая высота диспетчерской 3 м;
- в помещениях аппаратной телемеханики и вычислительной техники – не менее 3 м;
- в остальных помещениях пункта управления должна отвечать общестроительным нормам.

Все двери из отдельных помещений пункта управления должны открываться наружу в сторону эвакуации. Желательно, чтобы вход в помещение диспетчерской был в поле зрения дежурного, находящегося за диспетчерским пультом.

Помещения ПУ не следует размещать под душевыми, санузлами и т.п. Исключения допускаются лишь в отдельных случаях, при условии принятия специальных мер по надежной гидроизоляции, предотвращающих попадание влаги в ПУ.

Уровень шума в диспетчерской не должен превышать 50 дБ, для чего в этом помещении должны быть предусмотрены специальная звукоизоляция от шума, проникающего извне, а также звукопоглощающее покрытие стен от шумов, возникающих внутри помещения.

При устройстве двойных полов части полов, показанные на чертежах съемными, должны быть выполнены из отдельных несгораемых плит массой не более 50 кг. В случае устройства двойных полов из заводских элементов электрооборудование при необходимости устанавливается на отдельные металлические конструкции, крепящиеся к черному полу, или непосредственно на съемные плиты двойного пола. Съемные плиты покрывают пластиком (линолеумом), не образующим статического электричества и не поддерживающим горение. По месту установки оборудования в съемных плитах выполняют проемы для прокладки кабелей, заземления и пр.

Полы в помещениях диспетчерской и вычислительной техники выполняют деревянными (паркетными) или покрывают линолеумом. В аппаратной, мастерских, лаборатории полы покрывают линолеумом; в служебных помещениях – выполняют в соответствии со строительными нормами. При устройстве паркетных покрытий кабельные каналы и двойные полы перекрывают деревянными щитами с паркетом, защищенными снизу асбестом и по асбесту жстью.

Расчетные нагрузки на полы в местах установки пультов, щитов и другого оборудования указывают на чертежах строительных заданий. Во всех случаях в помещении диспетчерской и аппаратной ЭВМ пол должен выдерживать нагрузку не менее 7355 Па, полы остальных помещений ПУ, где размещается оборудование, должны быть рассчитаны на нагрузку не менее 4903 Па. Требования необходимой прочности перекрытия распространяются не только на места намечаемой установки оборудования, но также на участки возможной транспортировки последнего.

В помещениях ПУ, где устанавливается вычислительная техника, стены, пол и потолок покрывают металлической сеткой с ячейками не более 10X10 мм до выполнения чистовой отделки помещения. Металлическая сетка соединяется с контуром защитного заземления с помощью сварки не менее чем в двух точках.

Вентиляция и отопление. В помещении диспетчерской с объемом более 40 м³ на одного человека при наличии окон и при отсутствии повышенного загрязнения воздуха допускается предусматривать естественную вентиляцию помещения путем открывания окон. В остальных случаях в диспетчерской необходимо предусматривать установку кондиционирования воздуха. Относительная влажность воздуха во всех помещениях ПУ рекомендуется в пределах 40–60% при температуре 20° С.

Вентиляцию аппаратной рассчитывают исходя из тепловыделений установленного в ней оборудования в соответствии с требованиями действующих строительных норм и правил (СНиП). Система вентиляции может быть совмещена с воздушным отоплением. Короба вентиляции закрываются съемными плитами или утапливаются в стенах. В помещении ЭВМ и диспетчерской для прокладки трубопроводов систем вентиляции и отопления возможно использование междупольного и междупотолочного пространств.

Освещение. Помещение диспетчерской, как правило, обеспечивается естественным освещением. Искусственное освещение в этом помещении выполняется рассеянным с помощью люминесцентных ламп. Желательно при этом предусматривать светильники, встроенные в конструкции подвесного потолка, или плафоны.

В помещении диспетчерской освещение выполняют равномерным. Светильники при этом располагают таким образом, чтобы поверхность диспетчерского щита была хорошо освещена, но, чтобы в то же время световые сигналы на щите были ясно различимы. В помещении аппаратной светильники располагают так, чтобы проходы между рядами установленных здесь шкафов были хорошо освещены. Вдоль стен аппаратной предусматривается установка настенных светильников. В остальных помещениях диспетчерского пункта освещение выполняется в соответствии с обычными требованиями.

Кроме рабочего освещения в помещениях диспетчерской и аппаратной предусматривается также аварийное освещение. Ремонтное освещение во всех помещениях диспетчерского пункта рекомендуется выполнять с помощью переносных электрических светильников, для питания которых вдоль стен устанавливаются розетки.

Кабельная канализация. Методы раскладки кабелей в помещениях пункта управления зависят от строительной конфигурации здания, предназначенного для размещения ПУ, и от расположения пункта управления в этом здании.

При размещении пункта управления в нижнем этаже здания наиболее целесообразно сооружение кабельных каналов глубиной 400–600 мм.

Заземление оборудования на диспетчерских пунктах должно выполняться в соответствии с правилами устройств электроустановок (ПУЭ). Согласно этим правилам в помещении аппаратной подлежат заземлению каркасы релейных щитов, шкафы телемеханических устройств и другое оборудование ПУ.

Каркас диспетчерского щита (в диспетчерском зале) в соответствии с ПУЭ заземлять не обязательно при условии, что на диспетчерских щитах имеется напряжение не выше 60 В постоянного тока или 36 В переменного тока. Учитывая, однако, простоту присоединения каркаса диспетчерского щита к цепи заземления аппаратуры, установленной в аппаратной, рекомендуется

заземлить и его, для чего необходимо проложить в кабельном канале, связывающем диспетчерский щит с аппаратной, заземляющий проводник.

8.4 Выбор способа передачи и представления информации

При организации системы централизованного управления энергоснабжением предприятия важное значение имеет определение наиболее рационального способа передачи информации в системе.

Для большей части промышленных предприятий современная система централизованного управления не может быть построена без использования для этой цели средств телемеханики. Соответственно и задача определения способа передачи информации в большинстве случаев сводится к выбору требуемой телемеханической аппаратуры с учетом конкретных задач, стоящих перед диспетчерской службой, условий эксплуатации на данном предприятии, возможности оптимального использования телемеханического оборудования, перспектив дальнейшего развития телемеханизируемой энергетической системы.

Телемеханические устройства по своему назначению, техническим возможностям, принципу построения, элементной базе существенно отличаются друг от друга.

Выбор конкретного типа телемеханического устройства в каждом случае производится на основании детального анализа и технико-экономического сравнения перечисленных выше, а также некоторых других данных применительно к характеристике и условиям работы проектируемого объекта.

Опыт показывает, что в системах централизованного управления энергоснабжением промышленных объектов наиболее предпочтительным является использование многоканальных, малопроводных телемеханических устройств заводского изготовления для рассредоточенных или сосредоточенных объектов. Чаще всего здесь используют комплексные телемеханические устройства или сочетание комплексных и специализированных устройств.

Однако в отдельных случаях (например, при небольших расстояниях между ПУ и контролируемыми пунктами, незначительном объеме телемеханической информации, рассредоточенном расположении единичных объектов телемеханизации) могут найти применение также многопроводные телемеханические схемы управления.

Иногда на одном пункте управления приходится совмещать телемеханические и дистанционные виды управления. Дистанционное управление бывает целесообразно применять для объектов, расположенных в том же здании, где размещается пункт управления, или вблизи него. В этом случае также желательно обеспечить идентичность операций диспетчера и однотипность воспроизведения и обработки информации, поступающей на ПУ, однако рациональность осуществления такой идентичности в каждом случае необходимо тщательно взвесить, так как для ее достижения приходится разрабатывать специальные схемы и устанавливать дополнительные релейные устройства.

Для телеизмерения электрических и технологических параметров (ток, напряжение, уровень, давление, расход температуры и др.) в принципе могут применяться различные телеизмерительные системы, но с целью удобства обслуживания для измерения разноименных параметров в одной системе энергоснабжения желательно использовать единую для всех измеряемых параметров систему телеизмерения, не требующую установки разнотипной измерительной аппаратуры.

В энергетическом хозяйстве промышленного предприятия для осуществления местного контроля, измерения и регистрации основных энергетических параметров службой контрольно-измерительных приборов (КИП) устанавливается большое число различных технологических датчиков. При выборе системы телеизмерения следует рассматривать возможность использования этих же датчиков для передачи необходимой информации на диспетчерский пункт без установки дополнительных датчиков, предназначенных специально для этой цели.

Поступающая на пункт управления информация с помощью специальной аппаратуры разных видов воспроизводится на диспетчерских щитах, пультах, видеотерминальных и печатающих устройствах или на специальных панелях.

В случаях представления информации только на диспетчерском щите на нем изображается мнемоническая схема контролируемой системы, которая представляет собой информационную модель контролируемого объекта (процесса) и строится чаще всего по принципу соблюдения аналогии между действительной технологической схемой объекта и его изображением на щите. На мнемонической схеме с помощью накладных или рисованных символов, а также командно-квотирующей и сигнальной аппаратуры изображаются основные элементы контролируемой энергетической системы, позволяющие диспетчеру судить о состоянии сооружений и сетей, находящихся в его оперативном ведении.

В зависимости от того, выполняет ли диспетчер непосредственно на мнемосхеме диспетчерского щита операции управления, мнемосхемы делят на оперативные и неоперативные (информационные).

При наличии в контролируемой системе нескольких объектов, имеющих одинаковую структуру, для этих объектов может предусматриваться одна общая мнемоническая схема, которая поочередно, по мере необходимости, подключается к соответствующему контролируемому объекту.

Такие мнемосхемы (или участки схем) называют многообъектными.

Мнемосхемы сооружений, технологически связанных между собой, желательно по возможности размещать на диспетчерском щите вблизи друг от друга. Мнемосхемы отдельных КП располагают на активном поле диспетчерского щита, удобном для обозрения диспетчером.

Для возможности расширения в процессе эксплуатации мнемонических схем отдельных энергообъектов на диспетчерском щите в соответствующих местах желательно предусматривать резервные площади, так чтобы в сумме они не превышали 15 % общей площади активного поля щита.

Если в соответствии с утвержденными планами развития предприятия в контролируемой энергосистеме намечается в дальнейшем строительство новых энергообъектов, то для размещения мнемонических схем этих объектов на щите при проектировании необходимо предусматривать соответствующие резервные площади.

Если же предполагается последующее значительное развитие контролируемой системы энергоснабжения и ввод ее в эксплуатацию отдельными очередями, то панели диспетчерского щита с мнемонической схемой для каждой очереди строительства наиболее целесообразно проектировать и заказывать самостоятельно при проектировании соответствующей очереди строительства. Для этого на ПУ заранее необходимо предусматривать места для установки дополнительных панелей диспетчерского щита.

Расположение аппаратуры управления и контроля на диспетчерских щитах и пультах может быть выполнено по одному из двух вариантов:

а) на мимических диспетчерских щитах располагают ключи управления и квитирования, совмещаемые, как правило, с мимическими символами оборудования на мнемосхеме, аппаратуру общей аварийной и предупреждающей сигнализации, а также некоторые ключи (кнопки) общих операций (исполнение команд управления, проверка исправности ламп и др.). На пульте при этом размещают аппаратуру квитирования общих сигналов вызова телеизмерений, приемные измерительные приборы, общие кнопки (например, снятия звукового сигнала), иногда световые табло номератора и телефонный коммутатор;

б) на световых диспетчерских щитах в соответствующих местах мнемосхемы помещают световые индикаторы положения контролируемого оборудования и аппаратуру общей сигнализации. На пульте в этом случае размещают аппаратуру управления и квитирования, ключи общих операций, аппаратуру вызова телеизмерений, приемные измерительные приборы, световые табло номератора и телефонный коммутатор.

Если общий объем информации, поступающей на пункт управления, невелик, вся диспетчерская аппаратура может быть размещена только на щите или на пульте.

При выборе способа воспроизведения информации на диспетчерском пункте руководствуются главным образом характером контролируемого объекта (процесса), количеством и видами воспроизводимой информации, целесообразной степенью условности построения мнемосхемы.

В системах диспетчерского управления промышленными энергетическими системами в большинстве случаев используют мимические диспетчерские щиты. Не исключается, однако, возможность применения и световых щитов, особенно на высших ступенях диспетчерского управления, т.е. на ПУ с малым объемом телеуправления или вообще без ТУ, а также при контроле объектов, работающих в полностью автоматическом режиме. Схема воспроизведения информации на световом диспетчерском щите должна быть построена таким образом, чтобы в случае повреждения устройства передачи информации (телемеханического устройства) обеспечивалась сохранность имеющейся на щите информации.

Получаемая диспетчером информация по форме ее представления весьма разнообразна. Это мнемонические схемы, числовые и буквенные выражения, световые и цветовые сигналы, графики, диаграммы и пр. Объем такой информации, достаточной для оценки диспетчером ситуации и принятия рациональных решений, может быть большим.

Рассмотренные выше традиционные способы контроля и управления несмотря на использование в них миниатюрной слаботочной аппаратуры требуют применения громоздких щитов и пультов, неудобны с точки зрения возможности сосредоточения внимания диспетчера на конкретной выделенной информации, недостаточно оперативны.

Использование в системах управления современных телемеханических комплексов, а также средств вычислительной техники позволяет применять для визуального представления информации и осуществления операций управления видеотерминальные устройства – дисплеи. В этом случае назначение диспетчерского щита существенно меняется. Поскольку цветные графические дисплеи, сочленяемые с ЭВМ, позволяют представить на экранах детальные мнемонические схемы контролируемых энергообъектов и другую необходимую для осуществления функций управления информацию, на диспетчерском щите в самом общем виде изображаются структурная схема контролируемой энергетической системы, наиболее важные с точки зрения диспетчерского управления энергообъекты и линии связи. Диспетчерский щит при этом имеет значительно меньшие размеры и выполняется, как правило, световым.

При поступлении на ПУ сигнала с какого-либо объекта на диспетчерском щите загорается мигающим светом лампа табло, обозначающая данный объект, а на экране дисплея автоматически

воспроизводится мнемосхема объекта с конкретной расшифровкой полученной информации. Лампа на щите и сигнал на дисплее квитируются диспетчером. Операции управления производятся с дисплея.

При необходимости информация на экран дисплея может быть вызвана и самим диспетчером с помощью клавиатуры.

Поскольку информационная емкость экрана дисплея ограничена, воспроизводимая на дисплее информация разбивается на ряд фрагментов, поочередно вызываемых на экран. Поэтому использовать для этой цели один экран неудобно, так как при этом с каждой вызываемой на экран страницы пришлось бы выписывать необходимые данные и производить затем их обработку вручную на основе сделанных записей. Целесообразно использовать на ПУ систему из нескольких экранов, из которых один может быть активным, связанным с ЭВМ, а другие – пассивными, т.е. способными отображать на каждом из них лишь одну страницу, переносимую на него с активного экрана. Процесс обработки данных в этом случае, например, при подготовке решения, осуществляется вызовом из памяти одновременно нескольких страниц и формированием на активном экране нужного документа, который затем выводится на печатающее устройство или вводится в ЭВМ. Формы документов при этом могут вызываться из памяти ЭВМ или при необходимости выполняться на активном экране с помощью системы редактирования.

Воспроизведение результатов телеизмерений на ПУ производят на цифровых и регистрирующих приемных измерительных приборах, а также на экранах дисплеев и в виде протоколов с помощью печатающих устройств.

Аналоговые приборы применяют в тех случаях, когда диспетчера наряду с величиной измеряемого параметра интересуют тенденция его изменения и отклонения от заданной предельной величины, вызываемые режимом работы энергетической системы или в результате осуществления ТУ или ТР. Цифровые приборы применяют в тех случаях, когда диспетчеру необходимо знать конкретное значение измеряемого параметра при повышенной точности его измерения. К таким параметрам относятся, например, частота и напряжение в системах электроснабжения.

Регистрирующие приборы на ПУ используют иногда для записи наиболее ответственных суммарных параметров, которые необходимы для анализа работы системы энергоснабжения. Применение регистрирующих измерительных приборов на ПУ должно быть предельно ограничено. Регистрацию же измеряемых величин чаще всего осуществляют с помощью контрольно-измерительных регистрирующих приборов, установленных непосредственно на контролируемых пунктах.

Наиболее предпочтительным является вывод результатов телеизмерений на экраны дисплеев и на печать во всех случаях, когда в системе управления используются телемеханические устройства, оборудованные устройствами обработки телемеханической информации (УОТИ), или вычислительные машины.

В телемеханических устройствах, в которых процесс телеизмерения осуществляется непрерывно, а передача измерений с КП производится по одной линии связи циклически или при изменении значения измеряемого параметра на заданную величину, значение каждой измеряемой величины за период цикла передачи фиксируется в специальных запоминающих узлах, предусмотренных в диспетчерском и контролируемом комплексах устройства телемеханики. На приемном измерительном приборе при этом воспроизводится текущее значение только того параметра, который был выбран (вызван) диспетчером.

Измерения по вызову или по выбору позволяют использовать на ПУ общие приборы для воспроизведения поступающих с разных контролируемых пунктов телеизмерений параметров, однородных по виду и номинальным значениям шкал. С целью еще большего сокращения числа приемных приборов на ПУ для измерения различных напряжений и в некоторых случаях для измерения одноименных неэлектрических параметров, имеющих различные пределы измерения, возможно использование одного общего цифрового приемного прибора или аналогового, градуированного в процентах. При нескольких однородных измерениях с одного контролируемого пункта в некоторых случаях появляется возможность использовать также общие выходные измерительные приборы-преобразователи.

При использовании для воспроизведения информации видеотерминальных устройств производится групповой вызов измеряемых параметров на экраны дисплеев. Параметры эти представляются на экране дисплея в виде таблиц или непосредственно на мнемонической схеме контролируемого объекта – КП.

На пунктах управления, оборудованных описанными выше устройствами воспроизведения информации, диспетчер имеет возможность сосредоточить свое внимание лишь на той информации, которая в данный момент ему необходима. Повышается оперативность работы диспетчера, улучшаются условия его работы.

Сигнализация положения каждого контролируемого коммутационного аппарата на мимическом диспетчерском щите выполняется с помощью поворотных элементов (символов). В качестве таких символов используются специальные ключи с встроеной в них лампой или иногда поворотные указатели, не имеющие электрических цепей. Поворотные указатели применяются для сигнализации положения редко переключаемого или менее ответственного оборудования и поворачиваются диспетчером вручную, по телефонному сообщению, с контролируемого пункта.

При возникновении несоответствия между положением символа на диспетчерском щите и действительным положением объекта, изображаемого этим символом (например, при автоматическом отключении объекта), лампа внутри символа загорается мигающим светом. Переводом символа в положение, соответствующее новому положению объекта, поступивший сигнал квитируется, лампа гаснет, а символ вновь отражает на щите положение контролируемого объекта.

Операции телеуправления в этом случае производятся с помощью тех же ключей непосредственно с диспетчерского щита. Сигнализация при этом работает следующим образом. При повороте рукоятки ключа-символа, т.е. при выборе объекта и характера управления (включить или отключить), возникает несоответствие между положением символа на щите и положением объекта управления. Соответственно встроенная в ключ лампа начинает мигать. После подачи исполнительной команды управления происходит переключение управляемого объекта, и после получения на ПУ извещения об этом лампа в ключе - символе гаснет.

На световых щитах все виды сигнализации осуществляются сигнальными лампами или световыми табло. Сигнализация положения двухпозиционных объектов выполняется здесь с помощью двух ламп, встроенных в символ контролируемого объекта, или двухцветных световых табло.

Положение несоответствия на световом щите может фиксироваться пульсирующим освещением символа (табло) или лампы в символе цвета прежнего положения объекта.

В ряде случаев в системах управления применяются разновидности светового щита – так называемые полусветовые щиты, на которых сигнализация положения двухпозиционных объектов выполняется с помощью одной лампы. При включенном положении контролируемого объекта встроенная в символ лампа горит, а при отключенном не горит. Именно такие щиты используются в системах отображения информации, выполняемых с помощью видеотерминальных устройств. Недостатком полусветовых щитов является необходимость обязательного периодического контроля исправности сигнальных ламп.

Для световых щитов используется общее квитирующее сигнализации. При этом все сигналы, относящиеся к одному контролируемому пункту, квитируются одной общей кнопкой, расположенной на пульте диспетчера. Индивидуальное квитирующее сигналов используется только для объектов, имеющих телеуправление. В нормальном положении световой диспетчерский щит погашен. Для этого схемой сигнализации предусматривается возможность дистанционного отключения и включения диспетчером освещения всех символов щита. В то же время в случае возникновения на щите положения несоответствия при переключении какого-либо объекта на любом из КП освещение символов всех объектов данного КП включается автоматически. При необходимости диспетчер также имеет возможность вызвать освещение символов отдельных КП или всего щита.

При таком построении схемы диспетчер избавлен от постоянного горения на щите большого числа ламп и в то же время получает всю необходимую ему оперативную информацию.

На мимических щитах обязательно предусматривается возможность проверки исправности ламп, встроенных в ключи, и индивидуальных путем одновременного включения всех ламп одного КП нажатием общей кнопки проверки ламп данного КП, установленной на щите.

На световом щите специальная проверка исправности ламп не требуется, так как неисправность любой лампы двухцветных световых табло или ламп, встроенных в символы, обнаруживается немедленно при погасании символа (табло) и не горении обеих ламп, встроенных в символ, при переключении соответствующего контролируемого объекта и отсутствии об этом информации.

Каждый индивидуальный сигнал, поступающий на пункт управления, должен сопровождаться включением на щите общей (для каждого КП) лампы несоответствия и звуковым сигналом. Первый из этих сигналов помимо чисто информационного назначения служит также для косвенного автоматического контроля состояния ламп на диспетчерском щите, второй – для привлечения внимания диспетчера. Звуковой сигнал выполняется общим для пункта управления и снимается нажатием специальной кнопки на пульте диспетчера.

Для контроля правильности вызова телеизмерений на мнемосхеме диспетчерского щита в каждой точке измерения устанавливаются сигнальные лампы, которая загорается при нажатии на пульте соответствующей кнопки или при повороте ключа вызова телеизмерения.

Мнемосхемы световых диспетчерских щитов могут быть выполнены светящимися, что позволяет наряду с положением коммутационных аппаратов сигнализировать также состояние стационарного (не переключающегося) оборудования и технологических или электрических линий («под напряжением» или «обесточен» – для участков шин, кабелей, линий электропередачи, «под давлением» или «отключен» – для участков водоводов, газопроводов и т.п.). Сигнализация состояния стационарного оборудования или отдельных участков контролируемой технологической (электрической) схемы, выполняется в этом случае с помощью многоцветных светопроводящих элементов, например, из оргстекла с их подсветкой, или на люминесцентных элементах.

При использовании метода отображения информации с помощью дисплеев определенная интерес представляет принцип аппаратного разделения отображаемой технологической информации на статическую (неизменяемую) и динамическую (оперативную). Практика

показывает, что оперативная информация (сигнализация положения и др., цифровые и буквенные значения контролируемых параметров) составляет обычно не более 20–25% всей представляемой диспетчеру информации.

Динамическая информация накладывается на статическую, образуя общее изображение выбранного фрагмента технологической схемы контролируемого объекта (процесса). Динамическая информация также представляется различными цветами, несущими определенную смысловую нагрузку (например, объект «включен» или «отключен»).

В автоматизированных системах диспетчерского управления и в АСУЭ, использующих в составе комплекса технических средств вычислительную технику, в качестве средства общения диспетчера с вычислительной системой могут использоваться видеотерминальные субкомплексы, из которых komponуются рабочие места операторов-технологов (РМОТ).

8.5 Методические положения разработки энергетического баланса предприятия. Разработка отчетного энергетического баланса предприятия. Анализ энергетического баланса предприятия

Требования ГОСТ 27322-87, включая изменение № 1 к разработке и анализу энергобалансов промышленных предприятий, в том числе основные понятия и общие положения:

Назначение энергобаланса.

Разработка и анализ энергетических балансов направлены на решение следующих основных задач:

- оценка фактического состояния энергоиспользования на предприятии, выявление причин возникновения и определение значений потерь топливно-энергетических ресурсов;
- разработка плана мероприятий, направленных на снижение потерь топливно-энергетических ресурсов;
- выявление и оценка резервов экономии топлива и энергии;
- совершенствование нормирования и разработка научно обоснованных норм расхода топлива и энергии на производство продукции;
- определение рациональных размеров энергопотребления в производственных процессах и установках;
- определение требований к организации и совершенствованию учета и контроля расхода энергоносителей;
- получение исходной информации для решения вопросов создания нового оборудования и совершенствования технологических процессов с целью снижения энергетических затрат, оптимизация структуры энергетического баланса предприятия путем выбора оптимальных направлений, способов и размеров использования подведенных и вторичных энергоресурсов, совершенствования внутрипроизводственного хозяйственного расчета и системы стимулирования экономии топливно-энергетических ресурсов.

Виды и области применения энергетических балансов.

В зависимости от назначения энергетические балансы промышленного предприятия могут быть квалифицированы по следующим признакам: время разработки, объект энергопотребления, целевое назначение, совокупность видов анализируемых энергетических потоков, способ разработки, форма составления.

В зависимости от времени разработки энергобалансы разделяют на:

- проектный, составляемый во время разработки соответствующего проекта;
- плановый, составляемый на ближайший планируемый период с учетом заданий по снижению норм расхода энергии;
- отчетный (фактический), составляемый по отчетным (фактическим) данным за прошлый период;
- перспективный, составляемый на прогнозируемый период с учетом коренных изменений в технологии, организации производства продукции и энергетическом хозяйстве предприятия.

По объектам энергопотребления составляют энергетические балансы предприятия, производства, цеха, участка, агрегата, установки и т.п.

В зависимости от целевого назначения разрабатывают энергобалансы технологические, отопления и вентиляции, освещения и пр.

Исходя из совокупности видов анализируемых энергетических потоков, составляют:

- частные энергобалансы по отдельным видам и параметрам потребляемых энергоносителей;
- сводный энергобаланс по суммарному потреблению топливно-энергетических ресурсов и направлению их использования.

По способу разработки энергобалансы разделяют на:

- опытный, составленный по фактическим замерам параметров и расходов энергетических потоков;
- расчетный, составленный на основании расчета энергопотребления рассматриваемого производства;
- опытно-расчетный, составленный с использованием как фактических замеров, так и расчетов.

По форме составления энергобалансы разделяют на:

- синтетический, показывающий распределение подведенных и производственных энергоносителей внутри предприятия или отдельных его элементов;
- аналитический, определяющий глубину и характер использования энергоносителей и составляемый с разделением общего расхода энергоносителя на полезный расход (полезная энергия) и потери энергии.

При составлении частных энергетических балансов количественное измерение энергоносителей производится в гигакалориях, киловатт часах и тоннах условного топлива. При составлении сводного энергетического баланса измерение различных энергоносителей производится в тоннах условного топлива. Пересчет различных видов энергоносителей в условное топливо осуществляется по удельным расходам топлива на их производство на предприятии или в соответствующей региональной энергосистеме при внешнем энергоснабжении.

Состав первичной информации по разработке и анализу энергетических балансов промышленных предприятий.

К первичной информации по разработке и анализу энергетических балансов промышленных предприятий относят:

- общие сведения о предприятии;
- проектные и отчетные (фактические) данные по энергоиспользованию;
- технические и энергетические характеристики технологических процессов и установок;
- технико-экономические характеристики энергоносителей.

Общие сведения о предприятии должны включать показатели хозяйственной деятельности предприятия.

В качестве проектных и отчетных (фактических) данных по энергоиспользованию принимают:

- проектную документацию (паспорт предприятия, энергетический паспорт предприятия, технико-экономическое обоснование и пр.);
- действующие формы статистической отчетности.

Технические и энергетические характеристики технологических процессов и установок являются основой для разработки аналитических энергетических балансов и должны содержать необходимые данные для оценок эффективности использования энергоносителей, в том числе:

- материальные потоки (материальный баланс);
- расходы и параметры сырья, топлива и энергии, отходов;
- конструктивные особенности установок (габаритные размеры, изоляция, наличие установок по утилизации вторичных энергоресурсов, наличие контрольно-измерительных приборов и автоматики и т. п.);
- режимы работы оборудования (периодичность использования, продолжительность нахождения в «горячем резерве» и т. п.).

Технические и энергетические характеристики выявляют для наиболее энергоемкого энергоиспользующего оборудования.

Технико-экономические характеристики энергоносителей включают:

- стоимость энергоносителей;
- параметры энергоносителей (для электроэнергии – напряжение, частота); для тепловой энергии – давление, температура, теплоемкость; для топлива – низшая теплота сгорания, зольность, влажность, сернистость (фактические);
- график годового и суточного потребления энергоносителей (для наиболее характерных дней летнего и зимнего периодов).

Анализ энергетических балансов.

Анализ энергетических балансов установок, технологических процессов и предприятия в целом проводится с целью качественной и количественной оценки состояния энергетического хозяйства и энергоиспользования в следующих направлениях:

- исследование структуры поступления и потребления топливно-энергетических ресурсов на предприятии;
- определение показателей эффективности энергоиспользования;
- расчет обобщенных показателей состояния энергетического хозяйства предприятия;
- исследование влияния качества энергоносителей на рациональное их использование;
- решение задач оптимизации структуры энергетического баланса предприятия.

Исходя из анализа структуры приходной и расходной частей энергетического баланса, определяется специфика энергопотребления на предприятии, выявляется различие в уровнях энергопотребления и эффективности энергоиспользования по сравнению с аналогичными предприятиями и намечаются пути совершенствования структуры энергетического баланса.

В результате исследования аналитических энергетических балансов определяется фактическое состояние энергоиспользования в отдельных элементах предприятия и на предприятии в целом. При проведении анализа все элементы предприятия или элементы, подлежащие обследованию, классифицируются на группы процессов и установок, однородных по виду используемых энергоносителей и сходных по методике анализа энергоиспользования.

Анализ использования энергоносителей заключается в сравнении фактических показателей энергоиспользования с нормативными, фактическими за прошлый год, перспективными,

аналогичными на других предприятиях и т.п. При этом необходимым условием сравнения показателей является обеспечение условий сопоставимости.

Основными показателями эффективности энергоиспользования являются:

- коэффициент полезного действия, энергетической установки;
- коэффициент полезного использования энергии;
- коэффициент полезного использования энергии по отдельным видам и параметрам энергоносителей;
- удельный (фактический) расход энергоносителя.

В ходе анализа энергоиспользования на предприятии определяются и сопоставляются с аналогичными данными однородных предприятий обобщенные показатели состояния и развития энергетического хозяйства, в том числе: коэффициент электрификации, теплоэлектрический коэффициент, электротопливный коэффициент, энергоемкость продукции, электроемкость продукции и теплоемкость продукции.

Анализ энергетических балансов должен выявить исходную информацию, необходимую для решения отдельных задач оптимизации структуры энергетического баланса предприятия, касающихся вопросов возможности замены в технологических процессах и установках одного энергоносителя другим, использования в качестве замещающего энергоносителя вторичных энергетических ресурсов, имеющихся на рассматриваемом предприятии и вне его.

В результате составления и анализа энергетических балансов должны быть сформулированы конкретные направления экономии топлива и энергии на предприятии и количественные показатели резервов экономии.

В соответствии с выбранными направлениями намечаются конкретные мероприятия по экономии топлива и энергии.

Организация разработки и анализа энергетических балансов промышленных предприятий.

Энергетические балансы разрабатывают:

- на стадии проектирования предприятия, генпроектировщиком – частный и сводный проектные энергобалансы по всем объектам предприятия. Для основных энергоемких установок приводится аналитическая форма баланса;

- на промышленном предприятии:

- на ближайший планируемый период (год, пятилетка) – плановый синтетический энергобаланс (частный и сводный) по объектам энергопотребления и с разбивкой по целевому назначению;

- после окончания отчетного периода по данным внутривозвратных отчетных документов – отчетный (фактический) синтетический энергобаланс;

- по данным синтетического баланса, а также с учетом других введений (полученных путем испытаний, расчетов) один раз в пятилетку (на третий год) – «фактический аналитический энергобаланс с той или иной степенью детализации по объектам, целевому назначению, видам энергоносителей и т. п.

Энергобаланс промышленных предприятий составляется с использованием измеряемых параметров, на которые установлены нормы точности измерений и разработаны, стандартизованы (аттестованы) методики выполнения измерений

8.6 Основные вопросы организации и планирования ремонтного обслуживания

Основными задачами энергетического хозяйства предприятия являются обеспечение надежного и бесперебойного снабжения потребителей всеми видами энергии и содержание энергетического оборудования в рабочем состоянии с сохранением его эксплуатационных характеристик (мощности, экономичности). Средством реализации этих задач служит система ремонтного обслуживания, основанная на принципах профилактики и плановости. Наиболее совершенной, сочетающей оба этих принципа, считается система планово-предупредительных ремонтов (ППР).

Планово-предупредительный ремонт оборудования включает комплекс организационно-технических мероприятий по надзору, уходу и ремонтному обслуживанию. Выполнение этих работ осуществляется в установленные плановые сроки и направлено на сокращение износа оборудования, предупреждение аварий и обеспечение работоспособности оборудования с необходимыми энергетическими характеристиками.

Внедрение системы ППР энергетического оборудования имеет своей целью: совершенствование организации ремонтного хозяйства; систематическое повышение культуры эксплуатации, ухода и обслуживания оборудования; сокращение затрат на обслуживание и ремонт оборудования; сокращение простоев технологического оборудования по вине энергетической части и обеспечение роста производительности технологического оборудования и труда рабочих; сокращение капитальных вложений путем увеличения надежности работы энергетического оборудования и снижения до минимума технически необходимого резерва; предупреждение преждевременного физического износа энергетического оборудования, повышение срока службы деталей, механизмов и аппаратуры путем предотвращения неисправностей.

Внедрение системы ППР связано с осуществлением ряда организационных работ, основными из которых являются: определение видов ремонтных работ и разработка инструкций по

их выполнению; планирование межремонтного обслуживания, осмотров, ремонтов и контроль за их осуществлением; разработка нормативов межремонтного обслуживания и продолжительности ремонтов, трудоемкости ремонтных работ, расхода материалов при ремонте, определение стоимости ремонта одной ремонтной единицы и т. п.; определение категорий сложности ремонта для всего энергетического оборудования предприятия; организация производственно-технической базы для проведения ремонтов, в том числе организация специализированных ремонтных цехов, цеховых межремонтных баз, ремонтных бригад; обеспечение ремонтного хозяйства производственными площадями, необходимым оборудованием и квалифицированной рабочей силой; расчет потребности средств на ремонт оборудования и организация материально-технического снабжения ремонтных служб необходимыми запасными частями и комплектующей аппаратурой; технический надзор за состоянием энергетического оборудования, его эксплуатацией в соответствии с основными правилами технического обслуживания.

Рациональная организация ремонтного обслуживания энергетического оборудования предполагает сочетание централизованной и децентрализованной форм ремонта. Выбор формы организации ремонтной службы зависит от структуры предприятия, масштабов энергетического хозяйства, наличия соответствующей ремонтной базы и квалифицированных кадров, обеспеченности материалами для ремонтных нужд, наличия специализированных предприятий по ремонту оборудования.

Централизованная форма предполагает проведение всех ремонтов заводского и цехового оборудования силами специализированных ремонтных энергоцехов или участков. В этом случае в функции энергетического персонала предприятия входит только эксплуатация оборудования. При децентрализованной форме ремонтный персонал и ремонтные средства рассредоточиваются по производственным цехам и энергоцехам предприятия, где создаются ремонтные мастерские. Недостатком этой формы обслуживания является то обстоятельство, что цеховые базы пока не могут быть оснащены всем необходимым оборудованием, приспособлениями, инструментом, которые требуются для качественного выполнения ремонта; отсутствует специализация ремонтных работ.

Наиболее целесообразной в условиях промышленных предприятий является смешанная форма организации ремонта, при которой ответственность за состояние цехового оборудования, его обслуживание и проведение малых и средних ремонтов возлагается на производственные цехи, где организуется специальная энергетическая служба. Капитальные ремонты и другие крупные ремонтные работы, требующие больших затрат труда квалифицированного персонала, производство запасных частей, использование специализированного оборудования осуществляется в централизованном порядке.

Следует отметить, что централизация ремонтных работ не является самоцелью. Она представляет собой основное условие специализации ремонтного обслуживания, повышения его качества, экономии материалов и снижения себестоимости ремонтов. Поэтому под централизацией ремонтных работ следует понимать не только создание специализированных ремонтных предприятий, но и организацию ремонтных бригад, ремонтных цехов, увеличение выпуска запасных частей заводами-изготовителями, создание специализированных ремонтно-наладочных организаций и т.п.

Система ППР включает: межремонтное обслуживание – уход, надзор, внешний осмотр, чистку и смазку оборудования, проверку, регулирование и мелкий ремонт аппаратуры и энергооборудования с частичной разборкой узлов машин, сменой деталей с коротким сроком службы; профилактические испытания энергетического оборудования; плановые ремонты оборудования (малый, средний и капитальный).

Вне системы ППР остаются ремонты, вызванные аварией или неудовлетворительной эксплуатацией оборудования.

Межремонтное обслуживание является работой профилактического характера. Правильная организация межремонтного обслуживания удлиняет срок службы энергетического оборудования, сохраняет высокое качество его работы, а также ускоряет и удешевляет плановые ремонты. Межремонтное обслуживание является обязанностью не только работников ремонтной службы, но и рабочих, эксплуатирующих это оборудование. Каждый рабочий должен наблюдать за нормальной работой своего станка, агрегата, машины, следить за исправным действием механизмов управления и регулирования, состоянием ограждений, смазочных устройств, устранять мелкие неисправности.

Очень важно, чтобы обслуживающий персонал хорошо знал устройство оборудования, правила его эксплуатации, умел проводить регулирование несложных механизмов, устранять мелкие дефекты в процессе эксплуатации. Тщательный уход за оборудованием, соблюдение всех эксплуатационных инструкций со стороны рабочих – надежное средство уменьшения износа деталей, предотвращение преждевременного старения изоляции электрических машин и в конечном счете увеличения межремонтных сроков службы оборудования.

Профилактические испытания энергетического оборудования являются одним из видов эксплуатационного надзора за оборудованием. Профилактические испытания позволяют выявить дефекты и предупредить внезапные и аварийные остановки и простои промышленного производства. Эти испытания должны проводиться в плановом порядке по установленным и проверенным на практике методам. В результате профилактических испытаний и ремонтов

надежность работы энергетического оборудования значительно повышается, а общее число простоев во всех видах ремонтов оборудования снижается.

Испытания электрооборудования, распределительных устройств, кабельных и воздушных линий, контура заземления производственных помещений, а также тепло-технического оборудования (котельных установок, компрессорных и др.) должны проводиться в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», правилами Госгортехнадзора и эксплуатационными инструкциями, а все вновь сооружаемые и реконструируемые энергоустановки должны подвергаться приемо-сдаточным испытаниям в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» и техническими условиями агрегатов.

Плановые ремонты системы ППР предусматриваются трех видов: малые, средние, капитальные.

Задачей малого ремонта является поддержание оборудования в работоспособном состоянии до очередного среднего или капитального ремонта. Малый ремонт сводится в основном к ревизии и чистке агрегатов, ремонту и замене небольшого количества отдельных деталей, регулированию агрегата и его испытанию. Этот вид ремонта проводится практически без простоя основного оборудования.

Средний ремонт является более сложным видом обслуживания. В него входит частичная разборка электрических машин, аппаратов, и других агрегатов или их узлов, ремонт или замена изношенных деталей, регулирование агрегата после завершения ремонта и испытание его под нагрузкой. Средний ремонт, как и малый, обычно проводится на месте установки оборудования.

Наибольшим по объему является капитальный ремонт оборудования. Он охватывает как работы малого и среднего ремонта, так и мероприятия, связанные с заменой или ремонтом всех узлов и деталей агрегата. При этом преследуется цель полного восстановления первоначальных технических и энергетических характеристик оборудования или его модернизации с улучшением этих характеристик, увеличением мощности, долговечности, экономичности и т. п.

Объем, содержание и сроки проведения плановых ремонтных работ электротехнического и теплосилового оборудования приведены в справочной литературе и нормативных документах. Этот материал содержит основные руководящие указания по организации ремонтного обслуживания.

Цель послеаварийного ремонта энергетического оборудования заключается в быстром и качественном устранении причин внезапного останова оборудования и восстановлении его работоспособности. Успешное осуществление аварийного обслуживания прежде всего зависит от двух факторов: вероятности выхода оборудования из строя и наличия в данный момент свободного ремонтного персонала, способного с минимальной задержкой приступить к ликвидации аварии.

8.7 Оценка оптимальной численности ремонтного персонала

В практической деятельности предприятия часто возникают ситуации, когда необходимо выполнение большого числа однородных требований. При этом под понятием «требование» понимается запрос на удовлетворение какой-либо потребности, например, необходимость исправления вышедшего из строя оборудования, устройства, спрос на определенную продукцию и т.п. Под выполнением или обслуживанием понимается процесс удовлетворения этой потребности.

По своей природе обслуживание может иметь самый различный характер. При этом каждое поступившее требование нуждается в обслуживании со стороны какого-либо устройства, человека или группы людей. Все средства, которые осуществляют обслуживание, называются обслуживающими аппаратами или обслуживающими устройствами. На практике, как правило, приходится иметь дело не с одним обслуживающим аппаратом, а с ограниченной группой аппаратов. Совокупность однородных обслуживающих аппаратов называется обслуживающей системой. При этом под однородными аппаратами понимаются такие, которые способны удовлетворять одинаковые требования.

В том случае, когда число обслуживающих аппаратов в обслуживающей системе ограничено, возможна ситуация, при которой число обслуживающих аппаратов будет меньше, чем количество требований, поступающих на обслуживание. В этом случае образуется очередь, длина которой определяется количеством требований, находящихся в ней.

Одним из основных требований эффективной работы обслуживающей системы является максимальное удовлетворение запросов на обслуживание в течение заданного промежутка времени (или обеспечение минимальных затрат по функционированию системы). Определение наилучших параметров таких систем обслуживания является предметом теории массового обслуживания.

Рассмотренная выше общая схема обслуживания является характерной для организации ремонтов энергетического оборудования на предприятии. В этих условиях методы теории массового обслуживания могут найти широкое применение при определении рациональной численности ремонтного персонала, ремонтных баз и оборудования.

Процесс массового обслуживания протекает по следующему принципу: требования на обслуживание поступают в обслуживающую систему, обрабатываются обслуживающим аппаратами и покидают ее. Для обеспечения успешной работы обслуживающей системы используются методы количественных расчетов, которые позволяют обоснованно судить о том, является ли данный способ организации лучше или хуже другого, справляется ли данный вариант обслуживающей системы с работой по обслуживанию лучше других вариантов или нет, и т.д.

Все задачи массового обслуживания имеют вполне определенную структуру, которая схематически показана на рис. 8.7. Последовательность поступления требований на обслуживание называется потоком. Поток требований, нуждающихся в обслуживании и поступающих в обслуживающую систему, называется входящим потоком, а покидающих обслуживающую систему – выходящим потоком.

Остановимся на одной из типичных систем массового обслуживания – системе с ограниченным потоком требований, когда время ожидания начала обслуживания не ограничено, а требование, попавшее в систему обслуживания, будет находиться в ней, пока обслуживание не завершено.

Пусть рассматриваемая обслуживающая система состоит из конечного числа обслуживающих аппаратов, причем каждый аппарат системы, может одновременно обслужить только одно требование. В момент поступления очередного требования возможны два случая: либо в это время имеются свободные аппараты, либо все аппараты заняты. Если есть свободные аппараты, то один из них немедленно приступает к обслуживанию поступившего очередного требования, если же все аппараты заняты, то требование ждет, пока освободится один из обслуживающих аппаратов. Очевидно, что если число требований, нуждающихся в обслуживании, превысит число обслуживающих аппаратов, то образуется очередь.

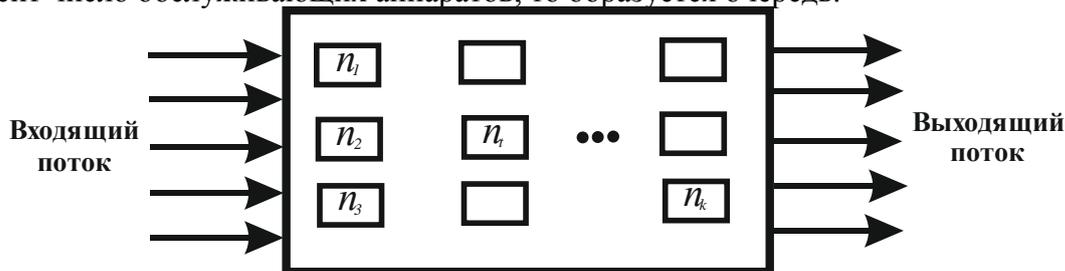


Рисунок 8.7 – Схематическое изображение системы массового обслуживания n_1, n_2, \dots, n_k — обслуживающие аппараты; А — обслуживающая система.

Предположим, что время обслуживания есть случайная величина v , подчиненная показательному закону распределения:

$$P\{v < t\} = F(t) = 1 - e^{-\lambda t}, \quad (8.1)$$

где $P\{v < t\}$ – вероятность того, что время обслуживания меньше некоторой заданной величины t .

Поток поступающих требований ограничен, т.е. одновременно в системе обслуживания не может находиться более m требований, где m — конечное число. При этом часть времени они находятся в системе обслуживания, а часть вне ее, т.е. в очереди.

Поток требований обладает следующими двумя свойствами:

во-первых, вероятность того, что требование поступит на обслуживание за время $(t, t+\Delta t)$, если оно не поступило до момента t , равна $\lambda \Delta t + O(\Delta t)$, где $\lambda > 0$ и не зависит от m, t и числа требований, поступивших до него;

во-вторых, моменты поступления данного требования в пересекающиеся промежутки времени – независимые события.

При этом, если требование не поступило до момента t_0 , вероятность его непоступления до момента t_0+t равна:

$$P_0\{t_0, t\} = V_0(t) = e^{-\lambda t}, \quad (8.2)$$

где λ – частота возвращения требования в обслуживающую систему.

С увеличением λ возрастает вероятность поступления (или возвращения) требования в обслуживающую систему. Промежуток времени, в течение которого обслуживаемый объект не требует обслуживания, подчинен показательному закону. Это означает, что среднее время нахождения его вне системы обслуживания равно $1/\lambda$.

В качестве критериев, которые характеризуют качество функционирования рассматриваемой системы, принимаются следующие:

1) отношение средней длины очереди к наибольшему числу требований, находящихся одновременно в обслуживающей системе.

Это отношение можно назвать *коэффициентом простоя обслуживаемого объекта*;

2) отношение среднего числа незанятых обслуживающих аппаратов к их общему числу. Это отношение есть *коэффициент простоя обслуживающего аппарата*.

Первый критерий характеризует потери времени за счет ожидания начала обслуживания. Второй критерий показывает полноту загрузки обслуживающей системы. Представляют интерес и такие критерии, как средняя длина очереди, вероятность иметь в очереди больше, чем заданное, число требований и т.д. Для оценки экономичности ремонта важен не каждый из критериев, а оптимальное соотношение их по приведенным затратам.

Обслуживающая система может находиться только в $m+1$ состоянии, так как в ней не может одновременно находиться больше m требований. При n обслуживающих аппаратах очередь возникает лишь тогда, когда число аппаратов $n < m$.

Обслуживающая система может находиться в $n+1$ состоянии: все обслуживающие аппараты свободны, т.е. ни один не занят; занят один обслуживающий аппарат; заняты два обслуживающих аппарата и т.д.; заняты все n обслуживающих аппаратов. Обозначим через $N(t)$ число аппаратов, занятых в момент времени t при условии, что в начальный момент занято k аппаратов. Функция $N(t)$ – случайная величина, которая определяется: моментами освобождения тех k аппаратов, которые были заняты в начальный момент, моментами поступления новых требований на обслуживание, моментами окончания обслуживания этих новых требований. Если в некоторый момент времени занят k_1 аппарат, т.е. $N(t_1)=k_1$ дальнейшее течение процесса обслуживания не зависит от того, что было до момента t_1 . Моменты появления новых требований не зависят от того, что было до момента t_1 , так как поток требований простейший, и, следовательно, обладает свойством отсутствия последействия.

Обозначим через $P_k(t)$ вероятность того, что в момент времени t занято k аппаратов системы. Тогда:

$$P_k(t) = P\{N(t) = k; (0 \leq k \leq n), \quad (8.3)$$

Для рассматриваемого потока требований его основные параметры могут быть оценены следующим образом:

$$P_k = \frac{m!}{k!(m-k)!} \left(\frac{\lambda}{\nu}\right)^k P_0; (1 \leq k \leq n), \quad (8.4)$$

$$P_k = \frac{m!}{n^{k-n} n!(m-k)!} \left(\frac{\lambda}{\nu}\right)^k P_0; (n \leq k \leq m), \quad (8.5)$$

где P_0 – вероятность незанятости всех аппаратов системы ($k=0$).

Для определения величины P , принимается, что $P_k = \sum_{k=0}^m P_k = 1,0$, откуда $P_0 = 1 - \sum_{k=1}^m P_k$.

Величина P_0 может быть получена и другим способом: путем подстановки в равенство $P_k = \sum_{k=1}^m P_k = 1,0$ значений P_1, P_2, \dots, P_m , в которые P_0 входит сомножителем. Подставляя их, получаем следующее уравнение для определения P_0 :

$$P_0 \left[\sum_{k=0}^m \frac{m!}{k!(m-k)!} \left(\frac{\lambda}{\nu}\right)^k + \sum_{k=n+1}^m \frac{m!}{n^{k-n} n!(m-k)!} \left(\frac{\lambda}{\nu}\right)^k \right] = 1. \quad (8.6)$$

Из формул (8.4)–(8.6) можно определить основные параметры системы массового обслуживания.

Математическое ожидание длины очереди, т.е. среднего числа требований, ожидающих начала обслуживания, равно:

$$M_1 = \sum_{k=n+1}^m \frac{(k-n)m!}{n^{k-n} n!(m-k)!} \left(\frac{\lambda}{\nu}\right)^k P_0, \quad (8.7)$$

откуда коэффициент простоя обслуживаемого требования равен:

$$\frac{M_1}{m} = \frac{1}{m} \sum_{k=n+1}^m (k-n) P_k, \quad (8.8)$$

Математическое ожидание числа требований, находящихся в обслуживающей системе, обслуживаемых и ожидающих обслуживания, равно:

$$M_2 = \sum_{k=1}^m k P_k = \left[\sum_{k=1}^m \frac{m!}{(k-1)!(m-k)!} \left(\frac{\lambda}{\nu}\right)^k + \sum_{k=n+1}^m \frac{km!}{n^{k-n} n!(m-k)!} \left(\frac{\lambda}{\nu}\right)^k \right] P_0. \quad (8.9)$$

Математическое ожидание числа свободных обслуживающих аппаратов, равно:

$$M_3 = \sum_{k=0}^m (n-k) P_k = 0 \sum_{k=1}^m \frac{(n-k)m!}{k!(m-k)!} \left(\frac{\lambda}{\nu}\right)^k P_0. \quad (8.10)$$

Коэффициент простоя обслуживающего аппарата равен:

$$\frac{M_3}{n} = \frac{1}{n} \sum_{k=0}^{n-1} (n-k) P_k = \sum_{k=0}^{n-1} P_k - \frac{1}{n} \sum_{k=0}^{n-1} k P_k, \quad (8.11)$$

Вероятность того, что число требований, ожидающих обслуживания, будет больше заданного числа N , равна:

$$P_{>N} = \sum_{k=N+1}^m P_k, \quad (8.12)$$

или

$$P_{>N} = 1 - \sum_{k=0}^N P_k. \quad (8.13)$$

Рассмотрим теперь ремонт энергооборудования как систему массового обслуживания. Под требованием можно понимать различные неисправности, поломки оборудования, а под обслуживанием – устранение этих неисправностей, т.е. ремонт оборудования. Ремонтную бригаду можно рассматривать как обслуживающую систему, а ремонтных рабочих как ее составляющие (обслуживающий аппарат).

Во время рабочей смены может случиться, что вышедшее из строя оборудование некому будет ремонтировать, так как все ремонтные рабочие будут заняты ремонтом оборудования, ранее вышедшего из строя. В таком случае оно будет ждать начала обслуживания до тех пор, пока освободится кто-либо из ремонтных рабочих. Если неисправного оборудования оказывается больше наличия свободных ремонтных рабочих, то образуется очередь. В нашем примере входящим потоком в обслуживающую систему будут требования на устранение различных поломок и неисправностей в оборудовании; выходящим потоком – исправное оборудование.

8.8 Техничко-экономическая эффективность

Внедрение на промышленных предприятиях систем централизованного управления энергоснабжением обеспечивает получение значительного технико-экономического эффекта. Поскольку любая система централизованного управления строится на базе определенного уровня автоматизации энергетических объектов, существенно расширяет возможности и эффективность автоматизации и зачастую использует те же технические средства, технико-экономический эффект, получаемый от внедрения автоматизации и систем централизованного управления энергоснабжением, целесообразно рассматривать совместно.

Основным показателем эффективности систем централизованного управления энергоснабжением в сочетании с автоматизацией энергообъектов является повышение надежности и бесперебойности энергоснабжения основных потребителей, что способствует повышению ритмичности работы предприятия, сокращению брака продукции и соответственно увеличению общего объема выпускаемой предприятием продукции, повышению ее качества.

Перерывы энергоснабжения и особенно электроснабжения на промышленных предприятиях обходятся чрезвычайно дорого и наносят государству большой ущерб. Автоматизация и централизованное управление позволяют предотвратить во многих случаях возникновение аварийных ситуаций, значительно сократить время перерывов энергоснабжения и возникающих вследствие этого простоев технологического оборудования и нарушений технологических процессов, так как наличие АВР и телеуправления создают возможность быстрой локализации аварий, восстановления питания энергией основных потребителей, ликвидации последствий аварий. Более квалифицированное руководство работой системы энергоснабжения со стороны диспетчерского персонала и высокоэффективное диспетчерское оборудование обеспечивают правильность и быстроту принятия решений в аварийных ситуациях.

В связи с отсутствием приемлемой методики определения этой основной составляющей эффективности подсчет этих показателей может более обоснованно производиться только для действующих предприятий на основании рассмотрения и анализа соответствующих статистических данных.

Наличие в составе АСУЭ или АСДУ системы диагностики неисправностей позволяет значительно ускорить определение причины возникшей неисправности, ее устранение и тем самым сократить время перерыва энергоснабжения. Своевременный ввод в эксплуатацию системы диагностики неисправностей обеспечивает сокращение сроков выполнения наладочных работ при пуске новых технологических объектов, повышение качества этих работ.

Внедрение систем централизованного управления способствует улучшению параметров, характеризующих качество энергоносителей (например, частоты и напряжения в системе электроснабжения, давления в трубопроводах в системе водоснабжения и в других энергетических системах и т.д.), что в свою очередь обеспечивает соблюдение технологических процессов и повышение качества основной продукции.

В зависимости от вида системы управления энергоснабжением промышленного предприятия достигаются различные показатели технико-экономической эффективности, связанные с повышением оперативности контроля и управления энергетическим хозяйством, автоматизацией учета расхода энергоносителей, установлением рациональных режимов энергоснабжения и энергопотребления, сокращением эксплуатационных расходов, уменьшением капитальных затрат, улучшением использования энергетического оборудования, совершенствованием планирования и нормирования энергопотребления и др.

В табл. 8.3 приведены основные экономические показатели эффективности систем централизованного управления.

Уменьшение эксплуатационных расходов достигается в связи с сокращением значительной части дежурного персонала на контролируемых объектах (электроподстанциях, насосных станциях и т.п.) после введения в эксплуатацию системы централизованного управления.

Таблица 8.3.

Основные экономические показатели эффективности систем централизованного управления

| Показатель эффективности | Источник эффективности | Значение эффективности % |
|--|---|--|
| Электроэнергия и объекты электроснабжения Снижение потребления электроэнергии | Ежесменный и ежесуточный автоматизированный учет электроэнергии; расчет фактических удельных расходов электроэнергии; определение оптимального состава одновременно включенного оборудования; регулирование графика нагрузки предприятия; оптимальное распределение реактивной мощности | 1,5—4 |
| Снижение платы за разрешенную 30-минутную максимальную мощность в часы максимумов энергосистемы | Автоматизированный учет электроэнергии; контроль 30-минутного максимума | 2—5 |
| Снижение стоимости необслуживаемых подстанций | Централизованное оперативное управление | 20—25 |
| Снижение эксплуатационных расходов | Сокращение обслуживающего персонала вследствие введения централизованного управления и автоматизированного учета | Определяется требуемым количеством дежурных на подстанциях после введения |
| Сокращение простоев технологического оборудования, связанных с перерывами электроснабжения | Централизованное оперативное управление | 0,2—0,8 |
| Водоснабжение Снижение расхода технической и питьевой воды | Ежесменный и ежесуточный автоматизированный учет расхода воды | 1,5—3 |
| Снижение расхода электроэнергии на выработку и распределение воды, удаление и переработку стоков | Расчет фактических удельных расходов электроэнергии на выработку и распределение воды, удаление и переработку стоков; поддержание оптимального давления воды в трубопроводах | 1—2,5 |
| Снижение эксплуатационных расходов | Централизованное оперативное управление | Определяется требуемым количеством дежурных на насосных станциях после введения централизованного управления |
| Газоснабжение Снижение расхода топливных газов | Ежесменный и ежесуточный учет расхода газа; измерение давления газа в контрольных точках | 0,5—1,5 |
| Сокращение простоя технологического оборудования из-за перерывов в газоснабжении | Централизованное оперативное управление | 0,2—0,3 |
| Повышение калорийности газовых смесей | Оптимальное регулирование газосмесительных установок | 15-20 |
| Снижение эксплуатационных расходов | Централизованное оперативное управление | Определяется требуемым количеством дежурного персонала после введения централизованного управления |
| Теплосиловое хозяйство Снижение расхода пара Снижение расхода горячей воды Снижение расхода сжатого воздуха Снижение расхода мазута | Ежесменный и ежесуточный учет расхода; измерение давления в контрольных точках сети | 1,5—4 15-4 1-2 0,5—1 |
| Снижение расхода электроэнергии на выработку и распределение тепла (в паре, горячей воде, конденсате, химически очищенной воде) воздуха | Расчет фактических удельных расходов электроэнергии; поддержание оптимального давления в трубопроводах | 1—2,5 |
| Снижение эксплуатационных расходов | Централизованное оперативное управление | Определяется требуемым количеством дежурного персонала после введения централизованного управления |
| Кислородо- и азотоснабжение Снижение расхода кислорода Снижение расхода азота | Ежесменный и ежесуточный учет расхода; измерение давления в контрольных точках | 0,5—1 0,3—0,8 |

| Показатель эффективности | Источник эффективности | Значение эффективности % |
|---|---|---|
| Снижение расхода электроэнергии на выработку кислорода и азота | Расчет фактических удельных расходов электроэнергии; оптимальное регулирование возбуждения синхронных двигателей (по минимуму потерь) | 2—4 |
| Снижение эксплуатационных расходов | Централизованное оперативное управление | Определяется требуемым количеством дежурного персонала после введения центрального управления |
| Служба главного энергетика Сокращение времени ремонта электро- и энергооборудования | Автоматизированное составление графиков ремонта и контроль за их выполнением; планирование и учет материально-технического снабжения | 2-3 |
| Повышение производительности труда | Централизованное оперативное управление; учет расхода энергоносителей и составление балансов энергии; автоматизированное составление документации | 50—70 |

При этом, однако, следует учитывать, что введение дополнительных технических средств для автоматизации и централизованного управления влечет за собой и некоторое добавление персонала для обслуживания этих устройств, необходимость в специальных помещениях для ремонтных бригад и оборудования ремонтных мастерских и лабораторий.

Сокращение эксплуатационных расходов, связанное с внедрением автоматизации и централизованного управления, может быть определено для действующих предприятий по бухгалтерским фактическим данным, а для вновь проектируемых предприятий – по средним нормативным значениям заработной платы в год для различных категорий сокращаемого дежурного персонала.

Снижение эксплуатационных расходов в системах энергоснабжения промпредприятий оказывает непосредственное влияние на стоимость единицы продукции самих этих систем.

В электроснабжении это сказывается на стоимости распределения 1 кВт·ч электроэнергии. Следует иметь в виду, что стоимость киловатт-часа энергии определяется, как правило, районной энергосистемой, вырабатывающей электроэнергию и питающей предприятие, а снижение эксплуатационных расходов в системе электроснабжения промпредприятия оказывает влияние только на стоимость преобразования и распределения энергии в электросетях промпредприятия. То же мы имеем и в системах теплоснабжения и водоснабжения при получении тепла и воды от районных энергосистем.

В системе же водоснабжения, в состав которой входят водозаборные сооружения, насосные станции первого подъема и другие сооружения, относящиеся не только к распределению воды между отдельными потребителями, но и к ее получению, единицей продукции является 1 м³ воды, и поэтому снижение стоимости продукции нужно определять в отношении полной стоимости 1 м³ воды.

Аналогично снижение стоимости собственной продукции должно определяться в системе воздухообеспечения и др.

Значительная экономия капитальных затрат может быть получена благодаря тому, что отсутствие на контролируемых пунктах постоянного дежурного персонала позволяет более рационально проектировать эти объекты. Отпадает необходимость в некоторых вспомогательных и бытовых помещениях и площадях, облегчаются требования к отоплению и вентиляции. Практика показывает, что общая стоимость вновь сооружаемых телемеханизированных необслуживаемых подстанций уменьшается в среднем на 20—25% по сравнению со стоимостью нетелемеханизированных подстанций с постоянным дежурным персоналом. Стоимость строительной части таких подстанций сокращается на 10—15%, а стоимость оборудования на 25—30%.

Очевидно, что технико-экономическая целесообразность применения систем централизованного управления в системах энергоснабжения промышленных предприятий и технико-экономический эффект, получаемый в результате применения средств телемеханики и вычислительной техники, должны рассматриваться для каждого предприятия и для каждой системы энергоснабжения отдельно в зависимости от нормативных сроков окупаемости, затрачиваемых для этой цели средств.

За основной показатель эффективности автоматизации и телемеханизации принимается срок окупаемости T_0 затрат на их реализацию.

Система показателей, необходимых для определения T_0 , включает в себя:

а) единовременные капитальные затраты Z_k на внедрение автоматизации и централизованного управления, определяемые затратами на проектирование, на приобретение оборудования, материалов, каналов связи; на строительство; на монтажные и наладочные работы; на транспорт. Эти затраты определяются на основании соответствующих смет, ценников или по трудозатратам;

б) ежегодные эксплуатационные затраты Z_3 , включающие амортизационные отчисления (в соответствии с установленными нормами амортизации); стоимость электроэнергии, необходимой для питания устройств автоматики, телемеханики, вычислительной техники; стоимость транспорта, материалов и рабочей силы, требуемых для обслуживания системы управления.

Амортизационные отчисления Z_a на вычислительную технику и телемеханику составляют 12% их сметной стоимости, на контрольно-измерительные приборы и испытательное оборудование – 10,7%.

Ежегодная стоимость электроэнергии, потребляемой техническими средствами системы централизованного управления, может быть определена по формуле:

$$Z_{эл} = PtC_{эл}K, \quad (8.14)$$

где P – суммарная установленная мощность, кВт; $t=8760$ – число часов работы в году; $C_{эл}$ – стоимость электроэнергии, руб/ (кВт · ч); $K \approx 0,8$ – коэффициент использования мощности.

Ежегодная стоимость запчастей и материалов Z_3 , необходимых для ремонта технических средств, принимается в размере 3–4% стоимости этих средств.

Ежегодная заработная плата Z_p одного работника диспетчерской службы, службы телемеханики и группы вычислительной техники в РФ принимается 20–40 тыс. руб. Итого ежегодные эксплуатационные затраты, связанные с обслуживанием системы управления, могут быть определены по формуле:

$$Z_3 = Z_a + Z_{эл} + Z_3 + Z_p; \quad (8.15)$$

в) ежегодную экономию, получаемую от внедрения отдельных подсистем и поэтапного решения задач системы управления. Эта экономия может быть определена на основании конкретных данных объекта, где внедряется система управления, и данных, приведенных в табл. 8.3. Суммарная ежегодная экономия может быть представлена как:

$$\mathcal{E}_\Sigma = \sum_{i=1}^{i=n} \mathcal{E}_i, \quad (8.16)$$

где \mathcal{E}_i – экономия от внедрения i -й задачи системы управления. л
Годовой экономический эффект

$$\mathcal{E}_2 = V - E_n Z_k, \quad (8.17)$$

где $V = \mathcal{E}_\Sigma - Z_3$ – годовой прирост прибыли; E_n – нормативный коэффициент экономической эффективности.

На основании этих данных определяется срок окупаемости, лет:

$$T_o = Z_k / \mathcal{E}_2, \quad (8.18)$$

Контрольные вопросы

1. Назовите исходные материалы для проектирования АСУЭ.
2. Последовательность проектирования СОУ и АСДУ.
3. Проект АСУ состоит из следующих разделов....
4. Назовите стадии и этапы разработки АСУЭ.
5. Опишите пункт управления.
6. Назовите способы передачи и представления информации системы централизованного управления энергоснабжением предприятия.
7. Виды и области применения энергетических балансов.
8. Состав первичной информации по разработке и анализу энергетических балансов промышленных предприятий.
9. Анализ энергетических балансов.
10. Планово-предупредительный ремонт оборудования включает....
11. Система ППР включает....
12. Оценка оптимальной численности ремонтного персонала.
13. Что является основным показателем эффективности систем централизованного управления энергоснабжением в сочетании с автоматизацией энергообъектов.

Тема 9. Автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ)

9.1 Анализ систем энергоснабжения промышленных предприятий по системам учета энергоносителей.

9.2 Требования к организации учета энергоносителей.

9.3 Современные автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов.

9.1 Анализ систем энергоснабжения промышленных предприятий по системам учета энергоносителей

Электрическая энергия

Учет электрической энергии производится с помощью приборов учета, установленных на вводных присоединениях распределительных устройств (шин) 220, 110, 10, 6, 0,4 кВ. На напряжении 10кВ учет электрической энергии производится как на вводных присоединениях шин 10(6) кВ, так и на присоединениях отходящих линий. На напряжении 0,4кВ учет электроэнергии производится, иногда по вводным присоединениям, на отходящих линиях 0,4кВ счетчики электрической энергии либо не устанавливаются, либо используются только для технического учета.

На рис. 9.1 приведена упрощенная схема электроснабжения промышленного предприятия. Схема включает в себя двухтрансформаторную главную понизительную подстанцию (ГПП), распределительные пункты (РП), трансформаторные подстанции (ТП и КТП). Цифрами обозначены различные возможные точки установки приборов учета электрической энергии:

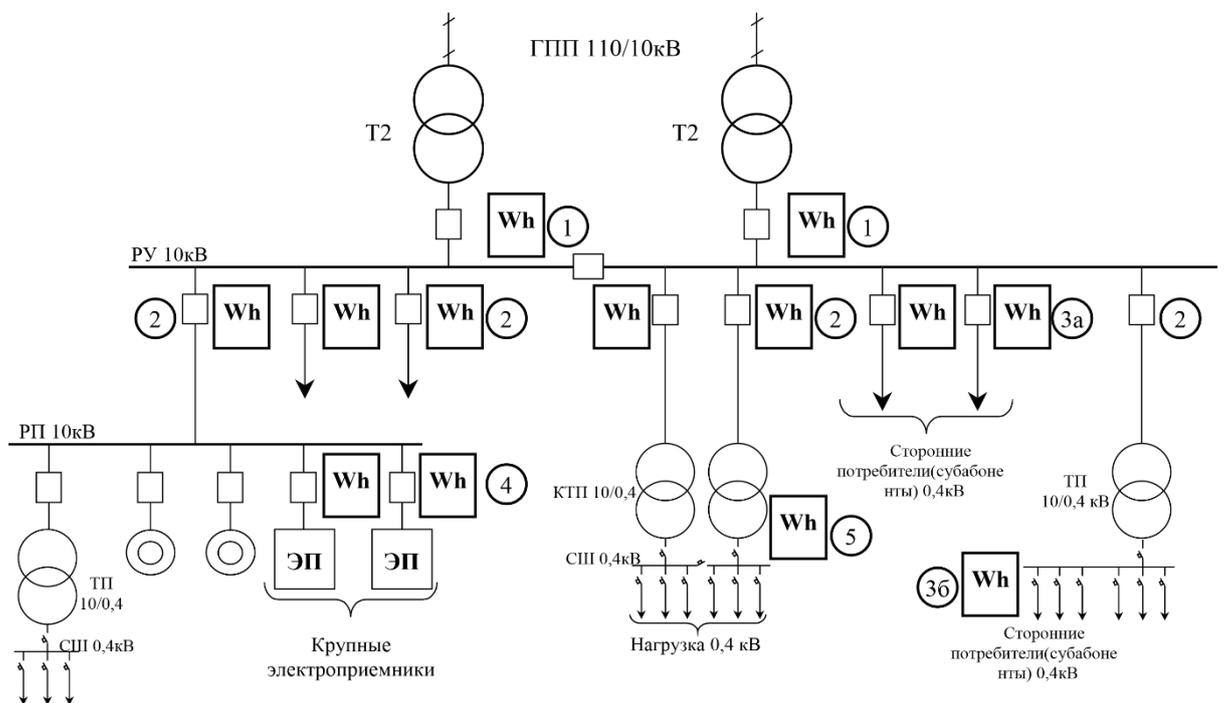


Рисунок 9.1 – Схема электроснабжения промышленного предприятия с обозначением точек учета.

- Уровень учета 1: счетчики, установленные во вводных ячейках РУ 10(6) кВ ГПП - трехфазные счетчики электрической энергии, включенные через трансформаторы тока и трансформаторы напряжения. По этим счетчикам промышленные предприятия производят расчет за потребленную электроэнергию с энергоснабжающей организацией (энергосистемой). Эти счетчики могут быть также включены через трансформаторы тока и напряжения, установленные на вводах 110 кВ трансформаторов ГПП;

- Уровень учета 2: счетчики, установленные в ячейках отходящих линий РУ 10(6) кВ, эти счетчики используются, как правило, только для технического учета электрической энергии внутри предприятия;

- Уровень учета 3:

- а) счетчики, используемые для расчетов со сторонними потребителями (субабонентами) предприятия, они установлены в ячейках отходящих линий РУ 10(6) кВ, питающих сторонних потребителей предприятия;

- б) данные приборы учета используются для расчетов со сторонними потребителями, получающими электроэнергию на напряжении 0,4кВ;

- Уровень учета 4: счетчики, устанавливаемые на вводных присоединениях крупных потребителей электрической энергии на предприятии (печи (ДСП, РТП), выпрямительные агрегаты большой мощности, электролизные установки и т.п.);

- Уровень учета 5: счетчики, установленные на вводных присоединениях и присоединениях отходящих линий 0,4кВ, трансформаторных подстанций 10(6)/0,4кВ. Эти приборы обычно не используются для учета электрической энергии или вообще отсутствуют.

Основные приборы учета в настоящее время – индукционные и электронные счетчики электрической энергии. Снятие показаний счетчиков производится вручную. Обычно приборы учета электрической энергии не объединены в единую систему учета.

Тепловая энергия

Тепловую энергию промышленные предприятия могут получать из собственного источника (котельная, ТЭЦ) или из тепловых сетей сторонних организаций.

Если котельная является собственностью промышленного предприятия и отсутствуют сторонние потребители, то учет выработанной тепловой энергии как правило не ведется. Определение тепловых нагрузок производится расчетным путем. Количество тепловой энергии, выработанной котельной, определяется также расчетным путем по количеству топлива, потребленного котельной. В качестве топлива на котельных промышленных предприятий используются каменный уголь, мазут или природный газ.

При использовании в качестве топлива каменного угля или мазута определение количества потребленного топлива практически невозможно из-за отсутствия приборов учета. Поэтому расчет выработанной тепловой энергии по объему использованного топлива в данном случае недопустим.

Если в качестве топлива на котельной используется природный газ, то обычно имеются приборы учета, позволяющие отслеживать объем расхода газа. По значениям объема потребления газа котельной возможен расчет количества выработанного тепла.

В соответствии с "Правилами учета тепловой энергии" необходима установка узлов учета тепловой энергии, как на источнике (котельная, ТЭЦ), так и у потребителей тепловой энергии.

Природный газ

Промышленные предприятия потребляют природный газ на технологические нужды (печи, сушильные агрегаты и т.п.) и на выработку тепловой энергии в котельных.

Учет потребления газа производится с помощью счетчиков, установленных на центральных газораспределительных станциях (здесь организуется учет потребления в целом по предприятию) или в газораспределительных пунктах цехов или котельной.

Сжатый воздух

Сжатый воздух на промышленном предприятии вырабатывается компрессорными станциями и далее по магистральным трубопроводам передается потребителям.

Учет расхода сжатого воздуха на промышленных предприятиях обычно отсутствует, производится только контроль давления воздуха в трубопроводах. Расчет выработанного количества сжатого воздуха обычно производится по паспортным данным компрессоров(производительности) и времени работы компрессора.

Пар

Пар на промышленном предприятии используется в основном для сушки изделий после окраски, грунтовки или в качестве первичного теплоносителя.

Учет количества производимого пара отсутствует. Количество вырабатываемого пара определяется по паспортным данным и режимным картам котлов.

Вода

В системах водоснабжения промышленных предприятий часто используется городская вода для технологических целей, что приводит к неоправданным материальным затратам на этот энергоноситель. Система оборотного водоснабжения либо отсутствует, либо развита недостаточно. Учет потребления воды имеется на многих предприятиях.

Анализируя существующие в настоящее время на промышленных предприятиях системы учета энергоносителей, можно сделать вывод о точности существующих методов учета. (табл. 9.1).

Таблица 9.1

Точность существующих методов учета для различных видов энергоносителей.

| Энергоноситель | Точность метода учета, % |
|-----------------------|--------------------------|
| Электрическая энергия | 0,5 |
| Топливо: | |
| - уголь | 10 |
| - мазут | 5 |
| Газ | 1 |
| Тепловая энергия | 15 |
| Пар | 15 |

При отсутствии на промышленном предприятии современной системы учета невозможно осуществлять контроль за потреблением энергоносителей, точно определять объемы потребляемых энергоносителей, соответственно возможны необоснованные материальные затраты на энергетические ресурсы, а также хищения.

9.2 Требования к организации учета энергоносителей

Учет электроэнергии

Учет выработанной и отпущенной потребителю электроэнергии для денежного расчета за нее называют расчетным учетом электроэнергии. Счетчики, предназначенные для расчетного учета, называют расчетными счетчиками; их устанавливают, как правило на границе балансовой принадлежности электросети энергоснабжающей организации и потребителя. Количество расчетных счетчиков для каждого предприятия должно быть минимальным и обосновывается принятой схемой питающих сетей и тарифами на электроэнергию для данного потребителя. Если расчетные счетчики устанавливают не на границе балансовой принадлежности электросети, потери электроэнергии на участке сети от границы раздела до места установки расчетных счетчиков относят на счет организации, на балансе которой находится данный участок сети, и определяют расчетным путем. Потери электроэнергии в электросети предприятия, связанные с передачей электроэнергии субабонентам, относят на счет субабонентов пропорционально доле их потребления.

Расчетные приборы учета, т.е. электросчетчики активной электроэнергии, реактивной мощности, а также суммирующие устройства и автоматизированные системы учета устанавливают в соответствии с «Правилами устройства электроустановок». Расчетные электросчетчики должны иметь на креплении кожухов пломбы Государственного комитета РФ по стандартам, а также пломбу энергоснабжающей организации на крышке колодки зажимов электросчетчика. Государственная периодическая проверка расчетных приборов учета производится в сроки, установленные Государственным комитетом РФ по стандартам. В период проведения ремонтных работ учет электроэнергии осуществляют по временным схемам, согласованным с энергоснабжающей организацией.

Энергоснабжающая организация обязана поддерживать на границе балансовой принадлежности электросети значения показателей качества электроэнергии, обеспечивающие соблюдение требований ГОСТ 13.109-97. Требуемые показатели качества электроэнергии на границе балансовой принадлежности электросетей энергоснабжающей организации и потребителя определяют в соответствии с указанным ГОСТ и «Методическими указаниями по контролю и анализу качества электрической энергии в электрических сетях общего назначения». Виновная в снижении показателей качества электроэнергии (за исключением частоты) сторона несет материальную ответственность согласно «Правил пользования электрической и тепловой энергией». В системе общего учета расхода электроэнергии на предприятии важное место занимает технический учет, т.е. контроль расхода электроэнергии по цехам, энергоемким агрегатам и линиям.

Приборы технического учета на предприятиях (счетчики и измерительные трансформаторы) должны находиться в ведении самих потребителей и удовлетворять следующим требованиям:

- 1) каждый установленный счетчик должен иметь на винтах, крепящих кожух счетчика, пломбы с клеймом госповерителя;
- 2) на вновь устанавливаемых трехфазных счетчиках должны быть пломбы государственной поверки с давностью не более 12 мес., а на однофазных счетчиках - с давностью не более 2 лет;
- 3) учет активной электроэнергии и реактивной мощности трехфазного тока должен производиться с помощью трехфазных счетчиков;
- 4) допустимые классы точности счетчиков технического учета должны соответствовать значениям, приведенным ниже:

1,0 - для генераторов мощностью 12-50 МВт и трансформаторов мощностью 10-40 МВА, для линий электропередачи с двусторонним питанием напряжением 220 кВ и выше и трансформаторов мощностью 63 МВА и более; 2,0 - для прочих объектов учета.

Учет тепловой энергии

Тепловая энергия производится на источнике теплоты. Им обычно является тепловая электростанция, где, кроме электрической энергии, вырабатывается тепловая в виде пара и/или горячей воды (ТЭЦ), котельная промышленного предприятия или районная котельная. Источник теплоты принадлежит юридическому лицу - энергоснабжающей организации. Теплота передается в виде водяного пара или горячей воды по тепловым сетям - совокупности трубопроводов и устройств, предназначенных для передачи тепловой энергии. Далее теплота поступает потребителю тепловой энергии - юридическому или физическому лицу, которому принадлежат теплопотребляющие установки - установки, использующие теплоту для отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, кондиционирования воздуха или технологических нужд. Комплекс теплопотребляющих установок с соединительными трубопроводами или тепловыми сетями называется системой теплопотребления. Совокупность взаимосвязанных источника теплоты, тепловых сетей и систем теплопотребления образуют систему теплоснабжения.

Энергоснабжающая организация и потребитель тепловой энергии заключают между собой договор на отпуск и потребление тепловой энергии, в котором отражаются их взаимные обязательства по расчетам за тепловую энергию и потребляемый теплоноситель, а также по соблюдению режимов отпуска и потребления тепловой энергии и теплоносителя. Под режимами отпуска и потребления тепловой энергии и теплоносителя понимают расход подаваемого

потребителю и возвращаемого источнику теплоносителя, его температуру и давление в течение оговоренных периодов времени.

Для учета тепловой энергии, отпущенной потребителю, осуществления взаимных финансовых расчетов между потребителем и энергоснабжающей организацией, контроля за работой систем теплоснабжения и рационального использования энергии организуется узел учета и регистрации отпуска и потребления тепловой энергии (далее - узел учета). Узел учета - комплект приборов и устройств, обеспечивающих учет тепловой энергии, массы или объема теплоносителя, а также контроль и регистрацию его параметров, Допуск узла учета в эксплуатацию, а также требования к его эксплуатации регламентируются Правилами.

Приборами учета тепловой энергии называют приборы, выполняющие одну или несколько следующих функций: измерение, накопление, хранение, отображение информации о количестве тепловой энергии, массе или объеме, расходе, температуре, давлении теплоносителя и времени работы приборов.

К приборам учета тепловой энергии относятся:

- преобразователи температуры - приборы для измерения температуры теплоносителя, а иногда и разности температур в подающем и обратном трубопроводах;
- преобразователи давления - приборы для измерения давления теплоносителя;
- водосчетчики - приборы для измерения массы (объема) воды, протекающей в трубопроводе через сечение, перпендикулярное направлению скорости потока;
- счетчики пара - приборы для измерения массы пара, протекающего в трубопроводе через сечение, перпендикулярное направлению потока;
- теплосчетчики - приборы или комплекты приборов (средство измерения) для определения количества теплоты и измерения массы и параметров теплоносителя (его температуры и давления). Важнейшая часть теплосчетчика - тепловычислитель - устройство для расчета количества теплоты на основе входной информации о массе, температуре и давлении теплоносителя. Кроме того, в состав теплосчетчика должны входить водосчетчики или счетчики пара, преобразователи температуры, а при измерении в паровых системах теплоснабжения и преобразователи давления.

Для измерения расхода теплоносителя наиболее широкое распространение получили расходомеры с сужающими устройствами, ультразвуковые, электромагнитные и тахометрические расходомеры.

В расходомерах с сужающими устройствами (расходомеры переменного перепада давления) используют зависимость перепада давления от расхода на сужающем устройстве, установленном в трубопроводе. В последнее время расходомеры данного типа в составе теплосчетчиков постепенно вытесняются другими видами расходомеров.

Принцип действия ультразвуковых расходомеров основан на излучении и приеме ультразвукового сигнала, измерении разности времени его распространения по потоку жидкости и против него. Измеренная разность пропорциональна средней скорости потока жидкости и ее расходу.

Некоторые ультразвуковые водосчетчики имеют портативные переносные модификации, позволяющие проводить оперативные измерения на различных трубопроводах и получать общую информацию о потреблении и распределении теплоносителя.

Принцип действия первичных электромагнитных расходомеров базируется на электромагнитной индукции. При прохождении электропроводящей жидкости через импульсное магнитное поле в ней наводится электродвижущая сила, пропорциональная средней скорости потока жидкости и ее расходу.

Как ультразвуковые, так и электромагнитные расходомеры при измерении не оказывают влияния на измеряемый поток, поскольку не создают препятствий течению теплоносителя.

Тахометрические расходомеры используют зависимость частоты вращения тела (крыльчатки или турбинки), установленного в трубопроводе от скорости движения теплоносителя или от его объема. Этот метод измерения получил широкое распространение за рубежом для коммерческих расчетов.

Для правильного измерения расхода на участке трубопровода перед установкой расходомера и после его установки требуется предусмотреть прямолинейные участки для стабилизации потока теплоносителя. На этих участках не должно быть поворотов, изменения сечений трубопровода, не должна находиться запорная арматура. Длина прямолинейных участков по величине обычно составляет минимум несколько диаметров трубопровода. Она обязательно должна быть указана в технической документации расходомера. Некоторые расходомеры выполняются в виде участка трубы, с установленным на ней прибором с непосредственным подключением к трубопроводу. В этом случае прямолинейные участки могут быть предусмотрены предприятием изготовителем.

Преобразователи температуры - платиновые термометры сопротивления, чаще всего используемые в составе теплосчетчиков, устанавливаются в подающий, обратный трубопроводы, а на источнике теплоты - и в трубопровод холодной подпиточной воды. Измеренные значения температуры и разности температур в трубопроводах по линиям связи передаются тепловычислителям. Последние, используя заложенные в их память константы, пересчитывают в значения температуры, а также давления в значения энтальпии.

Тепловычислитель, входящий в состав теплосчетчика, трансформирует сигналы расходомеров, термометров сопротивления, преобразователей давления в цифровые значения накопленной тепловой энергии, массы (объема) теплоносителя, температуры подаваемой, обратной, а иногда и холодной воды. Такая информация отображается (по запросу пользователя) на электронном табло. В некоторых случаях одновременно со значениями измеренных величин индуцируются и единицы их измерения.

Большинство тепловычислителей производят архивирование измеренных и вычисленных данных о тепловой энергии, количестве и параметрах теплоносителя. Архивируются среднечасовые, среднесуточные, а иногда и среднемесячные параметры. Архивные данные, как правило, сохраняются и при отключении питания прибора.

Теплосчетчики имеют возможность передавать текущую и архивную информацию на компьютер или непосредственно на печатающее устройство. Некоторые модификации тепловычислителей предусматривают возможность объединения группы теплосчетчиков в локальные измерительные сети.

Важной функцией тепловычислителей является самоиндикация - появление на электронном табло тепловычислителя кодированной информации, по которой можно установить причину неисправности прибора, например, отсутствие или значительное снижение напряжение питания, обрыв проводов от датчиков температуры, отсутствие теплоносителя в трубопроводе и т.д. В отдельных тепловычислителях предусмотрена возможность хранения информации о всех имевших место неисправностях, времени их возникновения и длительности в памяти прибора.

Приборы учета тепловой энергии, устанавливаемые на узле учета, должны быть зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений, после чего изготовитель получает сертификат Госстандарта РФ и описание типа средства измерения, утвержденное Госстандартом РФ и подтверждающее соответствие метрологических характеристик прибора его технической документации. Кроме того, эти приборы должны пройти освидетельствование на соответствие требованиям нормативных документов Госэнергонадзора Минтопэнерго РФ.

Для каждого прибора Госстандарт устанавливает межповерочный интервал, в течение которого прибор должен проходить обязательную периодическую поверку. Приборы учета, для которых истек срок сертификации действия и (или) поверки, к эксплуатации не допускаются.

Теплосчетчик должен соответствовать условиям эксплуатации систем теплоснабжения. Для водяных систем рабочий диапазон температур измеряемой среды 5 ... 150°C. Давление измеряемой среды не более 1,6 МПа.

Пределы допускаемой основной относительной погрешности теплосчетчика при измерении тепловой энергии зависят от разности температур в подающем и обратном трубопроводах. В водяных системах теплоснабжения они не должны превышать: $\pm 5\%$ при разности температур в подающем и обратном трубопроводах 10...20°C; $\pm 4\%$ при разности температур более 20°C.

Теплосчетчики должны обеспечивать измерение тепловой энергии пара с относительной погрешностью не более: $\pm 5\%$ в диапазоне расхода пара 10...30 %; $\pm 4\%$ при расходе пара более 30 % максимального.

Предел допускаемой основной относительной погрешности водосчетчиков при измерении массы (объема) теплоносителя, в диапазоне расхода воды и конденсата 4 ... 100 % не должен превышать $\pm 2\%$.

Счетчики пара должны обеспечивать измерение массы теплоносителя с относительной погрешностью не более $\pm 3\%$ в диапазоне расходов пара от 10...100%.

Для приборов учета, регистрирующих температуру теплоносителя, абсолютная погрешность при измерении температуры не должна превышать значений, определяемых по формуле $\Delta t \leq (0,6 + 0,004 \cdot t)$, где t - температура теплоносителя.

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

Теплосчетчик должен обеспечивать измерение времени своей работы. В противном случае при остановке прибора по той или иной причине (например, при отключении питания) часть информации об отпущенной потребителю тепловой энергии может быть утеряна или искажена.

Основная относительная погрешность измерения текущего времени приборами учета не должна превышать $\pm 1\%$.

Приборы учета должны не только отображать значения измеряемых и вычисляемых величин на электронных табло, но и регистрировать их, т.е. отображать значение этих величин в цифровой или графической форме на твердом носителе - бумаге.

Должна быть предусмотрена защита прибора учета от несанкционированного вмешательства в его работу, нарушающего достоверный учет тепловой энергии, массы или объема теплоносителя и регистрацию его параметров. В первую очередь, необходимо обеспечить невозможность перепрограммирования прибора, например, изменения основных констант, вводимых в память прибора, либо алгоритма вычисления тепловой энергии. Это достигается пломбированием корпуса, а также другими методами.

Технические характеристики ряда приборов учета, прошедших сертификацию и допущенных к применению на коммерческих узлах учета тепловой энергии и теплоносителя приведена в каталоге.

Схема подключения прибора учета зависит от типа системы теплоснабжения. Различают Открытые и закрытые системы теплоснабжения". Тепловая энергия поступает потребителю с теплоносителем по подающему трубопроводу. После использования теплоты, теплоноситель в виде охлажденной воды или сконденсировавшегося пара (конденсата) полностью или частично возвращается к источнику теплоты по обратному трубопроводу. В отдельных случаях возврата теплоносителя не происходит.

Водяная система теплоснабжения, в которой вода полностью или частично отбирается из системы потребителями тепловой энергии называется открытой системой теплоснабжения. В этом случае на источнике теплоты необходимо восполнять потери теплоносителя, имеющие место в сети. Для этого используют холодную воду, поступающую в систему теплоснабжения по трубопроводу подпитки. Температура этой воды зависит от температуры окружающего воздуха и существенно влияет на количество тепловой энергии, отпущенной потребителю.

Если вода, циркулирующая в тепловой сети, из сети не отбирается, система теплоснабжения называется закрытой системой теплоснабжения.

Тепловая энергия может измеряться как на источнике теплоты, так и у ее потребителя. Учет тепловой энергии у источника и потребителя теплоты имеет свои особенности.

Учет газа

Газ - природный, нефтяной (попутный) и отбензиненый сухой газы, добываемые и собираемые газонефтедобывающими организациями и вырабатываемые газонефтеперерабатывающими заводами. Поставщик - газонефтедобывающие, газонефтеперерабатывающие, газотранспортные предприятия и организации, обеспечивающие поставку газа газораспределительным организациям или потребителям. Газораспределительная организация, покупающая газ по договору для потребителей, является для них поставщиком. 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. Приборы учета - средства измерений и другие технические средства, которые выполняют одну или несколько функций: измерение, накопление, хранение, отображение информации о расходе (объеме), температуре, давлении газа и времени работы приборов. Расход газа - объем газа, прошедшего через поперечное сечение трубопровода за единицу времени, приведенный к стандартным условиям.

Вычислитель расхода (ВР) - средства измерений, осуществляющие обработку, хранение и отображение информации о расходе и количестве газа, приведенные к нормальным условиям. Узел учета - комплект средств измерений и устройств, обеспечивающий учет количества газа, а также контроль и регистрацию его параметров.

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 рациональным и эффективным использованием газа.

Испытания в целях утверждения типа, а также поверка узлов учета и средств измерений, входящих в их состав, должны проводиться в соответствии с требованиями Госстандарта России.

Монтаж и эксплуатация оборудования, входящего в состав узлов учета, проводится в соответствии с требованиями Госстандарта России и инструкциями изготовителей оборудования.

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 (статьи 90, 94, 95, 95.1).

Сторона, ведущая учет количества газа, обязана обеспечить представителям другой стороны, а также должностным лицам Госгазнадзора России и Госстандарта России доступ к узлам учета и возможность осуществления метрологического надзора, проверки их технического состояния и правильности их функционирования.

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

Разногласия по техническим вопросам организации и ведения учета газа рассматриваются соответствующим территориальным органом Госстандарта России или в установленном порядке.

Все работы по монтажу узлов учета газа должны выполняться организациями, имеющими разрешение Госгортехнадзора России и Минстроя России на право проведения указанных работ.

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

Учет количества газа, отпускаемого поставщиком газораспределительной организации или потребителю газа (при прямых поставках), 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.

При отсутствии узлов учета у поставщика, их неисправности или отсутствии действующего поверительного клейма, количество поданного газа определяется по данным

газораспределительной организации или потребителя газа (по соглашению сторон). Учет количества газа, подаваемого газораспределительной организацией потребителю газа, должен осуществляться по узлам учета потребителя газа. При отсутствии узлов учета газа у потребителя газа, их неисправности, отсутствии действующего поверительного клейма количество поданного газа определяется по проектной мощности установок исходя из 24 часов работы их в сутки за время неисправности узлов учета газа.

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.

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.

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

Нормы точности учета количества газа определяются Минтопэнерго РФ совместно с Госстандартом РФ.

Узел учета должен быть защищен от несанкционированного вмешательства.

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.

Учет количества газа, реализуемого населению, производится по приборам учета газа или на основании норм расхода газа (на приготовление пищи, горячей воды и отопления, при наличии систем местного отопления). 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.

Право утверждать нормы расхода газа предоставляется органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации в соответствии с Постановлением Совета Министров - Правительства Российской Федерации от 23.07.93 № 719.

9.3 Современные автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов

Автоматизированная система коммерческого учета энергоресурсов (АСКУЭ) "ТСУ Пчела"
Устройство сбора данных УСД "ПЧЕЛА"

УСД представляет собой шестнадцатиканальный измерительный преобразователь импульсных входных сигналов, поступающих с телеметрических выходов счетчиков электрической энергии. УСД служит для сбора измерительной информации и выдачи полученных данных в заданном формате в линию связи для использования этих данных в телемеханической системе учета (ТСУ) "ПЧЕЛА" и других многоуровневых автоматизированных системах учета и контроля электроэнергии.

Допускается применение УСД для построения систем учета других видов энергии и других физических величин, если для таких систем пригодны алгоритмы накопления информации, используемые в УСД.

УСД обеспечивает прием и накопление измерительной информации в виде импульсов, число которых пропорционально измеренному приращению энергии, поступающих от шестнадцати счетчиков электрической энергии, снабженных импульсными датчиками. Каждые 10 секунд накопленную измерительную информацию УСД передает в канал связи.

УСД обеспечивает индикацию состояния входных каналов и передаваемых кодовых посылок при подключенной к выходу нагрузке.

Основные преимущества УСД "ПЧЕЛА":

- повышенная надежность и невысокая стоимость, что обеспечивается простотой конструкции, применением современной элементной базы, материалов и оборудования;
- расширенный диапазон рабочих температур (от -40 °С до +70 °С), допускающий использование в неотапливаемых помещениях;
- расширенный диапазон напряжений электропитания от сети переменного тока напряжением (130 ... 260) В или (80... 120) В и частотой (50±1) Гц;
- повышенная степень защиты от попадания внешних твердых предметов и воды (УСД соответствует исполнению IP51 по ГОСТ 14254); - удобство поверки.

Основные функции и технические характеристики

УСД предназначен для непрерывной работы. После случайных перерывов в электропитании УСД автоматически восстанавливает свою работоспособность.

Требования к параметрам импульсов тока, формируемых датчиками:

- ток канала в состоянии "разомкнуто" с учетом помех - не более 1 мА;
- ток канала в состоянии "замкнуто" с учетом помех - не менее 6 мА;
- период следования импульсов - не менее 200 (100) мс;
- минимальная длительность импульсов и пауз - не менее 100 (20) мс.

Длина линии связи от датчика до УСД должна быть не более 3 км при сопротивлении линии связи не более 190 Ом/км и емкости линии не более 0,1 мкФ/км. Общее сопротивление датчика и линии связи не должно превышать 1350 Ом.

Длина линии связи от УСД до приемника измерительной информации не более 10 км при сопротивлении линии не более 190 Ом/км и емкости линии не более 0,1 мкФ/км.

УСД ограничивает ток входного канала на уровне (10 ± 3) мА при общем сопротивлении датчика и линии связи не более 1350 Ом. Входные цепи УСД распознают состояние датчиков "разомкнуто" при токе канала менее 1 мА и состояние "замкнуто" при токе канала более 6 мА.

УСД обеспечивает гальваническую развязку входных и выходных цепей.

УСД формирует тестовый сигнал для контроля функционирования своих входных каналов и вспомогательных цепей в виде меандра с частотой 1 или 10 Гц.

Выходной сигнал УСД представляет собой три идентичных кодовых послышки, передаваемых двухполярным кодовым сигналом с ограничением тока на уровне (10 ± 3) мА на нагрузке сопротивлением от 0 до 2 кОм со скоростью 100 бод.

Потребляемая УСД мощность не превышает 15 ВА.

Предел допускаемого значения относительной погрешности передачи данных в каналах УСД $\pm 0,1$ % при числе принятых импульсов не менее 10 000.

УСД устойчив к воздействию синусоидальных вибраций с параметрами, соответствующими группе F1 по ГОСТ 12997.

Уровень радиопомех, создаваемых УСД, не превышает значений, установленных в ГОСТ 29216 для класса В.

УСД устойчив к воздействию переменного внешнего магнитного поля частотой (50 ± 1) Гц с напряженностью 400 А/м.

Средняя наработка на отказ 350 000 часов.

Средний срок службы УСД 30 лет.

Габаритные размеры УСД (без кабельных разъемов и шнура питания) - не более 180 мм×120 мм×120 мм.

Масса УСД не более 1,5 кг.

Архиватор "Пчела AP-1"

Архиватор предназначен для съема получасовых данных с модулей сбора информации (МСИ) семейства "ПЧЕЛА" и последующего переноса их на персональный компьютер, а также для коррекции внутренних часов МСИ "ПЧЕЛА". Архиватор используется в случаях повреждения или отсутствия других средств связи между персональным компьютером и системами сбора информации на базе МСИ "ПЧЕЛА".

Основные функции и технические характеристики.

Архиватор представляет собой микропроцессорное устройство с энергонезависимой FLASH-памятью и дисплеем, отображающим режимы его работы, текущее время МСИ, коды возможных ошибок и другую служебную информацию.

Перед началом работы архиватор подключается к персональному компьютеру и в него загружается задание на архивирование программой "ТСУ ПЧЕЛА. СЕРВИС", входящей в комплект поставки.

Архиватор, подключенный к МСИ (или сети МСИ) по двухпроводному интерфейсу (моноканалу) устанавливает связь с МСИ и считывает из них получасовые архивы в соответствии с загруженным заданием.

Архиватор позволяет считывать и при необходимости корректировать текущее время МСИ в пределах ± 2 мин. При расхождении часов более чем на 2 минуты, необходимо процедуру коррекции времени производить в несколько приемов, каждый раз изменяя показания часов в пределах ± 2 минут.

Считанные архиватором данные сохраняются в энергонезависимой памяти и могут быть считаны при помощи персонального компьютера программой "ТСУ ПЧЕЛА. СЕРВИС".

Общая емкость памяти архиватора составляет 30000 получасовых интервалов (625 суток) по 16 измерительным каналам.

Архиватор не вносит погрешность в переносимую информацию.

Питание архиватора осуществляется от опрашиваемых МСИ, а при работе с компьютером - от сети напряжением 220 Вольт через прилагаемый внешний адаптер питания с выходным постоянным напряжением 9 Вольт.

Архиватор устойчив к воздействию температуры окружающего воздуха от -40°C до $+70^{\circ}\text{C}$.

Архиватор устойчив к воздействию переменного внешнего магнитного поля частотой (50 ± 1) Гц с напряженностью 400 А/м.

Габаритные размеры архиватора (без соединительных кабелей и адаптера питания) - не более 120 мм×120 мм×60 мм.

Масса архиватора (без соединительных кабелей и адаптера питания) - не более 0.3 кг.

Для обеспечения возможности подключения архиватора к установленным на объекте МСИ рекомендуется смонтировать настенные 6-ти контактные телефонные розетки, соединив их с МСИ.

Модуль сбора информации "Пчела"

МСИ представляет собой многоканальный, многофункциональное программируемое УСПД - измерительный преобразователь входных сигналов, поступающих с телеметрических и цифровых выходов счетчиков электрической энергии (режимы работы МСИ "1" и "3") или с выходов устройств сбора данных типа Е441, УСД "Пчела" и им подобных (режим работы МСИ "2").

МСИ служит для сбора, накопления, предварительной обработки измерительной информации и выдачи полученных данных в заданном формате в линию связи для использования этих данных в телемеханической системе учета (ТСУ) "ПЧЕЛА" и других многоуровневых автоматизированных системах учета и контроля электроэнергии.

Допускается применение МСИ для построения систем учета других видов энергии и других физических величин при условии, что выходные сигналы первичных источников информации и алгоритмы обработки аналогичны используемым в МСИ. Основные преимущества МСИ "ПЧЕЛА":

- повышенная надежность и невысокая стоимость, что обеспечивается простотой конструкции, применением современной элементной базы, материалов и оборудования;
- расширенный диапазон напряжений электропитания от сети переменного тока напряжением (130 ... 260) В или (80...120) В и частотой (50±1) Гц;
- удобство поверки.

Основные функции и технические характеристики МСИ может работать в одном из трех режимов.

1. Режим "1" (режим терминала).

В этом режиме МСИ обеспечивает прием измерительной информации от шестнадцати счетчиков электрической энергии в виде импульсов, число которых пропорционально измеренному приращению энергии. При этом в МСИ формируется и передается по запросу в линию связи следующая информация:

- количество импульсов по каналам учета по трехминутным интервалам за последние 2 часа;
- количество импульсов по каналам учета по получасовым интервалам за последние 80 суток;
- количество импульсов по каналам учета нарастающим итогом;

При наличии запрограммированных параметров учета при запросе дополнительно формируется следующая информация:

- количество энергии по каналам учета по получасовым интервалам за последние 80 суток;
- количество энергии по группам учета (до 16 групп, до 16 каналов в каждой) по получасовым интервалам за последние 80 суток;
- показания счетчиков по каналам учета;

2. Режим работы "2" (режим концентратора).

В этом режиме МСИ обеспечивает прием и накопление измерительной информации по каждому каналу учета, поступающей в виде кодовых посылок от шестнадцати шестнадцатиканальных устройств сбора данных (УСД) типа УСД "ПЧЕЛА", Е 441, Е 441М, МСИ в режиме "3" и др. (до 256 каналов учета). При этом в МСИ формируется и передается по запросу в линию связи следующая информация:

- количество импульсов по каналам учета по трехминутным интервалам за последние 30 минут;
- количество импульсов по каналам учета по получасовым интервалам за последние 5 суток;
- количество импульсов по каналам учета нарастающим итогом;

При наличии запрограммированных параметров учета при запросе дополнительно формируется следующая информация:

- количество энергии по каналам учета по получасовым интервалам за последние 5 суток;
- количество энергии по группам учета (до 16 групп, до 256 каналов в каждой) по получасовым интервалам за последние 5 суток;

3. Режим работы "3" (режим УСД).

В этом режиме, как и в режиме "1", МСИ обеспечивает прием и накопление измерительной информации в виде импульсов, число которых пропорционально измеренному приращению энергии, поступающих от шестнадцати счетчиков электрической энергии. Каждые 10 секунд накопленную измерительную информацию МСИ передает в канал связи в виде трех идентичных кодовых посылок в формате, используемом в устройствах Е-441, Е-441М.

Выбор режима работы МСИ "1" или "2" осуществляется программным образом с использованием ПЭВМ и сервисной программы "ТСУ ПЧЕЛА. СЕРВИС", входящей в комплект

поставки. Режим работы МСИ "3" устанавливается специальной комбинацией переключателей, устанавливаемых на внешнем разъеме.

УСД предназначен для непрерывной работы. После случайных перерывов в электропитании УСД автоматически восстанавливает свою работоспособность.

В режимах работы "1" и "2" МСИ обеспечивает:

- программирование параметров учета (коэффициенты каналов учета, состав групп учета, начальные показания счетчиков) с помощью ПЭВМ и сервисной программы, входящей в комплект поставки;
- накопление и хранение числа импульсов для каждого канала учета по трех- и тридцатиминутным интервалам и нарастающим итогом;
- расчет значений энергии за получасовые интервалы по каналам и группам учета и текущих показаний счетчиков;
- обмен информацией с внешними устройствами по интерфейсу RS-232C (рекомендация МККТТ V28);
- управление модемом для связи по выделенному или коммутируемому телефонному, или радиоканалу, изменение скорости обмена в зависимости от качества канала связи;
- выработку текущего астрономического времени (секунды, минуты, часы) и календаря (число, месяц, год) и его корректировку с помощью ПЭВМ или сигналов точного времени (при подключении радиотрансляционной линии);
- ведение журнала учета работы МСИ, в котором автоматически фиксируются факт и время каждого исчезновения и восстановления электропитания, а также программирования параметров режимов работы. При этом информация, хранящаяся в журнале доступна только для считывания; задание параметров тестовых сигналов, служащих для контроля входных каналов МСИ.

Дискретность отсчета и установки времени в МСИ составляет 1 секунду. Установка времени в МСИ может производиться как от ПЭВМ верхнего уровня, так и от радиотрансляционной сети по ГОСТ 11515 с номинальным напряжением 30В. МСИ допускает изменение значения времени не более чем на ± 2 минуты от ПЭВМ и не более чем на ± 30 секунд от сигналов точного времени и не ранее, чем через 24 часа после предыдущего изменения.

МСИ имеет программную коррекцию точности хода внутренних часов. Положительное (отрицательное) значение коэффициента коррекции показывает, за сколько минут внутренние часы МСИ отстают (опережают) от астрономического времени на одну секунду. Значение коэффициента коррекции указывается изготовителем в формуляре.

МСИ формирует и хранит в памяти:

- конфигурацию каналов (режим работы);
- значение коэффициента коррекции К;
- номер версии встроенного программного обеспечения МСИ;
- текущее время МСИ;
- время последней коррекции хода внутренних часов;
- наличие у МСИ запросов на установку времени или рестарт;

МСИ имеет встроенный источник питания постоянного тока, обеспечивающий сохранность всех имеющихся в памяти данных и непрерывную работу встроенных часов МСИ (для соответствующих видов исполнения) при отключении основного и резервных источников электропитания в течение не менее 5 лет.

МСИ предназначен для непрерывной работы. После случайных перерывов в электропитании МСИ автоматически восстанавливает свою работоспособность.

Требования к параметрам входных сигналов.

Требования к параметрам импульсов тока, формируемых датчиками, установленными на входах МСИ в режимах работы "1" и "3":

- период следования импульсов должен быть не менее 50 мс;
- минимальная длительность импульсов (пауз) должна быть не менее 20 мс;
- ток канала в состоянии "разомкнуто" с учетом помех должен быть не более 1 мА; - ток канала в состоянии "замкнуто" с учетом помех должен быть не менее 6 мА.

Требования к параметрам сигналов, формируемых источниками информации на входах МСИ в режиме работы 2:

- скорость передачи информации 100 Бод;
- структура кодовой посылки должна соответствовать Приложению 1;
- ток канала в состоянии логической "1" с учетом помех должен быть не менее 6 мА;
- ток канала в состоянии логического "0" с учетом помех должен быть не более 1 мА (допускается подача тока обратного направления до 10 мА).

Длина линии связи от датчика до МСИ (режим работы "1" или "3») должна быть не более 3 км при сопротивлении линии связи не более 190 Ом/км и емкости линии не более 0,1 мкФ/км. Общее сопротивление датчика и линии связи не должно превышать 1350 Ом.

Длина линии связи от МСИ, работающего в режиме "3", до приемника измерительной информации не более 10 км при сопротивлении линии не более 190 Ом/км и емкости линии не более 0,1 мкФ/км.

МСИ обеспечивает доступ ПЭВМ, подключенной к данному МСИ, к любому другому МСИ системы, соединенному с данным МСИ специальной двухпроводной линией связи (RS-485) при полной длине не более 10 км при сопротивлении линии не более 190 Ом/км и емкости линии не более 0,1 мкФ/км., а также обеспечивает прием информации от счетчиков с цифровым выходом (например, счетчики Альфа) через преобразователь-модем Пчела УПС1-8, УПС1-2.

МСИ обеспечивает возможность передачи информации по интерфейсу RS-232C непосредственно по выделенному каналу связи (официальное ограничение на длину экранированного канала связи по стандарту RS-232C - 15 м) и через модем по выделенному или коммутируемому каналу связи.

Скорость обмена выбирается по команде ПЭВМ верхнего уровня в зависимости от типа каналаобразующей аппаратуры и качества канала связи из ряда следующих возможных значений: 50, 100, 300, 600, 1200, 1800, 2400, 9600, 19200 или 38400 бод.

МСИ обеспечивает подачу постоянного напряжения ($12 \pm 1,2$) В для питания датчиков, подключаемых ко входам МСИ в режимах работы "1" и "3".

МСИ ограничивает ток входного канала на уровне (10 ± 3) мА при общем сопротивлении датчика и линии связи не более 1350 Ом. Входные цепи МСИ распознают состояние датчиков "разомкнуто" при токе канала менее 1 мА и состояние "замкнуто" при токе канала более 6 мА.

МСИ обеспечивает формирование следующих тестовых сигналов.

В режимах "1" и "3" - сигнал в виде меандра, имитирующий поступление сигналов от датчиков. Параметры сигнала задаются программно в пределах: период следования тестовых импульсов от 40 мс до 60 с с точностью $\pm 5\%$; количество периодов повторения от 1 до 65534 или непрерывно.

Потребляемая МСИ мощность не превышает 10 ВА.

МСИ в соответствующих видах исполнения работает от внешнего резервного источника питания постоянного тока напряжением (12...30) В с учетом пульсаций.

Потребляемая при этом мощность не превышает 20 ВА.

МСИ обеспечивает гальваническую развязку входных и выходных цепей.

МСИ обеспечивает индикацию состояния входных каналов, а также принимаемых и передаваемых кодовых посылок.

Метрологические характеристики для рабочих условий применения.

Режим работы "1":

- относительная погрешность передачи данных в каналах МСИ не превышает 0,1 % при числе принятых импульсов не менее 10 000;

- абсолютная погрешность расчета приращения электроэнергии за получасовой интервал для отдельного канала учета не превышает 0,5 Вт·ч (Вар·ч);

- абсолютная погрешность расчета приращения электроэнергии за получасовой интервал для отдельной группы учета с доверительной вероятностью $P = 0,95$ не превышает $C_n/3$ Вт·ч (Вар·ч), где n - количество каналов в группе;

- абсолютная погрешность расчета текущих показаний счетчика электроэнергии не превышает 0,5 кВт·ч (кВар·ч);

- погрешность хода внутренних часов МСИ не превышает 2 с в сутки.

Режим работы "2":

- вероятность искажения элементарного сигнала (бита) при приеме и обработке информационной посылки не превышает 0,00001;

- абсолютная погрешность расчета приращения электроэнергии за получасовой интервал для отдельного канала учета не превышает 0,5 Вт·ч (Вар·ч);

- предел допускаемого значения абсолютной погрешности расчета приращения электроэнергии за получасовой интервал для отдельного канала учета равен 0,5 Вт·ч (Вар·ч);

- абсолютная погрешность расчета приращения электроэнергии за получасовой интервал для отдельной группы учета с доверительной вероятностью $P = 0,95$ не превышает $C_n/3$ Вт·ч (Вар·ч), где n - количество каналов в группе;

- погрешность хода внутренних часов МСИ не превышает 2 с в сутки.

Режим работы "3": относительная погрешность передачи данных в каналах МСИ не превышает 0,1 % при числе принятых импульсов не менее 10 000;

МСИ устойчив к воздействию температуры окружающего воздуха от минус 40°C до 70°C.

Уровень радиопомех, создаваемых МСИ, не превышает значений, установленных в ГОСТ 29216-91 для класса В.

МСИ устойчив к воздействию переменного внешнего магнитного поля частотой (50 ± 1) Гц с напряженностью 400 А/м.

По степени защиты от попадания внутрь твердых посторонних тел МСИ соответствует исполнению IP40 по ГОСТ 14254.

Средняя наработка на отказ 350 000 часов.

Средний срок службы МСИ 15 лет.

Габаритные размеры МСИ (без кабельных разъемов, адаптера питания и панели крепления) не более 60 мм×210 мм×310 мм.

Масса МСИ без кабельных размеров, адаптера питания и панели крепления не более 2 кг. Масса в комплекте поставки не более 2,5 кг.

Устройство преобразования сигналов (модем) "ПЧЕЛА УПС-1"

Изделие предназначено для организации обмена данными между интерфейсами RS232C или ИРПС, применяемых в различных приборах, и моноканалом на основе интерфейса RS485, используемом в телемеханической системе учета (ТСУ) "ПЧЕЛА" и других многоуровневых автоматизированных системах.

Основные преимущества:

- наличие буфера данных;
- широкий диапазон скоростей обмена и возможность работы интерфейсов на неодинаковых скоростях;
- возможность адресации;
- повышенная надежность и невысокая стоимость, что обеспечивается простотой конструкции, применением современной элементной базы, материалов и оборудования;
- расширенный диапазон рабочих температур (от -40 °С до +70 °С), допускающий использование в неотапливаемых помещениях;
- расширенный диапазон напряжений электропитания от сети переменного тока напряжением (130 ... 260) В или (80...120) В и частотой (50±1) Гц;
- наличие гальванической развязки и эффективной защиты от перенапряжений.

Основные функции и технические характеристики.

Модем "ПЧЕЛА УПС-1" организует обмен данными между интерфейсами RS232C или ИРПС и моноканалом на основе интерфейса RS485 с гальванической развязкой. Интерфейсы имеют одинаковые приоритеты. Направление обмена определяется очередностью поступления пакетов. С момента начала приема пакета по одному из интерфейсов и до окончания его передачи по другому интерфейсу, все принимаемые по другому интерфейсу пакеты игнорируются.

Максимальная длина пакета составляет 118 байт.

Модем может формировать тестовые сигналы для контроля функционирования каналов связи.

Модем комплектуется внешним адаптером питания с выходным постоянным напряжением 9 В. Мощность, потребляемая модемом от сети 220В 50Гц не превышает 5 ВА.

Модем предназначен для непрерывной работы. После случайных перерывов в электропитании модем автоматически восстанавливает свою работоспособность. Индикация всех режимов работы устройства осуществляется светодиодным индикатором, расположенным на корпусе.

Программирование параметров модема производится по интерфейсу RS232C с помощью персонального компьютера и программы TUNE.EXE, входящей в комплект поставки.

Модем может работать в двух протоколах.

Протокол "УНИВЕРСАЛЬНЫЙ" предназначен для работы с любыми устройствами, имеющими интерфейс RS232C. Размер пакета определяется по интервалу между передаваемыми байтами. Длительность интервала задается при программировании устройства. При работе в универсальном протоколе возможно задание сетевого адреса устройства. В этом случае первым байтом каждого пакета в моноканале RS-485 является адресный байт. Устройство принимает пакеты только в случае совпадения адресного байта с сетевым адресом, заданным при программировании устройства. Адрес задается в пределах 1...63. В интерфейс RS-232C адресный байт не передается.

Протокол "МСИ ПЧЕЛА" используется в сетях, содержащих только МСИ "ПЧЕЛА". Этот протокол имеет повышенную помехоустойчивость и быстродействие.

Формат передачи данных в моноканале - синхронный с битстаффингом. Скорость передачи задается при программировании и может принимать следующие значения: 16000, 8000, 4000, 2000, 1000, 500, 250 и 125 бит/с. Скорость приема определяется автоматически. При работе в разветвленных каналах большой длины необходима установка терминаторов на концах линий связи.

Обмен по RS232C асинхронный в формате: старт-бит, 8 битов данных, стоп-бит. Четность не используется. Скорость обмена задается при программировании устройства из ряда: 1200, 2400, 4800, 9600, 19200 бит/с.

Для нормальной работы модема необходимо, чтобы один из сигналов DTR или RTS находились в активном состоянии. При установке в активное состояние линии TxD (сигнал Break) в моноканал выдается тестовый меандр. Для связи с медленно действующими устройствами может устанавливаться интервал между байтами. Длительность интервала программируется в пределах 0...90 мс.

Длина линии связи от модема "ПЧЕЛА УПС-1" до приемника сигналов по RS485 не более 10 км при сопротивлении линии не более 190 Ом/км и емкости линии не более 0,1 мкФ/км.

Длина линии связи от модема "ПЧЕЛА УПС-1" до приемника сигналов по интерфейсу RS232 - не более 15 м.

Модем устойчив к воздействию переменного внешнего магнитного поля частотой (50±1) Гц. Средняя наработка на отказ 300 000 часов.

Габаритные размеры модема (без кабелей и адаптера питания) не более 60 мм×120 мм×30мм.
Масса модема без кабельных размеров не более 0,2 кг. Масса в комплекте поставки не более 0,5 кг.

Структура и состав первого уровня системы-уровня контроллеров АСКУЭ "ТСУ Пчела" является объектно-ориентированной, имеет переменный состав оборудования. В АСКУЭ "ТСУ Пчела" могут входить: первичные приборы учета энергоресурсов (счетчики электроэнергии, счетчики Альфа, УСПД "Мегадата", УСПД "Эком-3000", теплорегистратор "Карат", теплоэнергоконтроллер "ТЭКОН", приборы серии "СПТ", "СПГ", приборы фирмы "ВЗЛЕТ" и т.п.);

Основными составными частями АСКУЭ "ТСУ Пчела" являются УСПД, компонуемые из семейства контроллеров "Пчела" и персональные компьютеры локальных или распределенных сетей.

Семейство контроллеров Пчела:

Контроллер УСПД "МСИ Пчела" (внесен в госреестр под № 2311) - обеспечивает прием импульсных сигналов от первичных приборов по 16-ти входам и цифровой информации по интерфейсу RS-485 от контроллеров УПС-1-2А и УПС-1-8А, обработку и выдачу накопленной информации по запросу компьютера по независимым интерфейсам RS-232 и RS-485 (Краткое описание. Приложение 1)

Контроллер "Пчела-УСД" (внесен в госреестр под № 10911) - обеспечивает прием импульсных сигналов от первичных приборов по 16-ти входам и выдачу накопленной информации с интервалом 10 сек. на "МСИ Пчела", соответствует по характеристикам

УСД типа Е-441, Е-441М

Контроллер "Пчела - ТС16" - обеспечивает прием релейных сигналов типа "сухой контакт" по 16-ти входам и выдачу информации с интервалом 10 сек. на МСИ Пчела

Контроллер "Пчела-ТС32" - обеспечивает прием релейных сигналов типа "сухой контакт" по 32-ум входам и выдачу информации с интервалом 10 сек. на МСИ Пчела

Контроллер "Пчела -УПС-1" преобразователь-модем обеспечивает преобразование интерфейса RS232 в RS485 и наоборот

Контроллер "Пчела – ТУ" устройство управления исполнительными механизмами.

Контроллер "Пчела – ТИ" преобразователь аналоговых входных сигналов, поступающих от различных датчиков.

Контроллер "Пчела-УПС1-2А" преобразователь-модем на два счетчика "Альфа" позволяет подключать два счетчика "Альфа" и организовывать с ними устойчивую связь на любой скорости

Контроллер "Пчела-УПС1-8А" преобразователь-модем на восемь счетчиков "Альфа" позволяет подключать восемь счетчиков "Альфа" и организовывать с ними устойчивую связь на любой скорости

Контроллер "Пчела-АР" Архиватор для ручного снятия информации с МСИ "Пчела" и со счетчиков "Альфа".

Примеры построения системы:

Построение системы производится, как правило, по двухпроводным линиям связи в существующих кабельных сетях предприятий. При отсутствии двухпроводных каналов связи применяются коммутируемые (в том числе "сотовые" и "спутниковые") или радиоканалы связи. В системе может применяться, например, радиомодем "Невод-1", работающий на "брелковой" частоте, не требующий регистрации в органах Связьнадзора РФ.

Сбор информации от контроллеров осуществляется по стандарту RS-485. На одну двухпроводную линию связи (в существующих кабельных сетях предприятия) длиной до 10-ти километров может быть подключено до 30-ти контроллеров. У каждого из контроллеров имеется помимо интерфейса RS-485 независимый интерфейс RS-232, к которому может быть подключено любое устройство для считывания информации, например, персональный компьютер или модем удаленного доступа. Магистраль интерфейса RS-485 является общей для всех контроллеров. Практически возможна одновременная работа двух пользователей информации - два персональных компьютера или компьютер и модем удаленного доступа.

Для совершенно независимого съема информации может быть создана вторая совершенно независимая магистраль интерфейса RS-485, при этом подключение к компьютеру или модему производится через контроллеры "Пчела УПС-1".

Счетчики электрической энергии с числоимпульсным выходом подключают к системе через УСПД "МСИ Пчела" (к одному МСИ Пчела может быть подключено 16 счетчиков через линии связи длиной до 3-х километров).

Счетчики электрической энергии с цифровым выходом могут быть подключены к МСИ Пчела или системе через преобразователи интерфейса Пчела УПС-1-2А (два счетчика) или УПС-1-8А (восемь счетчиков).

Контроллеры других производителей ("Мегадата", "Тэкон10", "Карат" и т.д.) подключаются к системе через преобразователь интерфейса Пчела УПС-1. Следует подчеркнуть, что к одной магистрали RS-485 могут быть подключены контроллеры различных производителей.

Структура и состав второго уровня системы-уровня программно- сетевого обеспечения

Программное обеспечение ПЭВМ: функционирует под управлением ОС Windows - 95, 98, NT, 2000, в локальных сетях предприятия.

Универсальное программное обеспечение для предприятий и электрических сетей "Энергоучет".

Особенности:

Автоматический опрос счетчиков "Альфа", МСИ "Пчела", "Мегадата", "Тэкон", "Карат Эком-3000", "СПТ" и т.д., с использованием различных каналов связи и коммуникационного оборудования;

Возможность ручного считывания информации с контроллеров УСПД "МСИ Пчела" и счетчиков "Альфа" (с помощью архиваторов) и ввода ее в базы данных.

Автоматическая синхронизация времени по сигналам точного времени в компьютере, счетчиках Альфа и контроллерах.

Оперативный контроль параметров электропотребления одновременно по Сорока измерениям со световой и звуковой сигнализацией выхода за предельные значения.

Прогноз мощности на конец интервала измерения.

Табличное и графическое представление данных по каналам и группам энергоучета;

Вывод данных на монитор и принтер в виде таблиц и графиков; Быстрый и удобный просмотр и изменение конфигурации системы; Гибкое создание отчетных форм и таблиц для анализа.

Произвольное определение зон суток, весовых коэффициентов и календарей позволяет обеспечить многотарифный учет;

Предусмотрен механизм коррекции показаний системы по показаниям счетных механизмов счетчиков.

В отчетные формы введена процедура замены счетчиков внутри отчетного интервала;

Предусмотрен экспорт отчетных форм в формат Excel;

Разграничение доступа к функциям программы для различных категорий пользователей. Автоматическая фиксация в журнале действий оператора.

Отображение информации на прорисованных схемах и рисунках в виде пиктограмм (включено, выключено, обрыв) и в виде текстовых сообщений о величине потребляемой мощности.

Цветовая и звуковая сигнализация при выходе параметра за предельные значения.

Предусмотрено управление объектами по команде оператора.

Организация передачи документов удаленным пользователям по коммутируемым и выделенным каналам связи (Удаленный клиент).

Организация передачи состояний мнемосхем и рисунков по коммутируемым и выделенным каналам связи (Клиент мнемосхем).

Организация передачи информации на сервер верхнего уровня по IP протоколам.

Структура:

ПО "Энергоучет" состоит из следующих программных модулей:

1. Сервер опроса;
2. Сервер данных;
3. Сервер телемеханики (совмещен с сервером опроса);
4. Клиент удаленного доступа;
5. Клиент мнемосхем.

ПО "Сервер опроса" производит опрос контроллеров (Счетчиков "Альфа", МСИ "Пчела", "Мегадаты", "Эком-3000", "Тэкон", "Карат") и формирует базу данных в формате

Paradox на том же компьютере, где установлено ПО. База данных формируется в виде энергии по получасовым и трехминутным интервалам по каждому каналу учета. ПО "Сервер опроса" обеспечивает создание локального узла сбора информации автоматизированной системы учета энергоресурсов, а для предприятий со сравнительно простой структурой энергоснабжения - системы в целом. ПО "Сервер опроса" выполняет все функции по отображению информации, описанные выше, кроме отображения информации в виде мнемосхем. При загрузке ПО "Сервер телемеханики" на этот же компьютер "Сервер опроса" дополняется функциями телемеханики. Кроме того, "Сервер опроса" формирует отправку ранее закодированной информации по прямым IP каналам или электронной почте в макете 63002 на SQL ACS Сервер АСКУЭ, разработки ОДУ Урала.

ПО "Сервер данных" производит опрос "Серверов опроса" и формирует обобщенную базу данных в формате Paradox на том же компьютере, где установлено ПО "Сервер данных". База данных формируется в виде энергии по получасовым и трехминутным интервалам по каждому каналу учета. Каналом учета для ПО "Сервера данных" может быть, как канал, так и группа ПО "Сервера опроса". ПО "Сервер данных" обеспечивает создание центрального пункта сбора информации распределенной системы автоматизированного учета энергоресурсов на предприятиях со сложной структурой энергоснабжения. Остальные все функции ПО "Сервер данных" аналогичны функциям, выполняемым ПО "Сервер опроса". ПО "Сервер данных" может быть установлено на компьютере, находящемся в одной компьютерной сети с компьютерами, на которых установлены ПО "Сервер опроса", либо компьютер ПО "Сервер опроса" может быть связан с компьютером ПО "Сервер данных" через последовательный порт (COM) выделенным или коммутируемым каналом.

ПО "Клиент удаленного доступа" предназначено для отображения информации, собранной и обработанной ПО "Сервер опроса" или ПО "Сервер данных", на удаленных компьютерах. ПО "Клиент удаленного доступа" является "тонким" клиентом и обеспечивает связь с ПО "Сервер опроса" или ПО "Сервер данных" как внутри одной компьютерной сети, так и через последовательные порты (COM) по выделенному или коммутируемому каналу. ПО "Клиент удаленного доступа" обладает всеми возможностями по отображению информации, что и ПО "Сервер данных", кроме отображения информации в виде мнемосхем. Конфигурация "Серверов" предусматривает фильтрацию данных и предоставляет каждому "Удаленному клиенту" только те данные, которые ему необходимы. Разграничения прав доступа к данным производится администратором системы при конфигурировании "Сервера".

ПО "Клиент мнемосхем" предназначено для отображения информации на мнемосхемах и рисунках, собранной и обработанной ПО "Сервер опроса" и ПО "Сервер данных" на удаленных компьютерах. ПО "Клиент мнемосхем" обеспечивает связь с ПО "Сервер опроса" и ПО "Сервер данных" как внутри одной компьютерной сети, так и через последовательные порты (COM) по выделенной или коммутируемой паре. ПО "Клиент мнемосхем" позволяет отображать информацию (положение коммутационных аппаратов и текстовые сообщения о величине потребляемой мощности), на прорисованных схемах и рисунках.

Комплекс технических средств "Энергия"

КТС "Энергия" предназначен для измерения электрической энергии, обработки полученной по каналам учета информации и выдачи результатов обработки в виде таблиц, графиков, ведомостей на видеомонитор и печатающее устройство IBM PC/AT совместимого компьютера.

КТС "Энергия" предназначен также для построения автоматизированных систем учета и контроля электроэнергии и энергоносителей (АСУЭ) на предприятиях с развитой структурой энергопотребления.

АСУЭ, построенная на базе КТС "Энергия", позволяет вести коммерческие расчеты за энергопотребление на предприятиях с любой схемой энергоснабжения. КТС "Энергия" внесен за номером 12730-91 в Госреестр средств измерений и имеет Сертификат Госстандарта РФ за номером RU.C.34.033.A№11818.

АСУЭ, построенная на базе КТС "Энергия", может применяться на промышленных предприятиях, рассчитывающихся за потребляемую энергию по двухставочным и дифференцированным зонным тарифам; на электростанциях, подстанциях при организации учета выработки и перетоков энергии; на предприятиях Энергосбыта при организации оперативного сбора информации о выработке и потреблении электроэнергии и введении ограничений на электропотребление.

Связь в АСУЭ организуется: по выделенным двухпроводным симплексным линиям; по выделенным двухпроводным полудуплексным линиям; по телефонным линиям с использованием модемов; по радиоканалам, с применением средств связи КТС "КОРАТ" (изготовитель КТЦ "Автоматика и метрология", г. Ивантеевка, Московская обл.).

Технические характеристики:

- Каналов учета электроэнергии 512/2048
- Каналов телесигнализации 512/2048
- Каналов телеуправления 256/1024
- Групп учета 256/512
- Глубина хранения 30-мин. информации 1 / 15 мес.
- Глубина хранения суточной информации 2 / 15 мес.
- Глубина хранения месячной информации 2 / 3 года
- Подключаемых устройств 32/64
- Погрешность измерения электроэнергии 0,1%

Используются операционные системы MS DOS и WINDOWS NT.

Дополнительное применение в составе КТС «Энергия+» УСД E443M3(EURO), E443M4(EURO) и преобразователя «Исток-ТМ» позволяет организовать коммерческий и технический учет тепловой энергии и расходов жидких и газообразных энергоносителей в соответствии с ГОСТ 8.563-97 и «Правилами учета тепловой энергии и теплоносителей».

Комплекс "Энергия" имеет Сертификаты Госстандарта России, стран СНГ: Казахстан, Украина, Беларусь, Узбекистан.

Таблица 9.2

Базовое программное обеспечение

| Наименование | Функции программного обеспечения |
|---|---|
| Базовое программное обеспечение КТС "Энергия" | Непрерывный сбор, накопление и математическая обработка данных. Формирование отчетов по запросу и автоматически. Предоставление данных абонентам локальной вычислительной сети. Конвертирование архивов в формат DBF. |

| | |
|---|---|
| Программа "Супергенератор документов" (входит в состав БПО, отдельно не поставляется) | Состоит из 2 частей: <ul style="list-style-type: none"> "Суперкодировщик" предназначен для создания образца документа по желанию пользователя (ведомости, графики, блок-схемы и т.п.) на основе оперативной и накапливаемой информации. Позволяет использовать одновременно информацию КТС "Энергия", "Энергия-модем" и радиальных сетей "Энергия-микро" и "Энергиямикро-Т" "Супергенератор" работает в составе БПО и предназначен для генерации документов по подготовленным образцам. |
| Программа "Межмашинная связь" | Передача данных, накапливаемых КТС "Энергия", в виде текстовых документов на другие компьютеры посредством Hayes-совместимых модемов по телефонной сети общего пользования. Обмен произвольными файлами между КТС "Энергия" и другими компьютерами по инициативе последних. |

Комплекс технических средств (КТС) "ЭНЕРГИЯ-МОДЕМ"

Состав КТС "Энергия-модем":

- компьютер IBM PC (80286 - Pentium), оснащенный модемом;
- концентраторы сигналов в комплекте с модемами;
- устройства сбора данных E443 - E443M3, E443-M96.

Базовое программное обеспечение КТС "Энергия-модем"

Автоматический опрос концентраторов сигналов, расположенных в пунктах контроля, многозадачный режим работы, диагностика оборудования.

Радиальная сеть преобразователей "ЭНЕРГИЯ-МИКРО-Т"

Состав радиальной сети преобразователь "Энергия-микро-Т":

- компьютер IBM PC (80386 - Pentium), оснащенный модемом (либо 3-проводными линиями связи);
- преобразователи "Энергия-микро-Т" в комплекте с модемами (либо 3-проводными линиями связи).

| Наименование | Функции программного обеспечения |
|---|---|
| Базовое программное обеспечение (БПО) "Радиальная сеть "Энергия-микро-Т" | Регулярный опрос преобразователей "Энергиямикро-Т", расположенных в пунктах контроля. Накопление и математическая обработка данных. Формирование отчетов. Конвертирование архивов в формат DBF. |
| Совместно с БПО "Радиальная сеть преобразователей "Энергия-микро-Т" может использоваться программа "Супергенератор документов". | |

Специализированные программы КТС "ЭНЕРГИЯ"

Технические средства, необходимые для работы программ: компьютер IBM PC (80286 - Pentium), с установленной в нем платой ввода.

| Наименование | Функции программного обеспечения |
|--------------------------|---|
| Программа "ДЕ443-М96" | Обработка карты заказа устройства сбора данных E443-М96, предназначенного для измерения потребления энергоносителя (пар, газ, вода) и тепловой энергии в составе КТС "Энергия" или автономно. Формирование управляющей программы для УСД и паспорта к нему. |
| Программа "Проверка УСД" | Проверка работоспособности устройств сбора данных E443, E443M1, E443M2, E443M3 и E443-М96. |

Устройство сбора данных E443-М96

Устройство обеспечивает одновременный учет различных видов измеряемой среды (газ, пар, вода и пр.) как методом переменного перепада давления (ГОСТ 8.563-97), так и другими методами с применением расходомеров с сигналом постоянного тока 0-5, 4-20 мА.

Предназначено для работы как в составе КТС "Энергия", так и в автономном режиме с выдачей информации на счетчики импульсов СИ - 206.

Прием информации от датчиков телесигнализации (ТС).

Соответствует требованиям "Правил учета тепловой энергии и теплоносителя".

Автоматический переход на работу с дифманометром с более низким пределом измерения с целью расширения динамического диапазона измерения.

Двухпроводная линия симплексной связи (СИМ) на плату ввода в компьютере IBM PC/AT. Скорость передачи данных 100 б/с. Дальность передачи до 30 км.

Технические характеристики:

- напряжение питания $\sim (220 \pm 22)$ В;
- потребляемая мощность 30 В·А;
- диапазон рабочих температур от -10 до $+40^\circ\text{C}$.



Рисунок 9.2 – Внешний вид УСД Е443-М96.

Устройство сбора данных (УСД) с памятью Е443М2-01/02

Обеспечивает подсчет импульсов от электросчетчиков, сбор данных от датчиков телесигнализации.

Предварительная обработка полученных импульсов, данных и передача их в:

- - в 2-х проводную линию симплексной связи (СИМ);
- - в 2-х проводную линию полудуплексной связи (ПДС) по запросу. Архивирование 5-ти минутных интервалов на глубину до 24 суток.

Возможность подключения внешнего аккумулятора $\approx (10..30)$ В.

Подключение на одну линию ПДС до 8 преобразователей "Энергия-микро" и/или УСД Е443М2-01/02.

Двухпроводная линия полудуплексной связи на плату ПДС. Скорость передачи данных от 150 до 9600 б/с, дальность передачи до 15 км.

Двухпроводная линия симплексной связи на плату ввода. Скорость передачи данных 100б/с, дальность передачи до 20 км.

Каналы приема импульсов от электросчетчиков (СЧ) и датчиков телесигнализации (ТС) на расстоянии до 4 км. Имеют гальваническую развязку и встроенную грозозащиту. Технические характеристики:

- Напряжение питания $\sim (220 \pm 44)$ В.
- Потребляемая мощность 25ВА.
- Защита от ВЧ-помех и грозовых разрядов.
- Диапазон рабочих температур от 0 до 50°C .

С целью повышения надежности 100% импортная комплектация.



Рисунок 9.3 – Устройство сбора данных Е443М2-01/02.

Устройство сбора данных Е443М3

Измеряет входные сигналы постоянного тока 0-5, 4-20 мА с точностью $\pm 0.1\%$ и передает по двухпроводной линии связи в компьютер IBM PC/AT.

При использовании совместно с базовым программным обеспечением КТС "Энергия" программы "Термо-дебит" компьютер в центре АСУЭ обеспечивает: вычисление расхода различных видов измеряемой среды (газ, пар, вода и пр.); вычисление расхода и учет

тепловой энергии с паром и водой по каждому трубопроводу, а также учет отпускаемой и потребляемой тепловой энергии.

Прием информации от датчиков телесигнализации (ТС).

Двухпроводная линия симплексной связи (СИМ) на плату ввода в компьютере IBM PC/AT. Скорость передачи данных 100б/с. Дальность передачи до 30 км. Технические характеристики:

- напряжение питания $\sim (220 \pm 22)$ В;
- потребляемая мощность 25 ВА;
- диапазон рабочих температур от -10 до $+40^\circ\text{C}$.

Плата ПДС

1. Обеспечивает асинхронный обмен данными с УСД и (или) преобразователями по 8 гальванически развязанным двухпроводным линиям связи:

- способ обмена - запрос от СВК - ответ от устройств;
- скорость передачи - 150, 300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600 бит/с;
- амплитуда сигнала в полудуплексной линии связи (10 ± 1) мА при изменении сопротивления линии связи от 0 до 2,4 кОм;
- на каждую линию полудуплексной связи может быть подключены до 8 УСД (преобразователей).

2. Устанавливается в свободный слот ISA системного блока компьютера типа Pentium и выше.
3. Питание 5 В и 12 В от источника питания системного блока компьютера.

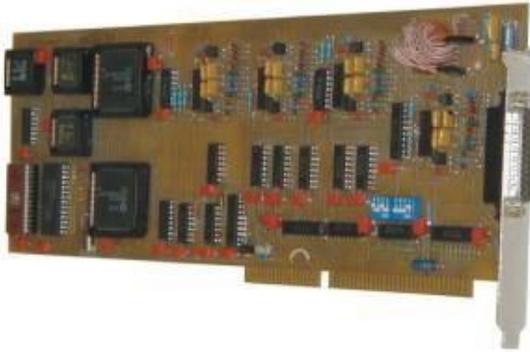


Рисунок 9.4 – Плата ПДС.

Преобразователь многофункциональный программируемый "Энергия-микро+"

Обеспечивает:

- Подключение блока релейного телеуправления (БРТУ) для управления объектами энергетики.
- Подсчет импульсов от электросчетчиков, сбор данных от датчиков телесигнализации, измерение аналоговых сигналов. Формирование до 16 групп учета,

вычисление любого вида тарифа.

Передача данных: в 2-х проводную линию симплексной связи (СИМ); в 2-х проводную линию полудуплексной связи (ПДС) по запросу; по интерфейсу RS-232C; по интерфейсу RS485.

Архивирование 30-ти минутных интервалов на глубину до 62 суток, а 5-ти минутных интервалов на глубину 3-х суток.

Возможность подключения внешнего аккумулятора = (20..50)В.

Подключение на одну линию ПДС до 8 преобразователей "Энергия-микро" и/или УСД Е443М2-01/02.

Двухпроводная линия полудуплексной связи на плату ПДС.

Скорость передачи данных от 150 до 9600 б/с, дальность передачи до 15 км.

Двухпроводная линия симплексной связи на плату ввода.

Скорость передачи данных 100 б/с, дальность передачи до 20 км.

Каналы приема импульсов от электросчетчиков (СЧ) и датчиков телесигнализации (ТС) на расстоянии до 4 км. Имеют гальваническую развязку и встроенную грозозащиту. Измерение сигналов 0-5, 4-20 мА от любых типов датчиков.

Соответствует "Типовым техническим требованиям к средствам автоматизации контроля и учета электроэнергии для АСКУЭ энергосистем".

Технические характеристики:

- Напряжение питания ~(220+44)В.
- Защита от ВЧ-помех и грозовых разрядов.
- Потребляемая мощность 25ВА.
- Диапазон рабочих температур от 0 до 50°С.



Рисунок 9.5 – Преобразователь программируемый "Энергия-Микро".

Преобразователь многофункциональный программируемый "Энергия-микро-Т"

Одновременный учет расхода газа, пара, горячей и холодной воды. Измерение расхода как методом переменного перепада давления (ГОСТ 8.563-97), так и другими методами с применением расходомеров с сигналом постоянного тока 0-5, 4-20 мА.

Соответствует требованиям "Правил учета тепловой энергии и теплоносителя". Обеспечивает учет как потребляемой, так и отпускаемой тепловой энергии по любой схеме теплоснабжения и горячего теплоснабжения. Обеспечивает по каждому трубопроводу вычисление расхода измеряемой среды и ее тепловой энергии, плотности и энтальпии.

Обеспечивается архивирование:

- среднечасовых значений расхода, давления, температуры на глубину 20 суток;
- суточных значений количества измеряемой среды и тепловой энергии на глубину 31 сутки;
- месячных значений количества измеряемой среды и тепловой энергии на глубину 12 месяцев.

Контроль за температурным графиком отпуска и потребления тепловой энергии. Фиксация количества недоиспользованной тепловой энергии за счет превышения температуры обратной воды. Фиксация количества тепловой энергии, отпущенной сверх установленного графиком, за счет превышения температуры подающей воды.

Вычисление расхода по договорным значениям температуры и давления. Ведение учета по договорным значениям расхода в случаях отключения электропитания или отказа датчиков перепада давления.

При использовании на ТЭЦ и котельных обеспечивается расчет технико-экономических показателей работы котлоагрегатов и всей котельной: расчет КПД, расчет удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии и т.п.

Технические характеристики:

- напряжение питания ~ (220±22)В;
- потребляемая мощность 40ВА;
- диапазон рабочих температур от -10 до +40°С.



Рисунок 9.6 – Преобразователь многофункциональный программируемый "Энергия-микро-Т".

Автоматизированная система контроля и учета энергоносителей "ТОК-С"

Устройство сбора и передачи данных "ТОК-С"

Устройство сбора и передачи данных "ТОК-С" предназначено для технического и коммерческого учета электроэнергии на предприятиях промышленности, энергетики, транспорта, и сельского хозяйства, накопления, хранения и передачи учетной и настроечной информации по различным каналам связи. УСПД предназначено для использования в составе многоуровневых автоматизированных систем учета и контроля энергии (АСКУЭ). Устройство занесено в Государственный реестр средств измерений под номером №13923-94.

УСПД оснащено модулями индикации и клавиатуры.

Основные характеристики:

- Габаритные размеры: 370x150x410
- Вес не более 10 кг
- Рабочий диапазон температур: 0... +40 С
- Обеспечивает формирование до 128 каналов учёта
- Обеспечивает подключения счетчиков электрической энергии с импульсным выходом и интеллектуальных счетчиков электрической энергии, в том числе «АЛЬФА», «ЕвроАЛЬФА», ПСЧ-4, СЭТ-4, ЦЭ6823, ЦЭ6850 с использованием интерфейсов RS485 или RS422
- Обеспечивает подключение датчиков с унифицированными токовыми (0-20 мА, 0,5 мА, 4-20 мА) и потенциальными выходами (0-1 В, 0-10 В)
- Обеспечивает создание до 128 групп учёта (определяется пользователем). В состав группы может быть включено до 128 каналов (определяется пользователем)
- Формирует 3-х минутные, 30-ти минутные, суточные и месячные данные по результатам опроса подключенных измерительных устройств
- Обеспечивает хранение накопленных данных на глубину не менее 40 суток
- Обеспечивает установку встраиваемых и внешних модемов (модулей связи) разработанных СКБ АМРИТА и адаптированных под используемые в России номенклатуру каналов связи и их особенности:
 - модемы для коммутируемых телефонных каналов общего пользования
 - модемы для коммутируемых телефонных каналов ведомственной ВЧ-связи
- Минтопэнерго тонального спектра частот
 - модемы для выделенных каналов ТЧ или выделенных физических пар
 - модемы для радиоканалов связи с использованием радиостанций "Заря-А", "Заря-АТ"
- адаптеры для модемов для радиоканалов сотовой связи стандарта GSM 900/1800 MHz
- модемы для радиоканалов диапазона частот VHF 147 - 174 MHz
- модемы для передачи данных по каналам связи телемеханики (ТУ/ТС) энергодиспетчерской службы Министерства Путей Сообщения РФ
- модули связи для последовательных каналов: RS232C, RS485, ИРПС, С1-ТГ и т.д. как для организации связи с локальными центрами сбора информации, так и для подключения к аппаратуре вторичного уплотнения ведомственной ВЧ-связи, обеспечивающей работу в надтональном спектре частот телефонного канала
- модули для подключения УСПД к локальной вычислительной сети типа Ethernet

- Апробирована передача данных с использованием спутниковой системы "Гонец"
- Обеспечивает "прозрачный" режим работы с параллельным телефоном (не мешая друг другу) при использовании коммутируемых телефонных каналов связи
- Все модули связи имеют встроенную защиту от перенапряжения во входных каналах
- Встроенная тонкопленочная клавиатура
- Цифровая шестнадцатиразрядная индикация
- Защита от несанкционированного изменения информации
- Фиксация доступа к УСПД и изменения настроечной информации
- Энергонезависимые часы реального времени с точностью хода не хуже +/- 5 секунд в сутки
- Календарь на 100 лет, автоматический переход с зимнего времени на летнее и обратно
- Автоматическая плавная коррекция часов в том числе по сигналам точного времени
- Возможность коррекции времени с использованием средств центрального пункта
- Энергонезависимая память со временем хранения накопленной информации и поддержкой часов реального времени, при полном пропадании основного и резервного питания, до 30 лет
- Автоматическое изменение глубины хранения информации в зависимости от установленного пользователем числа активных каналов учета УСПД.
- Два независимых источника питания, работающих в диапазоне от 90 до 300 В как постоянного, так и переменного тока
- Возможность подключения к двум независимым питающим сетям с автоматическим переключением на резервное питание без потери работоспособности и перезапуска.

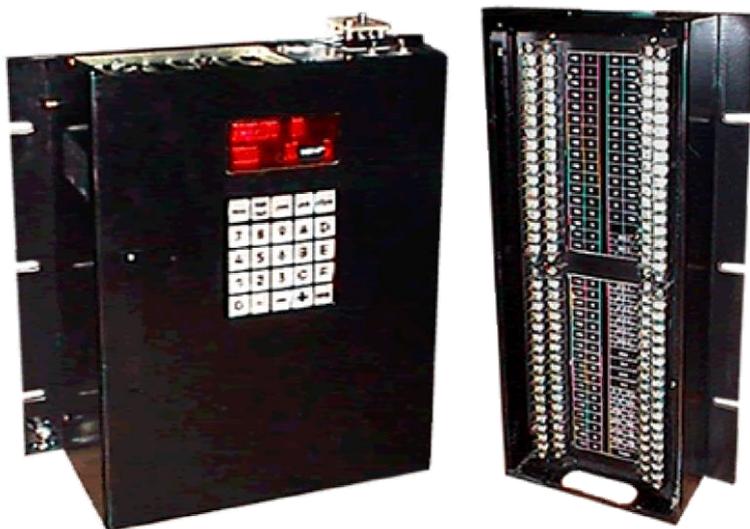


Рисунок 9.7 – Устройство сбора и передачи данных "Ток-С".

Устройство подключения удаленных счетчиков "УС-16" AMP16.00.00

Устройство предназначено для сбора данных от счетчиков электрической энергии, оснащенных импульсными контактными датчиками типа Е440, Ж7АП1 или аналогичными, и их последующей передачи по двухпроводной линии связи в УСПД и УСПД-М на расстояние до 15 км. Подключение к УСПД "ТОК-С" осуществляется с

использованием модуля AMP1.53.00.

Устройство обеспечивает подключение до 16 счетчиков с телемеханическим импульсным выходом на расстоянии до 3-х км. Использование устройства в составе АСКУЭ позволяет увеличить дальность приема информации от обслуживаемых счетчиков с одновременным уменьшением расхода кабельной продукции.

Устройство оснащено средствами индикации состояния измерительных каналов и линий связи, средствами самодиагностики и индикацией исправности.

Устройство совместимо с устройствами Е441, Е441М, Е443М1.

Основные характеристики:

| Характеристика | Значение |
|--------------------------------|----------------------------|
| Напряжение питания | ~(93-242) В =(99-242) В |
| Потребляемая мощность | не более 15 Вт |
| Диапазон рабочих температур | -40...+60°C |
| Число подключаемых счетчиков | до 16 |
| Длина линии связи со счетчиком | до 3 км |
| Длина линии связи с УСПД | до 15 км |



Рисунок 9.8 – Устройство подключения удаленных счетчиков "УС-16" AMP16.00.00.

Модуль 8xУС16 AMP1.53.00

Модуль предназначен для установки в УСПД и УСПД-М и подключения к нему концентраторов "УС-16" или устройствами сбора данных типа Е441, Е441М, Е443М1.

Каждый модуль, установленный в УСПД обеспечивает подключение до 8 концентраторов.

Выполнен на современной элементной базе, имеет повышенные показатели надежности, защиту всех каналов от высоковольтных импульсов, малые габариты.

При перезапусках УСПД автономно сохраняет накопленные данные.

Логический интерфейсный сигнал через оптронные развязки и модули формирователей поступает на соответствующие-входы микроконтроллера. Программа микроконтроллера анализирует последовательность входных информационных сигналов и формирует 10 секундные (для Е 441) или 20 секундные (УС16) срезы. Далее по запросу они передаются в УСПД. Встроенный микроконтроллер контролирует работоспособность модуля и валидность поступающей информации.



Рисунок 9.9 – Модуль 8xУС16 для подключения концентраторов.

Модуль ввода AMP1.45.00

Модуль предназначен для установки в УСПД и УСПД-М и подключения к нему счетчиков электрической энергии, оснащенных импульсными контактными датчиками типа Е440, Ж7АП1 или аналогичными. Модуль ввода, имеет 48 гальванически изолированных входных каналов с напряжением изоляции 1 кВ и обеспечивает подключение до 48 импульсных выходов счетчиков электрической энергии.

Модуль является современным аналогом модуля ввода AMP1.07.00-02, ранее входившего в состав УСПД "ТОК-С".



Рисунок 9.10 – Модуль ввода AMP1.45.00.

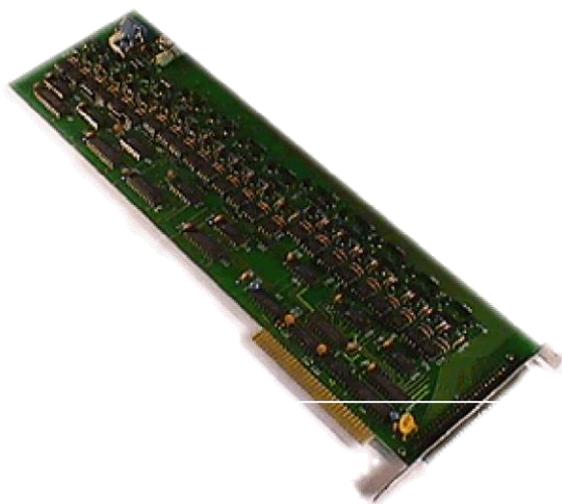
Модуль ввода AMP1.07.00-02

Модуль предназначен для установки в УСПД "ТОК-С" и подключения к нему счетчиков электрической энергии, оснащенных импульсными контактными датчиками типа Е440, Ж7АП1 или аналогичными.

Основные характеристики:

| Характеристика | Значение |
|--|-------------|
| Количество каналов ввода | 48 |
| Входной ток по каждому каналу, мА | 10±3 |
| Напряжение изоляции входных цепей, не менее, В | 500 |
| Напряжение питания, В | 5±0,1 |
| | 12±0,6 |
| Потребляемый ток, А, не более | По 5 В, 1,5 |
| | По 12В, 0,5 |

Рисунок 9.11 – Модуль ввода АМР 1.07.



Технические средства АСКУЭ НПП
"Энергия+"

ИТЕК-210 (Учет электроэнергии)

Устройство учета ИТЕК-210 предназначено для построения автоматизированных систем коммерческого и технологического учета электроэнергии (АСКУЭ), обеспечивающих контроль и учет параметров электрической энергии и мощности (активной и реактивной составляющих) по тарифным зонам суток. В качестве первичных измерительных преобразователей (ПИП) в АСКУЭ могут использоваться счетчики электроэнергии: индукционные, снабженные устройствами

формирования импульсов; электронные с импульсным выходом. ИТЕК-210 может быть использован совместно или взамен ранее установленных систем ЦТ5000 (путем подключения к существующей матрице ПИП).

Основные возможности:

- Измерение, расчет и накопление в реальном времени параметров;
- Регистрация всех внешних (изменение времени и констант, отключения, простой и т.п.) и внутренних событий;
- Гибкая поддержка многотарифного учета потребления электроэнергии;
- Энергонезависимые память и часы;
- Ведение показаний счетных механизмов
- Генерация управляющих сигналов;
- Поддержка двух независимых информационных каналов, что может удовлетворить потребность поставщика и потребителя в данных по точке поставки электроэнергии;
- Работа в распределенной среде;
- Самодиагностика и подсистема метрологических тестов.

Измеряемые и вычисляемые параметры:

- Средняя 3 и 30 минутная мощность.
- Скользящая средняя 30-ти мин. мощность.
- Прогнозируемое значение получасовой мощности и ее отклонение от договорного значения на конец текущего получаса.
- Отклонение от договорного значения (лимита) потребления энергии за прошедшие учетные периоды: сутки, месяц, квартал.
- Превышения договорного значения мощности по тарифным зонам за текущие и прошедшие учетные периоды: сутки, месяц, квартал.
- Максимальное значение получасовой мощности и время его фиксации за текущие и прошедшие учетные периоды: сутки, месяц, квартал, и по тарифным зонам за эти же периоды.
- Энергия за текущие и прошедшие учетные периоды: сутки, рабочие и нерабочие дни месяца и квартала и по тарифным зонам за эти же периоды.
- Энергия, соответствующая показаниям счетных механизмов счетчиков.
- Усредненные значения мощности перетоков за текущие и прошедшие 1 и 30 минут.
- Значение энергии перетоков по тарифным зонам за текущие и прошедшие учетные периоды: сутки, рабочие/нерабочие дни месяца и квартала.

Технические характеристики

| | |
|---|---|
| Число каналов (КУ) и групп (ГУ) учета | 64 и до 32 |
| Число тарифных зон | 4 |
| Частота входных импульсов | до 12 Гц |
| Абс. погрешность счета импульсов (не более) | ± 1 импульс |
| Отн. ошибка вычисления энергии (не более) | 0.05% для КУ, 0.1% для ГУ |
| Точность хода часов (не более) | ± 5 сек/день (± 10 сек/год с itekTIME) |
| Максим. длина линий связи с ПИП | 3 км (до 8 км при использовании itekRMT-x) |
| Интерфейсы | (1) RS-232/Hayes-модем и (2) RS-232/485/модем V.23 |
| Цифровые управляющие выходы | 4 канала |
| Питание | 12 В постоянного тока |
| Рабочая температура | от 5°C до 40°C |

Исполнение
Размеры
Масса

степень защиты по IP65
275x240x115 мм
1,7 кг

Дополнительные модули

| | |
|--------------------|--|
| <i>itekRMT-x</i> | устройство уплотнения канала, позволяющее подключить к ИТЕК-210 по физической линии группу из 8 или 16 датчиков, удаленных до 5 км |
| <i>itekMOD-12i</i> | внутренний модем тональной частоты V.23 (до 1200 бод) |
| <i>itekMTR-x</i> | протокольный процессор - конвертор информационного протокола x во внутренний протокол ИТЕК-210 |
| <i>itekTIME</i> | устройство приема сигналов точного времени из радиоретрансляционной сети |
| <i>itekUPS-x</i> | семейство источников бесперебойного питания (стандартно поставляется источник, обеспечивающий полноценную работу ИТЕК-210 в течение 12 часов) |
| <i>itekBRD-x</i> | приспособление для подключения ПИП к ИТЕК-210 (штатно поставляется модель на 64 ПИП), обеспечивающее герметичность (IP65) и контроль доступа с помощью пломбирования |

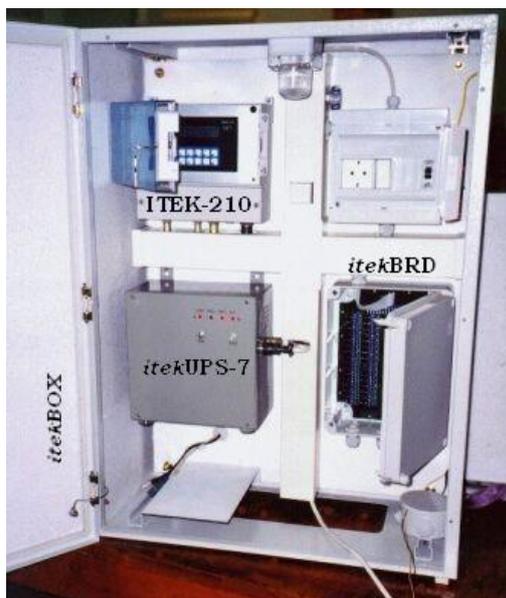


Рисунок 9.12 – Вариант монтажного комплекта

ИТЕК 220, 320, 420 (Учет тепловой энергии, воды, пара, воздуха)

| | ИТЕК-220 | ИТЕК-320 | ИТЕК-420 |
|---|--|---|--|
| Назначение | Учет и контроль отпуска и потребления жидкостей, газов, пара и тепловой энергии со стандартными первичными измерительными преобразователями расхода, температуры, давления и перепада давлений, имеющими нормированные выходные параметры, у поставщиков (ТЭЦ, теплосети, котельные) и потребителей (промышленные предприятия, объекты жилищно-коммунального хозяйства). | | Учет тепловой мощности, количества тепловой энергии и объемного расхода теплоносителя в закрытых системах теплоснабжения |
| Входы: аналоговые | 16 (Т, Р, ΔР) /0-5, 4-20 mA, 0-10 mH/ | 4/6 (Т, Р, Δ Р) /0-5, 4-20 mA, 0-10 mH/ | 2 (Т) 3 (Q ₁ , Q ₂ , ...) |
| цифровые | 16 (Q, ...) | 8 (Q, ...) | |
| Цифровые выходы: | 8 (Q, ...) | 2 (Q, ...) | 2 (Q, W) |
| Пределы: Q _{max} - Q _{min} T _{max} , ΔT _{min} | 20000 м ³ /ч - 0.03 м ³ /ч 160, 5°C | | 3000 м ³ /ч - 0.03 м ³ /ч 160, 5°C |
| D _y | 15-1200 мм | | 15-1000 мм |
| Погрешность измерения: расхода тепловой энергии тепловой перепада | 0,5% 1% ± 0.2% (при соотношении диапазонов 40:1, 100:1) | | ± 0,1% ± 0,5% ± 1% |

| | | | |
|---|-------------------------|--|--|
| давления температуры | давления температуры | $\pm 0,1\%$ $\pm 0,2\text{ }^\circ\text{C}$ | $\pm (0,1 + 0,001t),\text{ }^\circ\text{C}$ |
| Погрешн. измерения с учетом погреш. перв. преобр.: тепловой температуры | расхода энергии | 1% 4% (при изменении расхода 4 -100%) $\pm 0.2\%$ | $< 2\%$ $< 4\%$ $\pm 0,2\%$ |
| Глубина хранения: часовых суточных месячных знач. | знач. знач. | последние 10 дней 6 месяцев нараст. итогом | последние 40 дней 6 месяцев нараст. итогом |
| Управление: | | алгоритм управления кодируется и вводится по последовательному интерфейсу | |
| Вывод на принтер: | | отчетные формы кодируются и вводятся по последовательному интерфейсу. Принтер – матричный, Epson – совместимый | |
| Дисплей: | | ЖКИ (2 строки по 20 символов) | ЖКИ (8 символов) |
| Клавиатура | | 2 ряда по 6 клавиш | 2 кнопки |
| Часы/календарь | | автономный | |
| Интерфейсы: первый второй | | RS-232, RS-485 RS-232, RS-485, модем V.23 | опто-порт (IEC 870-5) M-Bus (IEC 870-5) |
| Питание | | 12 В пост. тока (комплектуется источником бесперебойного питания от $\sim 220\text{ В}$) | внутренняя батарея на срок 10 лет |

Автоматизированная система учёта и контроля электроэнергии «Марсел»

Производитель – ООО "НПП Марс-Энерго", г. С.Петербург, наб. реки Фонтанки, д.113-А, оф 414, телефоны: (812) 315 13 68, 310 48 87, 327 21 11

Система «МАРСЕЛ» предназначена для измерения потреблённой и выданной электрической энергии и мощности, а также автоматического сбора, накопления, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Структурная схема системы приведена на рис. 11

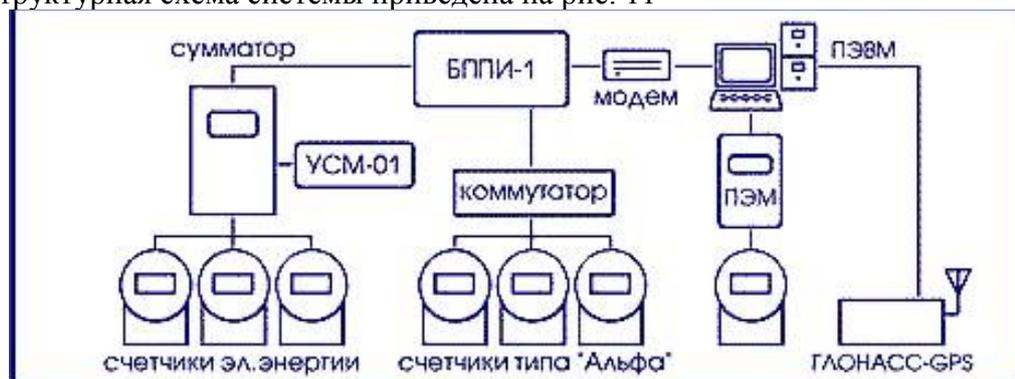


Рисунок 9.13 – Структурная схема АСКУЭ "Марсел"

Функции системы:

- Измерение потребления активной и реактивной энергии (включая обратный переток) за заданные временные интервалы по отдельным счётчикам, заданным группам счётчиков и предприятию в целом с учётом многотарифности;
- Измерение средних (получасовых) значений активной мощности (нагрузки) и среднего (получасового) максимума активной мощности (нагрузки) в часы утреннего и вечернего максимумов нагрузки по отдельным счётчикам, заданным группам счётчиков и предприятию в целом;
- Построение графиков получасовых и трёхминутных нагрузок, необходимых для организации рационального энергопотребления предприятия.

Система работает с электросчётчиками, имеющими импульсные и/или цифровые (RS-232, RS-485, ИРПС) и/или оптический выходы (IEC1107), например, СЭТ-4ТМ.01, ПСЧ-4ТА, «Альфа», «Евроальфа», «АльфаПлюс», ЦЭ-6811.

Технические характеристики

| Характеристика, единица измерения | Значения |
|--|---|
| Кол-во объектов контроля на предприятии, шт. | В зависимости от потребностей заказчика, но не более 64 |
| Максимальное удаление объектов контроля от АРМ, м | Определяется каналами связи |
| Максимальное удаление электросчётчиков от сумматора, м | 500 |
| Максимальное удаление электросчётчиков от коммутатора, м | 3000 |
| Максимальная потребляемая системой мощность от питающей сети на один объект контроля, ВА | В зависимости от комплектации, но не более 250 |
| Допустимый диапазон рабочих температур на объектах контроля, °С | от -10 до 55 |
| Предел допускаемой основной абсолютной погрешности подсчёта импульсов, имп. | ~ 1 |
| Пределы допускаемых значений относительной погрешности по активной и реактивной энергии при использовании цифровых выходов счётчиков, % | Не превышают установленных для применяемых электросчётчиков |
| Пределы допускаемых значений относительной погрешности по мощности, усреднённой на интервалах 30 мин., при использовании цифровых выходов счётчиков, % | Не превышают установленных для применяемых электросчётчиков |
| Пределы допускаемых значений относительной погрешности по активной и реактивной энергии при использовании импульсных выходов счётчиков класса точности не хуже 1, % | $\pm 1,4 \cdot (0,04 + k^2)^{1/2}$ (к - класс точности электросчетчиков, %) |
| Пределы допускаемых значений относительной погрешности по мощности, усреднённой на интервалах 30 мин., при использовании импульсных выходов счётчиков класса точности не хуже 1, % | $\pm 1,4 \cdot (0,04 + k^2)^{1/2}$ (к - класс точности электросчетчиков, %) |
| Средняя наработка на отказ ИВК | не менее 70000 ч. |
| Срок службы ИВК | не менее 30 лет. |
| Масса и габариты технических средств системы | В соответствии с ТУ (паспортными данными) |

Приборный состав АСКУЭ "Марселл"

- Сумматор СМ-01:

Назначение и область применения:

Предназначен для автоматизированного сбора, обработки и хранения данных, поступающих одновременно по нескольким независимым линиям ввода данных (до 12) в виде числоимпульсных дискретных сигналов. Сумматор СМ-01 вычисляет значения параметров, характеризующих потребление электроэнергии, хранит необходимые данные и результаты за последние 56 суток непрерывной работы.

Сумматор обеспечивает:

- обработку данных от трех групп счетчиков;
- вычисление и хранение по группам значения потребленной электроэнергии согласно заданному разложению суток на три тарифные зоны отдельно по каждой зоне;
- вычисление и хранение суммарного значения потребленной электроэнергии без учета разложения на тарифные зоны, как по группам, так и для каждого счетчика отдельно (в кВт-ч);
- корректировку для заданных временных интервалов утреннего и вечернего максимума достигнутые максимумы мощности в течение суток (в кВт-ч).

Состав:

- Блок питания и входных цепей
- Плата управления
- Блок индикации и клавиатуры
- Входные цепи линии сбора данных гальванически развязаны с остальной схемой сумматора.

Режимы работы:

- теста начального пуска;
- программирования;

- сбора и обработки принимаемых данных;
- хранения накопленных данных и счета времени.

Интерфейсы:

Сумматор обеспечивает обмен информацией по последовательному интерфейсу RS232 (ГОСТ 18145-81) или оптическому порту IEC1107.

Технические характеристики СМ-01

| | |
|--|--|
| Входной сигнал | Импульсы положительной полярности с амплитудой от 7 до 15 В и частотой от 0 до 10 Гц |
| Входной ток | Не более 2,5 мА |
| Остаточное напряжение на входе линии | Не более 0,5 В |
| Выходной сигнал | Импульсы с амплитудой не менее 7 В и частотой от 0 до 10 Гц |
| Длительность выходных импульсов | Не менее 33 мс |
| Длительность паузы | Не менее 33 мс |
| Обмен информацией | По последовательному интерфейсу RS232 или оптическому интерфейсу IEC 1107 |
| Относительная погрешность учёта импульсов при подаче на линии канала сбора данных импульсов с частотой не менее 0,28 Гц. | Не более 0,2% |
| Точность хода встроенных часов | ~1 с/сутки |
| Время сохранения в ЗУ данных при отключении питания | Не менее 56 суток |
| Габаритные размеры | 220x376x88 |
| Питание | От сети переменного тока 220/100 В, 50 Гц |
| Мощность, потребляемая по сети питания | Не более 14 ВА |
| Масса | Не более 4,5 кг |
| Диапазон рабочих температур | От -10 до +55°С |
| Средняя наработка на отказ | Не менее 35000 ч |

Коммутатор КМ-08

Назначение и область применения:

Коммутатор КМ-08 предназначен для использования в составе системы автоматизированного учета электроэнергии совместно с многофункциональными счетчиками "Альфа" (или аналогичными, имеющими интерфейс ИРПС - «токовая петля») на объектах потребителей и производителей электроэнергии.

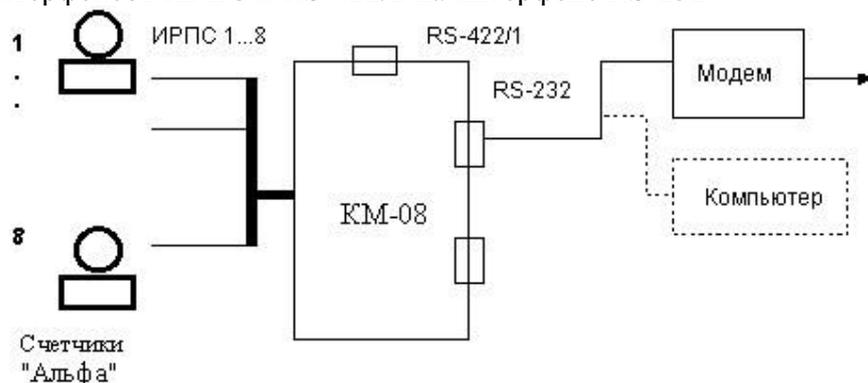
Возможности:

- возможность подключения к модему с интерфейсом RS-232 группы счетчиков (до восьми) с интерфейсом ИРПС (токовая петля), для приема данных от счетчиков по телефонному каналу;
- подключение группы счетчиков с интерфейсом ИРПС через КМ-08 к компьютеру по интерфейсу RS-232;
- каскадное включение коммутаторов (с подключенными к ним счетчиками) по интерфейсу RS-422 (до 32 КМ-08) для подключения более восьми счетчиков к одному компьютеру или модему.

Схемы подключения коммутатора в составе системы автоматизированного учета потребления электроэнергии

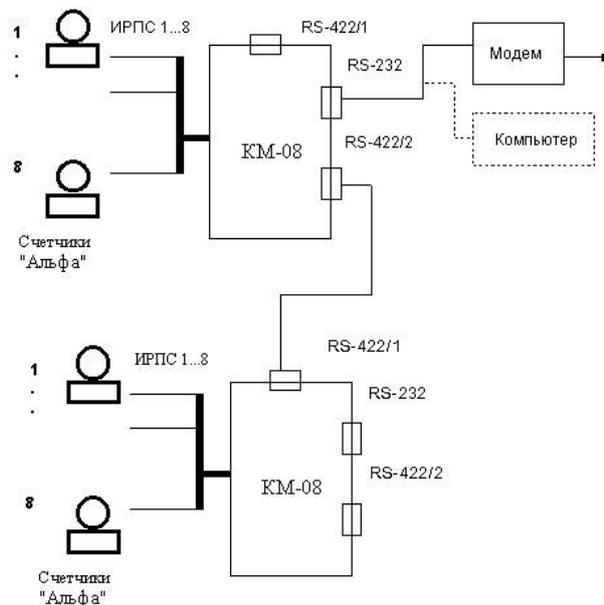
1. Автономное использование коммутатора

Коммутация интерфейсов ИРПС и RS-422/2 на интерфейс RS-232



2. Каскадное подключение коммутаторов

Коммутация интерфейса RS-422/2 и интерфейсов ИРПС на интерфейс RS-422/1



Устройство БППИ-1

Обеспечивает передачу данных от сумматора и коммутатора на ПЭВМ, резервное электропитание сумматоров и возможность независимого подключения телефонного аппарата к используемой телефонной линии. Сертификат ME48.B00785

Прибор энергетика ПЭМ

Назначение и область применения: ПЭМ предназначен для считывания, обработки и хранения данных непосредственно от электросчётчиков (до 42). Необходим в случае обрыва линий связи для восполнения потери информации от счётчиков. Позволяет обрабатывать данные от счётчиков «Альфа», «ЕвроАльфа», «АльфаПлюс» (АББ

Метроника), ПСЧ, СЭТ (Нижегородский з-д им. М.В.Фрунзе), ЦЭ6823 (Энергомера) Гос.реестр N 21394-01

Применяется вместо Notebook. Межпроверочный интервал-2 года.

ПЭМ обеспечивает:

- считывание данных из счетчиков и приборов по цифровому интерфейсу (оптический IEC1107, RS-232, RS-485);
- хранение и обработку считанных данных, ввод параметров в счетчики, в том числе значения времени;
- измерение параметров импульсов (амплитуды, длительности, количество импульсов за 3, 15, 30 минут) на импульсных выходах счётчика;
- выдачу калиброванных импульсов;
- вывод считанных данных в компьютер. Состав ПЭМ:
- устройство управления (УУ);
- устройство питания и зарядки аккумуляторов (УП);
- клавиатура;
- индикатор жидкокристаллический (ИЖК);
- батарея аккумуляторная (БА);
- порт оптический МЭК 1107.

Комплект поставки ПЭМ:

- Прибор энергетика многофункциональный ПЭМ -1 шт.
- Блок питания (+9В) -1 шт.
- Оптический преобразователь -1 шт.
- Аккумуляторные батареи типа АА (R6) -4 шт.
- Комплект кабелей -1 компл.
- Дискета с программным обеспечением -1 шт.
- Паспорт -1 экз.
- Ранец для переноски ПЭМ -1 шт.

Технические характеристики

| Наименование характеристики | Значения |
|--|----------|
| Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности суточного хода внутренних часов, с | ~1 |
| Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности суточного хода внутренних часов на каждые 10°C в диапазоне рабочих температур, с | ~1 |
| Диапазон измерения амплитуды импульсов, В | 3...24 |

| | |
|--|----------------------|
| Пределы допускаемой основной приведённой погрешности измерения амплитуды импульсов, % | ~1 |
| Диапазон измерения длительности импульсов, мс | 10...100 |
| Пределы допускаемой основной приведённой погрешности измерения длительности импульсов, % | ~0,2 |
| Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности подсчёта импульсов | ~1 |
| Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерения амплитуды, не более основной длительности, в диапазоне рабочих температур | погрешности |
| Скорость обмена информацией, бод: | |
| • по интерфейсу RS-232 | • 9600 |
| • по интерфейсу RS-422/485 | • 115200 |
| • оптическому интерфейсу IEC 1107 | • 9600 |
| Время непрерывной работы: | |
| • от аккумуляторов без перезарядки не менее, ч | • 10 |
| • от сети переменного тока | • крглосу точно |
| Время сохранения данных в памяти не менее, лет | 1 |
| Питание: | |
| • от аккумуляторных батарей, В | • 9 |
| • от сети переменного тока напряжением, В • частотой, Гц | • 200В~10% |
| • от сети переменного тока напряжением, В • частотой, Гц | • 50 |
| Потребляемая мощность от блока питания постоянного напряжения не более | 500 |
| 9В, мА | |
| Масса ПЭМ | 1,5 |
| Габариты не более, мм | |
| • длина | • 200 |
| • ширина | • 100 |
| • толщина | • 50 |
| • условия эксплуатации | • 3 по ГОСТ 22261-94 |
| • диапазон рабочих температур | • - |
| • влажность воздуха, % | • 20...+55 |
| | • 90 |
| Срок службы не менее, лет | 5 |

Устройство сигнализации максимума нагрузки Назначение и область применения:

УСМ-01 предназначено для работы в составе системы коммерческого учёта энергоносителей.

УСМ-01 обеспечивает совместную работу со следующими приборами: - сумматор СМ-01; - счетчик "Альфа"; счетчик-расходомер фирмы «Взлёт».

УСМ-01 выдаёт световые и звуковые сигналы при поступлении на него сигнала вырабатываемого прибором учета.

Возможности:

Сумматор вычисляет величину прогнозируемого максимума нагрузки и сравнивает с введённым пороговым значением максимума. Пороговое значение максимума вводится в сумматор с клавиатуры прибора или дистанционно по модемной связи из программы «Опрос счетчиков».

При угрозе превышения порогового значения максимума сумматор заранее выдаёт сигнал, подаваемый на УСМ-01. Это позволяет оперативно принимать меры для снижения потребляемой мощности в часы ограничения максимума нагрузки.

УСМ-01 имеет выходные контакты для подключения дополнительных устройств сигнализации или автоматики.

Основные технические характеристики УСМ-01

| | |
|----------------------------------|-------------------------------|
| Входной сигнал | Положительной полярности 12 В |
| Сила звука | Не менее 90 дБ |
| Тип выходного сигнала | сухой контакт |
| Напряжение коммутации | не более 115 В, 50 Гц |
| Коммутируемый ток | не более 1 А |
| Питание от сети переменного тока | 220 В, 50 Гц |
| Потребляемая мощность | Не более 10 Вт |
| Габаритные размеры | 200 x 150 x 100 мм |
| Масса | Не более 2 кг |

Программа автоматического учета показаний счетчиков электроэнергии ГЛАВНОМУ ЭНЕРГЕТИКУ ПРЕДПРИЯТИЯ

Программа «Опрос счетчиков»:

- создаёт отчёты по электропотреблению промышленного предприятия;
- предоставляет полную информацию для оптимизации энергопотребления и снижения затрат.

ДИСПЕТЧЕРУ ЭНЕРГОСБЫТА АО «ЭНЕРГО»

Программа позволяет автоматизировать расчеты с потребителями за полученную электроэнергию и мощность.

Назначение программы:

Программа «Опрос счетчиков» предназначена для считывания хранящихся в сумматорах СМ-01 и модернизированных сумматорах СМ-ETS графиков нагрузки в ПЭВМ через последовательный порт (СОМ-порт) посредством модемного (по коммутируемой телефонной линии), нуль-модемного соединения, а также по радиоканалу (сотовая связь стандарта ММТ-450 или GSM и транкинговая связь). Программа «Опрос счетчиков» обеспечивает:

- Создание отчётных форм и графиков. Расчёты производятся за сутки, за месяц, или за произвольный период. Отчетные формы выводятся на принтер.
- Расчет количества потреблённой электроэнергии по тарифам.
- Установка тарифов производится по каждому каналу с дискретностью 30 мин. и указанием даты начала и конца действия.
- Сохранение данных в архиве.
- Ведение списка подключенных счетчиков и их параметров.
- Ведение списка объектов, сумматоров и точек учета.
- Экспорт и импорт структуры объектов.

Дополнительные возможности:

- Вывод данных в формате АСКП.
- Прием данных по энергопотреблению с интервалом интегрирования 3 мин.
- Оперативный контроль текущей мощности потребления в режиме реального времени.

Требования к программным и аппаратным средствам:

Модем внешний, принтер, Windows 95/98/2000, 2 МБ свободного пространства на HDD, ОЗУ не менее 16 МБ.

Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) "МСП-Энерго"

Производитель – ФПК "Эстра", 113093, Россия, Москва, 1 Щипковский пер., д.3, тел. 230-75-43, 230-74-68, 230-75-45, тел./факс 230-74-35, e-mail: estra@estra.ru.

Назначение системы - высокоточный коммерческий и технический учет расхода электроэнергии с возможностью ведения дифференцированного по времени суток тарифа, позволяющий реально снизить затраты на оплату электроэнергии.

(АСКУЭ) "МСП-Энерго" адаптируется под заказчика, отвечает требованиям энергосбытовых организаций и обеспечивает выход на ФОРЭМ.

Функциональные задачи

- сбор и обработка информации о потребляемой электроэнергии;
- вычисление необходимых заказчику параметров и долговременное хранение их в памяти устройства сбора данных (УСПД);
- отображение информации о потребляемой электроэнергии (числовые значения и графики) для ее последующего анализа (технические данные) и оплаты (коммерческие данные).

Основные преимущества МСП-ЭНЕРГО

- передача данных для коммерческого учета осуществляется непосредственно с первого уровня системы (УСПД);
- повышенная надежность за счет защиты информации;
- масштабируемость;
- открытая архитектура системы с возможностью наращивания функций;
- работа на всех видах каналов связи;
- поддержка распределенной (корпоративной) структуры управления;
- гибкость и адаптируемость.

Применение

- Объекты энергетики;
- Промышленные предприятия; - Транспорт; - ЖКХ.

Промышленная АСКУЭ "ИСТОК"

Производитель - Научно-производственный центр "Спецсистемы" г.Витебск, Республика Беларусь, телефон +375 (0)212 24-29-12

Промышленная АСКУЭ "ИСТОК" предназначена для организации многоузлового коммерческого и технического учета отпуска или потребления, контроля и распределения

энергоресурсов (электрическая и тепловая энергия с водой, и водяным паром, газ, вода, сжатый воздух и т.д.). АСКУЭ может применяться в пределах промышленных и энергетических предприятий, предприятий сельского и жилищно-коммунального хозяйства.

Промышленная АСКУЭ "ИСТОК" отвечает современным требованиям к приборам и системам учета потребления топливно-энергетических, материальных и сырьевых ресурсов.

Внедрение АСКУЭ "ИСТОК" позволяет выявить экономические резервы, а также:

Обеспечивает автоматизацию учетно-управленческой деятельности службы главного энергетика, сокращает непроизводительные затраты энергоресурсов и рабочего времени, привязывает энергопотребление к организационно-технической структуре предприятия.

Позволяет:

- видеть реальную картину распределения энергетических потоков в соответствии с организационно-технической структурой предприятия;
- проводить объективный и точный анализ энергопотребления предприятия при различных режимах и условиях работы;
- наладить должный контроль и учет вплоть до каждого конкретного потребителя;
- обеспечить объективный расчет удельных норм расхода энергоресурсов на единицу продукции;

Технические характеристики составных частей АСКУЭ "ИСТОК"

Промышленная АСКУЭ "ИСТОК" предполагает 2-х уровневую схему построения

На первом уровне устанавливаются измерительные системы (ИС). ИС представляют собой в общем случае совокупность первичных измерительных преобразователей (ПИП) и цифровых вычислительных устройств, объединенных общим алгоритмом функционирования. ИС предназначены для автоматизированного получения данных о состоянии объекта путем преобразований множества изменяющихся во времени и распределенных в пространстве величин (расход, температура, давление и т.д.), характеризующих это состояние (тепловая энергия с паром и водой, электроэнергия, газ и т.д.).

На втором уровне используется вычислительная система на базе персонального компьютера (ПК) сменного мастера (главного энергетика), которая производит сбор и обработку информации от ИС в масштабе реального времени. Применение специализированного программного обеспечения позволяет осуществить оптимизацию энергетических процессов по критерию максимума КПД, а в результате улучшить технико-экономические показатели. АСКУЭ "ИСТОК" это:

- гибкий комплекс измерительных технических средств, который позволяет организовать учет всех потребляемых топливно-энергетических ресурсов у любого конкретного заказчика, с любой спецификой производства, а также наращивать систему без участия наладочных организаций;
- автономность работы измерительных технических средств системы, энергонезависимая память;
- оперативная доступность к каждому узлу, группе и каналу учета;
- встроенные средства самодиагностики, позволяющие обеспечить бесперебойный учет потребления топливно-энергетических, материальных и сырьевых ресурсов;
- удобный интерфейс пользователя и современный дизайн.

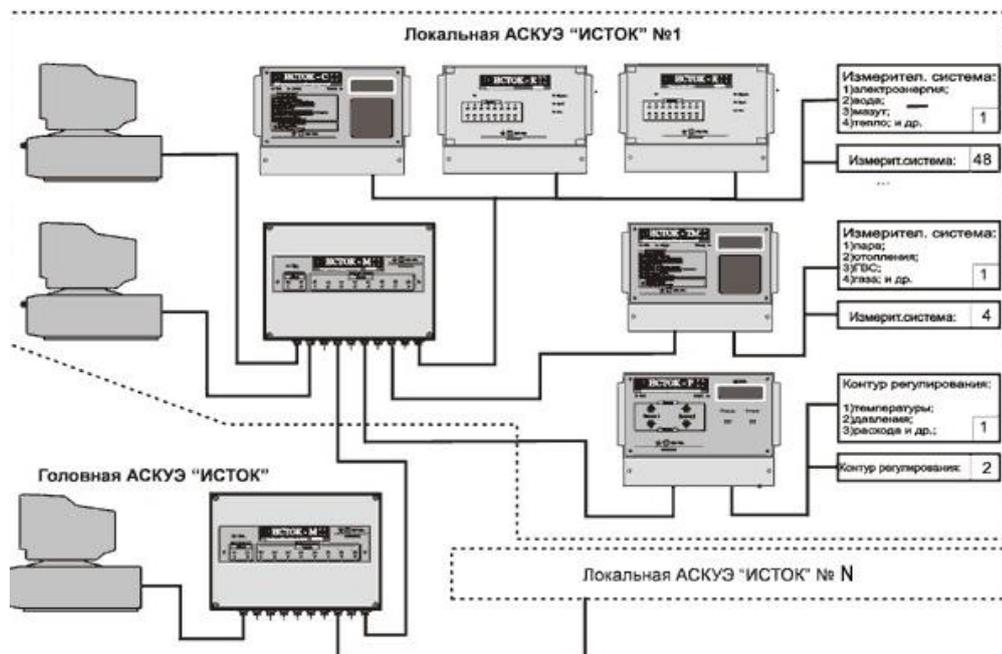


Рисунок 9.14 – Общая структурная схема АСКУЭ "Исток".

Система "ИСТОК" внедрена на: ОАО "Керамика", ОАО "КИМ" г. Витебск, ОАО "Витебские ковры", Витебский ликероводочный завод, АПТП "Оршанский льнокомбинат", ОАО "Красная Звезда" г. Чашники, ОАО "Брестгазоаппарат", ОАО "Брестский чулочный комбинат", ОАО "Беларусьрезинотехника", ОАО "Кожевенный комбинат" г. Бобруйск, Завод медпрепаратов, СП "Фребор" г. Борисов, АО "Могилевский регенераторный завод", ОАО "Могилевский желатиновый завод", ОАО "Гомельстройматериалы", ОАО "Оршастройматериалы", РПТО "Красный Октябрь", Метизный завод г. Речица, ОАО "Камволь" г. Минск и др.

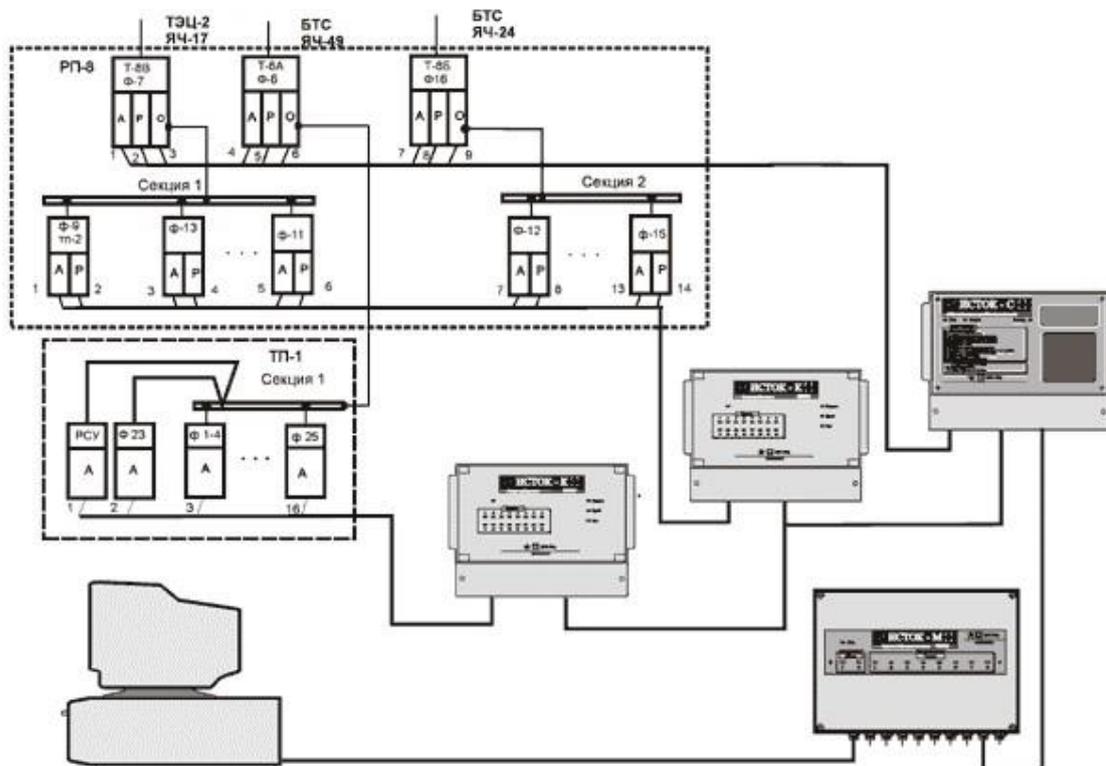
АСКУЭ "ИСТОК" первого уровня

АСКУЭ "ИСТОК" первого уровня в общем виде строится на базе трех ИС:

1. ИС учета электроэнергии (др. видов энергоресурсов) на базе сумматора "ИСТОК-С" и контроллеров "ИСТОК-К".
2. ИС учета тепловой энергии с водой и водяным паром, газа, сжатого воздуха, воды и др. на базе преобразователя "ИСТОК-ТМ".
3. ИС регулирования температуры, давления и т.п. на базе регулятора "ИСТОК-Р".

ИС учета электроэнергии (др. видов энергоресурсов при применении ПИП с импульсным выходом).

Данная ИС строится на базе сумматора "ИСТОК-С" и контроллеров сбора данных (КСД) "ИСТОК-К".



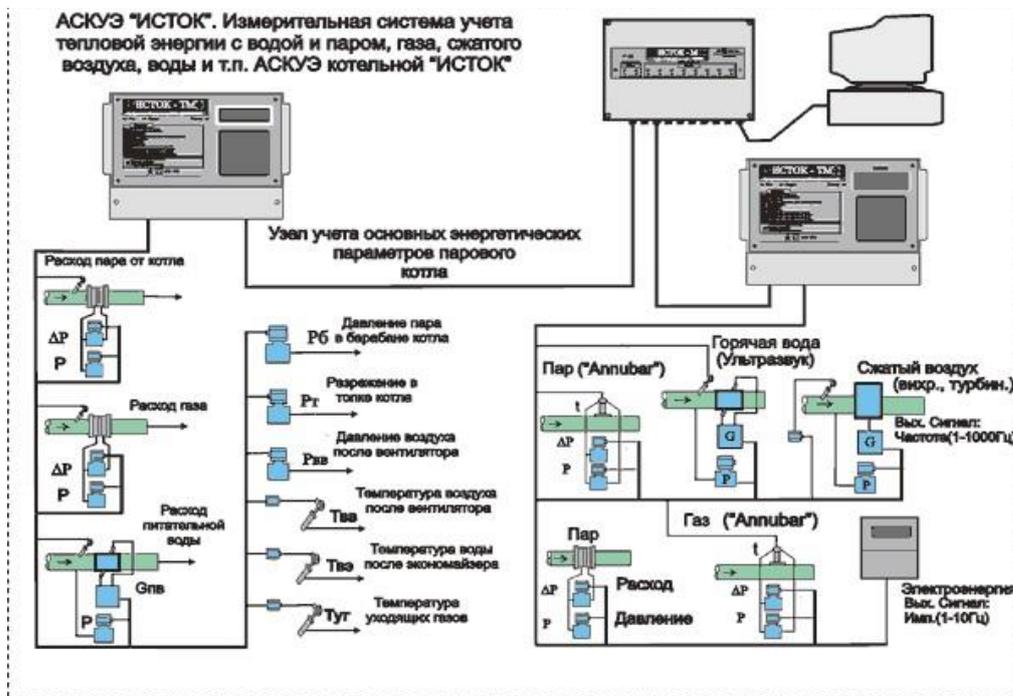
КСД "ИСТОК-К" предназначен для сбора информации, поступающей от ПИП, имеющих импульсные выходные сигналы дистанционной передачи. КСД "ИСТОК-К" имеет 16 входных измерительных каналов и внутренний тестовый канал, по которым обеспечивается независимый прием, обработка и накопление поступающей информации с разбивкой ее по получасам и суткам, и мгновенной мощности потребления, усредненной за 3 мин.

Встроенные часы, позволяют контролировать время наработки и время сбойных ситуаций по цепи питания. Встроенное резервное питание, позволяет хранить накопленную информацию по каждому каналу учета по получасовым срезам - за 192 получаса, а по суточным - за 14 суток.

Сумматор "ИСТОК-С" является дальнейшей модернизацией КСД "ИСТОК-К" и выполнен на новой элементной базе.

ИС учета тепловой энергии с водой и водяным паром, газа, сжатого воздуха, воды. Сертификат типа № 1394 от 27.12.2000г.; Госреестр № РБ 03 10 1214 00

Данная ИС строится на базе преобразователя "ИСТОК-ТМ".



Преобразователь "ИСТОК-ТМ" предназначен для коммерческого и технического учета пара (насыщенного и перегретого), теплофикационной воды, учета газа, сжатого воздуха и т.п. на предприятиях промышленности, энергетики, транспорта и сельского хозяйства.

Алгоритм работы преобразователя "ИСТОК-ТМ" помимо многоканальных точек учета предусматривает организацию групп учета (до четырех) и использование одноканальных точек учета. Одноканальные точки учета могут использоваться для контроля температуры, давления, перепада давления, измерения количества электроэнергии, процентного содержания в газах углекислого газа и азота, для измерения массового или объемного расхода. Группа учета представляет собой произвольную комбинацию каналов учета или отдельных расчетных параметров и обеспечивает возможность полного расчета количества тепла и расхода в замкнутых системах с учетом трубопроводов подпитки.

Преобразователь "ИСТОК-ТМ" используется совместно с любым первичным измерительным преобразователем (ПИП), имеющим следующие выходные сигналы:

1. унифицированный токовый сигнал в диапазонах: 0-20 мА; 0-5 мА; 4-20 мА;
2. сопротивления с НСХ типа ТСМ или ТСП по ГОСТ 6651-84;
3. частотно-импульсный сигнал в диапазоне частот от 0-1000 Гц (вихревые и турбинные);
4. расходомеры и другие ПИП, имеющие частотно-импульсные сигналы с нормированным значением последовательности в единицах измеряемого параметра).

Преобразователь "ИСТОК-ТМ" имеет:

1. Входные каналы измерения сигналов постоянного тока (без учета каналов термосопр.) - 12 шт.;
2. Входные каналы для подключения термосопротивлений - 3 шт.;
3. Входные каналы измерения частоты или количества импульсов - 2 шт.;
4. Многоканальные точки учета (пар, горячая вода, газ, сжатый воздух) - 4 шт.;
5. Одноканальные точки учета - 16 шт.;
6. Группы учета - 4 шт.

Преобразователь "ИСТОК-ТМ" обеспечивает:

- прямое измерение и вычисление температуры, давления, массового расхода измеряемой среды и тепловой энергии теплоносителя;
- программирование любого типа и характеристик ПИП, параметров входных сигналов, количества точек (узлов) измерения, аварийных и договорных значений, схем учета, при использовании двух ПИП перепада давления с разными поддиапазонами, автоматический переход на прием информации от ПИП перепада давления с одного диапазона на другой;
- хранение и вывод на индикацию всех вычисляемых параметров за временные промежутки: текущие значения, за текущий и предыдущий час (на глубину 255 часов), за текущие и прошедшие сутки (на глубину 63 суток), за текущий расчетный период, за прошедший расчетный период (1 месяц);
- защиту от несанкционированного доступа и сохранность всех имеющихся в памяти данных при отключении электропитания на время, ограниченное сроком службы прибора и автоматическое возобновление работы при восстановлении электропитания;

- восстановление и накопление информации за время перерыва электропитания или отказа ПИП по последним значениям, полученным до отключения питания или договорным;
- вычисление количества измеряемой среды и тепловой энергии по установленным (запрограммированным) минимальным или максимальным значениям температуры, давления и расхода при выходе показаний, соответствующих ПИП за заданные наибольшее и наименьшее значения;
- автоматическое тестирование функциональных узлов с выдачей результатов тестирования на индикацию и вывод на индикацию сообщений о нештатной ситуации и многое др.

АСКУЭ котельной «ИСТОК» рассчитывает оптимизированный алгоритм технологических процессов работы котлоагрегата и формирует управляющие решения по критерию максимума КПД в масштабе реального времени, что позволит объективно анализировать и оценивать принимаемые технические или организационные решения, направленные на экономию ТЭР, оптимальное управление котлоагрегатами и т.п.

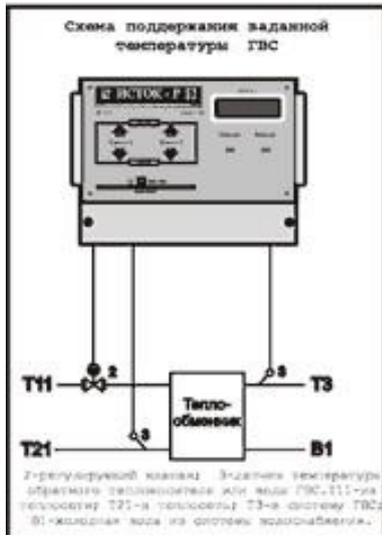
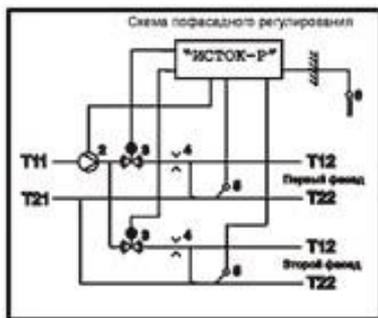
Построение ИС для аппаратной обвязки паровых котлов типа ДЕ; ДКВР; ГМ на базе преобразователя «ИСТОК-ТМ» обеспечивает измерение не менее 14 основных параметров в реальном масштабе времени. При этом процент непрерывной продувки и коэффициент избытка воздуха определяются по результатам режимно-наладочных испытаний.

Применение АСКУЭ котельной «ИСТОК» позволяет контролировать работу котельной установки в реальном масштабе времени с вычислением следующих основных параметров:

- Теплопроизводительность котлоагрегата - $Q_{\text{ч}}$ (Гкал/ч);
- Паропроизводительность котельной установки с учетом непрерывной продувки - $D_{\text{ч}}^*$ (кг/ч);
- Теплопроизводительность котельной установки за вычетом тепла непрерывной продувки - $Q_{\text{ч}}^*$ (Гкал/ч);
- Потери тепла с продувочной водой - $q_{\text{пр}}$ %;
- Потери тепла с уходящими газами - q_2 , %;
- Потери тепла с химическим недожогом;
- Потери тепла в окружающую среду - q_5 , %;
- Коэффициент полезного действия «брутто» - $h_{\text{к}}^{\text{бр}}$, %;
- Коэффициент полезного действия с учетом непрерывной продувки - $h_{\text{к}}^{*\text{бр}}$, %;
- Часовой расход условн. топлива - $V_{\text{ч}}^{\text{усл}}$, кг у.т./Гкал;
- Удельный расход топлива на выработку 1 Гкал тепла - $V_{\text{Гкал}}^{\text{усл}}$, кг у.т./Гкал. Количество измеряемых параметров может изменяться в зависимости от особенностей конструкции котельной.

ИС регулирования температуры, давления и т.п.

Данная ИС строится на базе регулятора "ИСТОК-Р":



Микропроцессорный программируемый регулятор "ИСТОК-Р" предназначен для автоматического регулирования расхода теплоносителя в системах отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, горячего водоснабжения, а также управления технологическими процессами (температура, давление, расход и т.п.) путем формирования совместно с исполнительным механизмом управляющих воздействий в соответствии с оптимальными законами регулирования.

Регулятор "ИСТОК-Р" используется совместно с любым ПИП, имеющим следующие выходные сигналы: унифицированный токовый сигнал в диапазонах: 0-20 мА и сопротивление с НСХ типа ТСМ по ГОСТ 6651-84. Регулятор "ИСТОК-Р" обеспечивает:

- прямое измерение и вычисление температуры, и (или) давления по четырем измерительным каналам (ИК);
- автоматическое или ручное управление по двум независимым контурам регулирования (исполнительные механизмы - 220 В; 0,1-2 А).
- простое и удобное программирование любых алгоритмов и схем регулирования в любом сочетании;
- индикацию обрыва или короткого замыкания цепей ПИП (например, термометра сопротивления);
- сигнализацию верхнего и нижнего предельных отклонений регулируемого параметра от заданного значения;
- вывод на индикацию всех текущих и программируемых параметров; ведение календаря (число, день недели, месяц, год) и "часов";
- работу в автономном и сетевом режимах;
- длительное сохранение информации при отключении питания; связь с ПК по последовательному интерфейсу для дистанционного управления режимами работы и т.д.

АСКУЭ "ИСТОК" второго уровня

АСКУЭ "ИСТОК" второго уровня строится на базе мультимплексора "ИСТОК-М" и объектно-ориентированного программного обеспечения (ПО) "Секунда-Энергия", устанавливаемого на ПК. Программа "Секунда-Энергия" экономит время, поскольку ее дизайн делает работу понятной на интуитивном уровне. Время на обработку необходимой информации сокращается, поскольку обслуживающему персоналу нет необходимости выполнять расчеты, составлять уравнения и строить графики. Другой особенностью является скорость конфигурирования программы под конкретного пользователя. В программу "Секунда-Энергия" встроены все возможности, которые может использовать обслуживающий персонал для быстрой настройки и запуска процесса.

Мультимплексор "ИСТОК-М" обеспечивает создание сети на базе ИС первого уровня (вычислителей) и базового ПК. ПО "Секунда-Энергия", осуществляет оперативный сбор информации с первичных ИС для дальнейшей обработки в виде документов, таблиц, графиков и т.д.

Мультиплексор "ИСТОК-М" имеет: 8 информационных и 2 интерфейсных каналов связи; Информационные каналы связи предназначены для подключения ИС ("ИСТОК-К", "ИСТОК-С", "ИСТОК-Т", "ИСТОК-Р" и сумматора СЭМ-1) и интерфейсных каналов мультиплексора "ИСТОК-М" нижнего уровня. Интерфейсные каналы связи мультиплексора "ИСТОК-М" предназначены для подключения к ПК или для подключения информационных каналов связи мультиплексора "ИСТОК-М" верхнего уровня.

Подключение интерфейсных каналов связи мультиплексора "ИСТОК-М" к ПК производится через преобразователь интерфейсов, который обеспечивает гальваническую развязку и преобразование сигнала из стандарта по ГОСТ 181456 (RS-232C) в сигналы токовой петли (ИРПС) по ОСТ 11.305.916 и обратно.

Программно-технический комплекс "Энергоконтроль"

Изготовитель - 153000, г. Иваново, ул. Станко, д. 25, тел (093-2) 32-66-42, 30-69-20, 30-63-51, факс: 32-87-53, E-mail: systech@indi.ru

Назначение комплекса

Программно-технический комплекс (ПТК) «ЭНЕРГОКОНТРОЛЬ» предназначен для создания многоуровневых автоматизированных систем контроля и коммерческого учета энергоресурсов в энергосистемах городов и крупных предприятий. Комплекс позволяет проводить учет всех видов энергоресурсов, осуществлять контроль и дистанционное управление технологическими процессами производства и потребления энергии.

В настоящем разделе представлено краткое описание ПТК «ЭНЕРГОКОНТРОЛЬ» для применения его в сфере ЖКХ.

Существуют варианты поставок комплекса «ЭНЕРГОКОНТРОЛЬ» для учета только тепловой или электрической энергии.

Основные функции ПТК «ЭНЕРГОКОНТРОЛЬ»

- Измерение потребления тепловой, электрической энергии, газа и холодной воды.
- Сбор данных о потреблении тепловой энергии с теплосчетчиков, электросчетчиков, счетчиков газа и холодной воды, имеющих цифровые интерфейсы.
- Создание и ведение архивов потребленной энергии и газа.
- Отображение данных о потреблении энергоресурсов и состоянии технологического оборудования на мнемосхемах, в виде графиков, гистограмм и таблиц.
- Создание отчетных форм и вывод документов для расчета за потребляемые энергоресурсы.
- Дистанционное управление технологическим оборудованием.
- Автоматическое регулирование тепловых нагрузок.

Область применения ПТК «ЭНЕРГОКОНТРОЛЬ»

- Предприятия энергетики, производящие и поставляющие тепловую и электрическую энергию (ТЭЦ, котельные, предприятия городских и районных тепловых и электрических сетей).
- Промышленные предприятия и организации с распределенной структурой объектов-потребителей тепловой, электрической энергии и газа, объекты ЖКХ

Состав ПТК «ЭНЕРГОКОНТРОЛЬ»

- Технические средства учета и регулирование потребления энергоресурсов.
- Система сбора и обработки данных:
- Технические средства сбора данных,
- Среда передача данных,
- Оборудование диспетчерского центра.

Основные концепции, заложенные при разработке ПТК

- Совместимость с приборами учета тепловой, электрической энергии и газа различных производителей.
- Универсальная среда передачи данных, позволяющая пользователю выбирать наиболее рациональный способ съема данных для каждого объекта контроля.
- Пакет программ, поставляемый пользователю, открыт для развития специалистами пользователя. Доступны изменения структуры системы, создание и редактирование мнемосхем, генерация отчетных форм, и т.д. Такие возможности достигаются за счет построения ПО системы на базе SCADA-программы «STALKER»-универсального средства создания распределенных АСУТП различного уровня сложности.
- Обеспечивается взаимодействие программного обеспечения системы с другими программными комплексами и офисными приложениями.
- В ПТК реализована возможность выполнения функций дистанционного контроля и управления технологическим оборудованием, автоуправления, учета других видов энергии. Выполнение этих функций достигается включением в состав КТС ОК программируемых контроллеров, и других приборов за счет использования унифицированных интерфейсов.

Предусмотрено дальнейшее развитие программного обеспечения комплекса для его интеграции в систему автоматизированных расчетов за потребленную энергию.

Структура ПТК «ЭНЕРГОКОНТРОЛЬ»

Нижний уровень системы представлен комплексом технических средств учета и регулирования потребления энергоресурсов.

Функции средств учета и регулирования:

- измерение потребляемой энергии, расхода газа и холодной воды,
- индикация потребленной энергии, расхода газа и холодной воды,
- энергонезависимое архивирование результатов измерения,
- регулирование расхода тепловой энергии.

Распределенная система сбора и обработки данных состоит из технических средств передачи данных, установленных на объекте контроля и в диспетчерском центре, а также, программно-технических средств диспетчерского центра.

Функции системы сбора и обработки данных:

- ввод и передача данных о потребленной энергии, газа и холодной воды в диспетчерский центр,
- ввод данных о состоянии контролируемого оборудования и передача данных в диспетчерский центр, дистанционное управление технологическим оборудованием.
- сбор, архивирование и отображение данных о теплоснабжении, создание и вывод отчетных коммерческих документов о потребленной тепловой энергии. Состав оборудования

Основу ПТК «Энергоконтроль» составляют приборы, выпускаемые НПО «Системотехника»:

- теплосчетчики,
- модули многотарифного электроучета МГУ-32,
- программируемые контроллеры МИКРОКОНТ-Р2,
- модули связи МС-01,
- устройства передачи данных УПД-02,
- автономные регистраторы температуры ТЛ-01.

Благодаря наличию унифицированных протоколов обмена и встроенных интерфейсов связи, эти приборы позволяют строить ПТК энергоучета с наименьшими затратами. Приборы имеют возможность прямого подключения к модему, радиомодему, проводному каналу RS-485/232, выводить информацию на переносимую память и принтер. Тип среды передачи данных выбирается для каждого объекта индивидуально, исходя из имеющихся в месте расположения узла каналов связи. В случае, когда организация канала автоматической связи не возможна или экономически не целесообразна, используется переносимая память. Подключение приборов других производителей к ПТК «ЭНЕРГОКОНТРОЛЬ» требует использования преобразователей протоколов обмена (модулей сопряжения МС) Такие преобразователи также производятся и поставляются НПО «Системотехника». Преобразователи требуют установки специального программного обеспечения, индивидуального для каждого типа используемого теплосчетчика. Модули сопряжения МС-01 позволяют также объединить несколько (до четырех) теплосчетчиков для передачи данных по одному модему (радиомодему, GSM-модему, интерфейсу RS485). Создание единой распределенной системы сбора данных и управления предусматривает использование унифицированных каналов связи с соблюдением единых протоколов обмена информацией. Такие программно-технические средства объединения приборов в систему были разработаны в НПО «Системотехника» на основе принятых международных стандартов и перспективных протоколов для открытых систем. В ходе проектирования определяется перечень основного оборудования, устанавливаемого в составе контролируемого объекта (например, 100-квартирный жилой дом) и оборудования диспетчерского центра. Для выбора приборов необходима информация о диаметрах трубопроводов (вода, газ), тепловых нагрузках, расходах, электрических нагрузках, способах организации каналов связи и т.д.

Основу оборудования диспетчерского центра составляют IBM совместимые ПК с установленным программным обеспечением комплекса «ЭНЕРГОКОНТРОЛЬ».

Среда передачи данных

Связь через GSM-модем Типизация решений.

Отпадает необходимость разрабатывать или уточнять для каждого объекта схему организации связи, учитывающую целый ряд конкретных факторов, наличие телефонных линий в контролируемой зоне, возможность аренды телефонного номера или его использования совместно с основным абонентом, выяснение и проверка условий радиосвязи для варианта с радиомодемом. В случае применения сотовой связи таких проблем нет; всегда используется одно и то же типовое решение.

Надежность в эксплуатации.

Сотовая связь - это современный и надежный вид связи, использование сотовой связи позволяет уйти от таких текущих эксплуатационных проблем как недоступность канала связи из-за его занятия основным абонентом, низкое качество передачи из-за неудовлетворительного состояния проводной линии связи.

Тенденция к снижению тарифов.

В настоящий момент тарифы стационарной телефонной связи безусловно ниже тарифов сотовой связи. Однако общая тенденция такова: тарифы стационарной телефонной связи растут, в

то время, как тарифы сотовой связи постепенно снижаются. В перспективе можно прогнозировать сближение стоимостей услуг, предоставляемых обоими видами связи. Кроме того, тарифы сотовой связи все более дифференцируются по типам предоставляемых сервисов.

Возможность создания гибких организационных структур.

Сотовая связь позволяет гибко интегрироваться с любой организационной структурой. С ее помощью может быть создана как централизованная структура, в которой данные собираются в единый Диспетчерский Центр, так и рассредоточенная структура, в которой данные поставляются сразу в несколько параллельно работающих центров.

Связь через радиомодем Особенности связи.

Организация связи через УКВ-радиоканал требует выделения частотных ресурсов и несколько больших вложений в технические средства организации каналов передачи данных. Каждая удаленная точка контроля предусматривает установку радиостанции со встроенным модемом и антенного оборудования. Кроме того, помехозащищенность радиосвязи в УКВ-диапазоне и скорость передачи данных несколько ниже, чем по GSM-каналу.

Преимущества.

Стоимость эксплуатации УКВ-каналов ниже за счет отсутствия повременной оплаты пользования каналами. Работа УКВ-канала связи не зависит от состояния чужой каналообразующей аппаратуры. Кроме того, для удаленных объектов, расположенных за городской чертой или в городах, где нет сотовой и проводной связи, радиосвязь представляет устойчивый и независимый вариант организации канала передачи данных. Несомненным преимуществом является также большой опыт эксплуатации таких каналов связи.

Связь через ГТС по модему Достоинства.

Связь по модему через городскую телефонную сеть (ГТС) сравнима по стоимости установленного оборудования со связью через сотовую сеть, но значительно дешевле в эксплуатации. Телефонный номер, используемый для передачи данных, может использоваться и для обычной связи.

Недостатки.

Требуется наличие телефонного номера на объекте контроля. Качество связи зависит от состояния линии связи.

Использование переносимой памяти Особенности.

Считывание и перенос информации через переносимую память требует минимальных расходов на организацию канала связи, но исключает возможность оперативного дистанционного контроля и управления.

Комплекс “Электроучет”

на основе модулей группового учета электроэнергии МГУ-32 №16683-97 в Госреестре средств измерений РФ

Является автономной частью комплекса “Энергоучет”. Обеспечивает многотарифный групповой и индивидуальный учет электроэнергии на предприятии.

Комплекс позволяет:

- вести многотарифный учет с односторонних счетчиков (до 6 тарифов);
- объединять потребителей в группы суммированием и вычитанием потребляемой мощности и энергии (вести раздельный учет по хозяйственным звеньям);
- постоянно контролировать заявленную мощность;
- вести архивы мощности и энергии, анализировать графики нагрузок;
- контролировать небаланс в системе учета;
- создавать и выводить отчетные формы;
- обрабатывать документы в ОС WINDOWS.

Основу комплекса составляют модули группового учета электроэнергии МГУ-32 к каждому из которых подключаются до 32х электросчетчиков с числоимпульсными выходами. Модули рассчитывают и сохраняют мощность и энергию, передают данные на удаленный компьютер по двухпроводной информационной сети (витая пара RS485).

Компьютер выполняет расчеты по группам и тарифам, контролирует энергобаланс заявленную мощность, архивирует данные, выводит графики нагрузок, создает отчетные документы в ОС WINDOWS.

Отключение компьютера или потеря связи с МГУ-32 не ведет к потере данных. Поступившая информация будет сохранена в модулях и передана после восстановления обмена. Глубина трехминутного архива - 1 сутки, получасового - 10 суток.

Группы потребителей формируются пользователем произвольно, количество групп не ограничено. По каждой группе и индивидуальным потребителям производится расчет активной и реактивной мощности и энергии, $\cos \phi$, сравнивается текущий и допустимый расход, определяется перебор, выдается “прогноз мощности” текущего получаса и какую мощность следует отключить чтобы получасовая мощность не превышала заданного максимума.

Отчетные интервалы выбираются пользователем.

МГУ – 32 Модуль группового учета электрической энергии № 16683-97 в Госреестре средств измерений РФ. ТУ-4217-006-13218212-97

Предназначен для использования в системах многотарифного коммерческого учета расхода электрической энергии на промышленных предприятиях. Прибор обеспечивает подсчет импульсов от счетчиков электрической энергии, имеющих числоимпульсный выход, расчет электрической мощности и энергии, архивирование полученных данных и передачу их по каналу информационной сети в центральный компьютер.

Прибор предназначен для использования в составе информационной сети предприятия, района или города.

Каналы информационной сети:

- двухпроводная линия (прямое подключение до 255 приборов, интерфейс RS485);
- телефонная сеть (через модем);
- УКВ - радиоканал (через модем).

Для подключения нескольких модулей МГУ-32 (RS232) к одному модему или каналу RS485 используется модуль сопряжения МС-01.

Энергонезависимые электронный календарь и запоминающее устройство обеспечивают:

- непрерывность процесса учета энергии при отключении центрального компьютера или при неисправностях канала локальной сети;
- сохранение архивов данных при отключении питания модуля и учет времени отключения; учет времени отключения модуля.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

- Число каналов учета до 32;
- Частота следования входных импульсов до 50 Гц;
- Минимальная длительность импульсов 10 мс;
- Индикация данных компьютер;
- Архивы сохраняемых данных: а) получасовой
б) трехминутный до 10 суток, 1 сутки;
- Срок хранения данных при отключении внешнего питания 3 года;
- Внешнее питание ~ 220 В; +15%, -30%;
- Потребляемая мощность 3 Вт;
- Габаритные размеры 260x180x92 мм;
- Нарботка на отказ 100 000 часов;
- Температура окружающей среды от -40 до +50оС;
- Степень защиты IP65.

МИКРОКОНТ-Р2 программируемый контроллер №16682-97 в Госреестре средств измерений РФ. ТУ-4217-004-13218212-97.

Контроллеры предназначены для построения информационных и управляющих систем любой сложности от локального контура регулирования до АСУ ТП предприятия.

Отличительные особенности:

- Модульная конструкция, обеспечивающая свободную компоновку в шкафу модулей вычислителя (CPU) и ввода/вывода.
- Набор модулей CPU обеспечивает оптимальное сочетание цены и возможностей в широком диапазоне приложений.
- Диапазон вариантов CPU - от одноплатных IBM - совместимых компьютеров на базе i486, 133 МГц до процессоров сбора и предварительной обработки данных на базе i80С51.
- Широкий выбор модулей ввода/вывода.
- Комплектация блоками питания, средствами организации локальных сетей, пультами управления и индикации.
- Элементная база лучших мировых производителей.
- Погрешность А/D и D/A преобразований ±0,1%
- Диапазон рабочих температур от -10°С до +60°С (по спец заказу от -45°С до +60°С).
- Нарботка на отказ 100 000 часов.
- Разъемные клеммники на передних панелях модулей заменяют клеммники в шкафах, экономят пространство.
- До 256-и контроллеров могут быть объединены в локальную сеть. При этом каждый контроллер может управлять собственной локальной сетью к которой подключаются другие контроллеры или модули удаленного ввода/вывода.

МС – 01 КОММУТАТОР МОДЕМНОЙ СВЯЗИ

МС-01 предназначен для организации модемной связи по одному выделенному или коммутируемому телефонному каналу между компьютером и группой приборов, имеющих интерфейс RS232 (до 4-х приборов) или интерфейс RS485 (до 256-ти приборов). Базовое программное обеспечение МС-01 реализует протокол информационной сети BITNET (фирменный протокол НПО “Системотехника”). Поставка МС-01 с другими протоколами обмена выполняется по заказу.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

- Интерфейс связи с модемом RS232;

- Интерфейсы связи с приборами 4 канала RS232, 1 канал RS485;
- Скорость связи с модемом и приборами 9600 Бод;
- Напряжение питания 220 В;
- Потребляемая мощность не более 2,5 Вт;
- Нарботка на отказ 100 000 час;
- Температура окружающей среды от -10° С до +60° С;
- Средний срок службы 10 лет;
- Габаритные размеры 155x110x40 мм;
- Масса не более 0,3 кг

Автоматизированная система контроля и управления энергоресурсами "Спрут"

Производитель – ОАО "Комета", г. Ульяновск, ул. Солнечная тел.: (8422) 25-32-52, 25-32-32, факс: (8422) 25-38-01, 25-27-24.

Назначение: АСКУЭ "Спрут" предназначена для обеспечения постоянного контроля за потреблением любого вида энергоресурсов на всех участках производства, снижения энергопотребления за счет оптимизации в реальном масштабе времени режимов работы оборудования, автоматизации управления технологическими процессами энергопотребления, а также контроля параметров качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-97 и контроля несанкционированного использования энергоресурсов.

Описание:

В состав АСКУЭ "Спрут" входят АРМ клиентов; сервера; контроллеры, выполняющие функции связи с коммутаторами и цифро-аналогового преобразования сигналов; коммутаторы, предназначенные для выбора и трансляции сигналов от датчиков к серверу и от сервера к исполнительным механизмам; датчики сигналов; исполнительные механизмы; вычислители; радио или телефонные модемы; сетевое оборудование; громкоговорители.

Основные особенности и характеристики АСКУЭ "Спрут"

- возможность организации до 16 000 каналов контроля одним сервером;
- возможность контроля качества получаемой электроэнергии по 6-ти основным параметрам в соответствии с ГОСТ 13109-97, а также измерение частоты подводимого напряжения, фазных (линейных) и межфазных напряжений;
- быстрая окупаемость (4-6 месяцев) за счет низкой стоимости системы и последующей эксплуатации каналов контроля за счет применения в системе датчиков тока и напряжения собственного изготовления;
- совместимость с интерфейсами RS 485, RS 232; датчиками с выходом типа "токовая петля" на 5 и 20 мА или "сухой контакт";
- возможность обработки аналоговых (до 10 кГц) и цифровых сигналов;
- возможность перенастройки каналов с информационных на управляющие для организации контуров дистанционного управления исполнительными механизмами;
- гибкость системы, возможность настройки под конкретного заказчика с наращиванием функций по контролю за безопасностью в электросетях, охранной и пожарной сигнализации, мониторинга опасности производства, контроля и учета потребления любых видов энергоресурсов (вода, газ, пар, тепло, стоки и др.);
- "дружественный" интерфейс обмена с операторами под управлением WINDOWS;
- возможность интегрирования в локальные сети других систем;
- измерение токов от 0 до 2000 А в цепях до 400 В без дополнительных понижающих трансформаторов тока;
- монтаж датчиков тока без разрыва цепей и прерывания электроснабжения;
- 100% защита системы от взлома и возможность раннего обнаружения неисправности цепей съема первичной информации;
- контроль мгновенных значений напряжений, токов, косинуса ϕ , активной, реактивной и полной мощностей и их соотношение в процентах к установленным лимитам как для предприятия, так и по отдельным его объектам;
- хранение и отображение в графическом и цифровом виде данных о нагрузках, качестве, мгновенных значениях, расценках и стоимости, лимитах в любой промежуток времени за последние два года эксплуатации;
- планирование и распределение электроэнергии по потребителям и во времени на основе данных, хранимых в ПЭВМ;
- контроль работы оборудования в реальном масштабе времени;
- отключение оборудования в случае превышения установленных лимитов энергопотребления или нарушения установленного графика работы;
- хранение и выдача "генплана" предприятия, структурных схем подразделений с привязкой к ним схем электроснабжения с одновременным выводом данных об энергопотреблении по выбранному на схеме объекту;
- выдача речевых сообщений о нарушениях работы или превышении уровня потребления как на громкоговоритель, так и по телефонной сети на указанный при настройке системы телефонный номер местной или городской АТС;

- формирование и выдача более 28 видов справок и диаграмм с возможностью адаптации под заказчика.

*Примеры построения автоматизированных систем контроля и учета энергоносителей
промышленных предприятий*

АСКУЭ Машиностроительного Предприятия на базе комплекса технических средств "Энергия+"

Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии Предприятия базируется на комплексе технических средств (КТ Структура ПТК «ЭНЕРГОКОНТРОЛЬ»

С) "Энергия+", который зарегистрирован в Государственном реестре средств измерения под № 21001-01.

В состав КТС "Энергия" входят:

1) Два специализированных вычислительных комплекса (СВК), СВК3 и СВК4 (горячий резерв + технический учет электроэнергии на Предприятии), расположенных на ГПП "Волна".

СВК3, СВК4 состоят из компьютеров на базе ШМ РС/АТ, оснащенных 32 -х канальными платами ввода и платами полудуплексной связи (ПДС).

На СВК3 и СВК4 устанавливается базовое программное обеспечение (БПО) КТС "Энергия+", непрерывно работающее с 32-х канальной платой и БПО КТС "Энергия + Радиальная сеть" работающее с платой ПДС.

Радиальная сеть КТС "Энергия+" предназначена для дублирования и восстановления потерянной информации в непрерывно работающей КТС "Энергия +" в случае простоя компьютера.

СВК 3 - коммерческий учет электропотребления на 37 каналов.

СВК 4 - технический учет электропотребления.

2) Устройства сбора данных (УСД) E443M2 (EURO), расположены на ПС "Волна" и ПС 101.

Сопряжение УСД с установленными на подстанциях интеллектуальными счетчиками электрической энергии, а также сопряжение УСД с СВК1, СВК2 осуществляется по выделенным двухпроводным линиям связи.

УСД E443M2 (EURO) обеспечивают:

- прием импульсных сигналов от электронных электросчетчиков;
- предварительную обработку полученных данных
- архивирование 3/5/30 - минутных интервалов на глубину от 3 до 30 суток соответственно

- передача обработанных данных через каждые 15 сек. в двухпроводную линию симплексной связи

- передача обработанных данных в двухпроводную линию полудуплексной связи (ПДС) по запросу.

СВК3 обеспечивает:

- прием по двухпроводным линиям связи данных от УСД;
- вычислительную обработку данных и их представление в удобном для оператора виде (таблицы, ведомости, графики);
- конвертирование информации в формат АСКП;
- передачу результирующего файла формата АСКП в ОП "Энергосбыт" по электронной почте;
- передачу данных о каналах и группах учета через модем и коммутируемые телефонные линии с помощью программы "Межмашинная связь" в ОП "Энергосбыт" по его инициативе.

СВК4 обеспечивает:

- дублирование СВК3 (горячий резерв);
- прием по двухпроводным линиям связи информации с коммерческих и технических УСД;

- передачу данных КТС "Энергия+" пользователям Предприятия по ЛВС и по коммутируемым внутренним телефонным линиям с помощью программы "Межмашинная связь".

ПК 5 обеспечивает:

Прием оперативной и отчетной информации с СВК 3, СВК 4 для организации контроля за работой АСКУЭ, созданий отчетной документации по электропотреблению как Предприятием и сторонними организациями, так и структурными подразделениями Предприятия.

Связь ПК5 с СВК 3 и СВК 4 осуществляется как по ЛВС Предприятия, так и по модемной связи с помощью программы "Межмашинная связь", входящей в программное обеспечение КТС "Энергия+".

В качестве счетчиков в АСКУЭ - 2002 ЭК используются интеллектуальные электронные счетчики с импульсным выходом ПСЧ-4ТА, ПСЧ-3ТА, ПСЧ-4-1, ПСЧ-3, ПСЧ-4-Р производства завода Фрунзе. Технические характеристики СВК

1. Количество каналов учёта - 512;
2. Количество каналов телесигнализации - 512;
3. Количество групп учёта - 256;

4. Количество подключаемых УСД - 32;
5. Предел допускаемого значения относительной погрешности накопления информации в СВК в течении суток в рабочих условиях применения $\pm 0.1\%$;
6. Предел допускаемого значения абсолютной погрешности текущего времени, вырабатываемого таймером СВК, в течении суток в рабочих условиях применения ± 10 сек;
7. Напряжение питание для УСД и СВК - 220 ± 22 В (50 ± 1 Гц);
8. Потребляемая мощность
 - устройство сбора данных, не более 40 ВА;
 - СВК, не более 500 ВА;
9. Рабочие условия применения и срок службы
 - температура окружающего воздуха от -10°C до $+40^{\circ}\text{C}$ для УСД, от $+10$ до $+35^{\circ}\text{C}$ для СВК;
 - относительная влажность воздуха до 90% при температуре 30°C для УСД, до 75% при температуре 30°C для СВК;
 - средний срок службы - 10 лет.

СВК - IBM совместимый компьютер с процессором от 80386/80387 до Pentium III, модем Naus совместимый.

Базовое программное обеспечение КТС "Энергия" предназначено для эксплуатации под управлением системы MS DOS 6.22. Допускается эксплуатация в сессии DOS под WINDOWS 95/98.

На рис.9.15 приведена структурная схема АСКУЭ Предприятия.

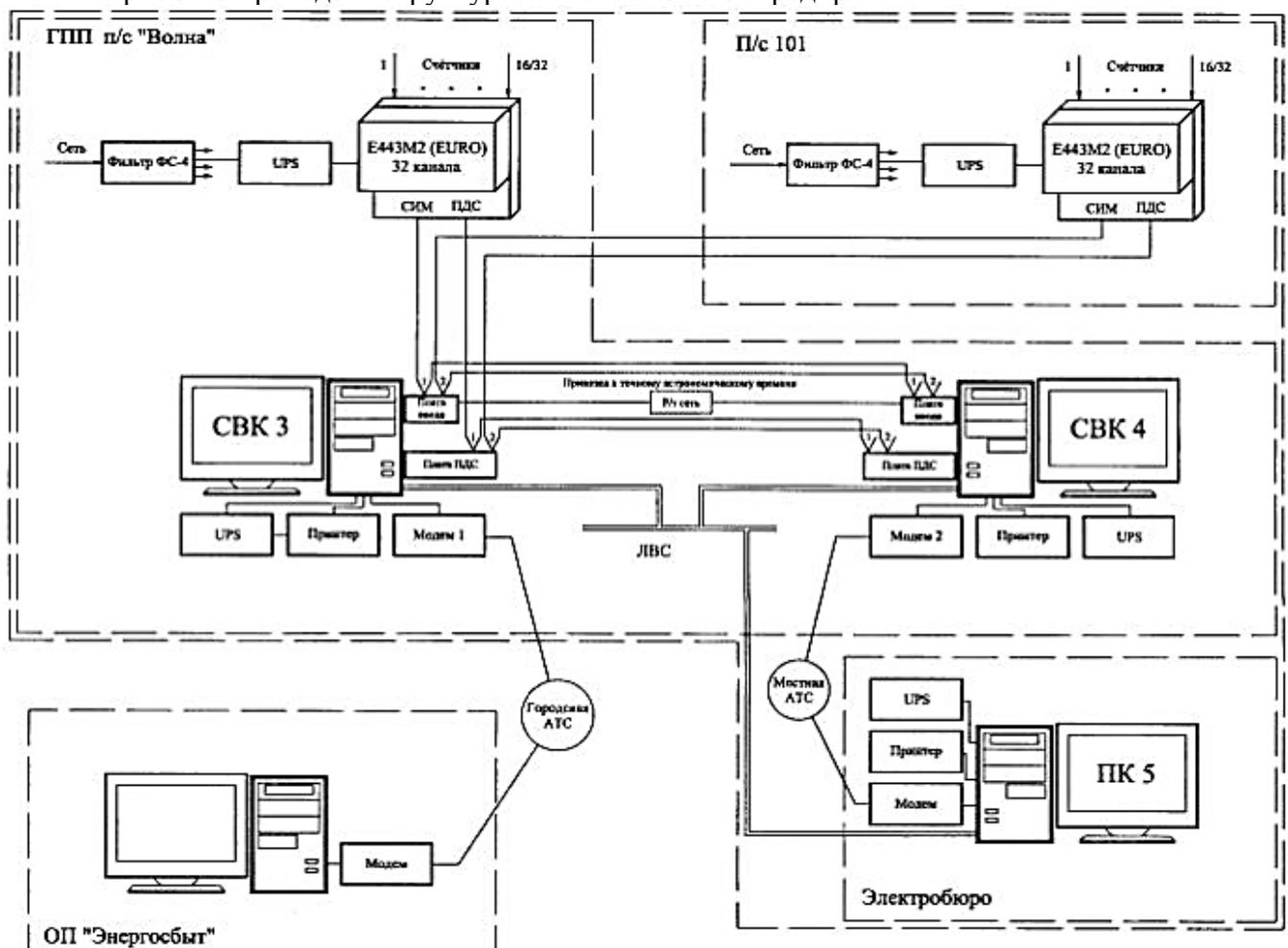


Рисунок 9.15 – Структурная схема машиностроительного предприятия

Краткая характеристика узлов учета энергоносителей Предприятия

1. Система газоснабжения.

Для коммерческого учета природного газа, поступающего от машиностроительного завода, используются два сужающих устройства (СУ) с угловым способом отбора перепада давления, расположенных на 2-х газопроводах (летний и зимний).

Для расширения диапазона измерений на СУ летнего газопровода установлены два датчика перепада давления. Переход с одного датчика на другой в системе производится автоматически. На СУ зимнего газопровода установлен один датчик перепада давления. Измерение расходов природного газа осуществляется по параметрам ΔP , P , t в нормокубах.

2. Система воздухообеспечения.

Для коммерческого учета сжатого воздуха, поступающего от машиностроительного завода, используется СУ с угловым способом отбора перепада давления. Измерение расхода сжатого воздуха осуществляется по параметрам ΔP , P , t в нормокубах.

3. Система водоснабжения (коммерческий учет).

На Предприятие с машиностроительного завода поступает хозяйственно-питьевая и техническая вода.

Хозяйственно-питьевая вода.

Хозпитьевая вода поступает на Предприятие по двум трубопроводам – ввод № 1, ввод № 2 (зд. 4). Измерение расхода потребляемой хозпитьевой воды осуществляется ультразвуковыми счетчиками-расходомерами UFM-001, установленными на каждом трубопроводе с пределами измерения 0-255 м³/ч.

Для нужд Предприятия достаточно одного трубопровода, но для системы пожаротушения одного трубопровода недостаточно. Для контроля давления установлен датчик давления.

Техническая вода.

Техническая вода на Предприятие поступает с машиностроительного завода по 2-м вводам. Ввод № 1 (узел № 8), ввод № 2 (узел № 14). Измерение расхода технической воды на вводе № 1 осуществляется счетчиком-расходомером ВМХ-100 с импульсным герконовым выходом в систему в диапазоне 0-150 м³/ч. Измерение расхода технической воды на вводе № 2 осуществляется счетчиком-расходомером ЦРМ-005 с диапазоном измерения 0-140 м³/ч.

4. Система теплоснабжения.

В настоящее время в АСКУЭ Предприятия по системе теплоснабжения реализованы следующие узлы учета (УУ): УУ № 3 «Узел учета теплоты отопления Предприятия в целом»

Учитывает количество теплоты, потребляемой из системы отопления Предприятие + жил посёлок. Так как система теплоснабжения закрытая, то для учета теплоты используется счетчик-расходомер UFM-001, установленный на прямом трубопроводе и датчики температуры, установленные на прямом и обратном трубопроводах.

Для отслеживания аварийных ситуаций на обратном трубопроводе установлен счётчик-расходомер ТРМ-001.

УУ №4 «Узел учёта теплоты отопления II-ой очереди Предприятия»

Учитывает количество теплоты потребляемой из системы отопления 11-ой очереди Предприятия (цех 56, зд.33, зд.52, Склад, Гараж, зд.29, зд.31) Так как система закрытая, то для учёта теплоты используется счётчик-расходомер UFM-001, установленный на прямом трубопроводе и датчики температуры, установленные на прямом и обратном трубопроводах. Счётчик-расходомер UFM-001, установленный на обратном трубопроводе, предназначен для отслеживания аварийных ситуаций на II-ой очереди отопления Предприятия.

УУ №5 «Узел учёта теплоты отопления жил посёлка Предприятия»

Учитывает количество теплоты, потребляемой из системы отопления жилпоселка Предприятия. Так как жилпоселок в дальнейшем будет передан на баланс городской администрации, то для учёта теплоты используются счётчики-расходомеры UFM-001, установленные на прямом и обратном трубопроводах и датчики температуры, установленные также на прямом и обратном трубопроводах. По аналогии с вышесказанным, отслеживаются аварийные ситуации в системе отопления жилпоселка.

УУ №16 «Узел учёта подпиточной воды систем отопления Предприятия и жилпосёлка в бойлерной зд.38»

Предназначен для более точного отслеживания аварийной ситуации в общей системе теплоснабжения. Для учёта подпитки используется счётчик-расходомер UFM-001 с диапазоном измерения 0-50 м³/ч.

5. Горячее водоснабжение.

В настоящее время в АСКУЭ Предприятия по системе ГВС реализованы следующие узлы учёта: УУ №1 «Узел учёта горячего водоснабжения Предприятия»

Предназначен для учёта ГВС и тепла с ГВС, потребляемых Предприятием совместно с жилпосёлком. Для измерения потребления горячей воды и тепла с водой используются счётчики-расходомеры UFM-001, установленные на прямом и обратном трубопроводах и датчики температуры, установленные на прямом и обратном трубопроводах, а также на трубопроводе холодного источника.

УУ №2 «Узел учёта горячего водоснабжения жилищного посёлка Предприятия»
Предназначен для учёта ГВС и тепла с ГВС жилпосёлка. На прямом и обратном трубопроводах установлены счётчики-расходомеры UFM-001 и датчики температуры. Так как трубопровод "холодного источника" находится далеко от УУ №2, тепло с ГВС на жилпоселок рассчитывается в ЭВМ СВК1 по формуле:

$$Q_{пр} - Q_{обр} - (G_{пр} - G_{обр}) \times h_{хи},$$

где энтальпия холодного источника $h_{хи}$ заложена в расчетных значениях программы вычисления расхода воды на ГВС в СВК1 Узла учёта №1.

УУ №15 «Узел учёта пожарно-хозяйственной воды на водоподготовку ГВС в бойлерной зд.38».

Предназначен для более точного учёта воды, поступающей в аккумуляторные баки ГВС. Для измерения расхода воды используется UFM-005 с диапазоном измерения 0-140 м³/ч.

Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии бумажного комбината

Для обеспечения учета и контроля потребления электроэнергии на Бумажном комбинате установлена автоматизированная система контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) "ТОК-С".

АСКУЭ обеспечивает:

- оперативный контроль и анализ режимов потребления электроэнергии и мощности основными потребителями;
- оптимальное управление нагрузкой потребителей;
- сбор и формирование данных на энергообъектах;
- сбор и передачу данных на верхний уровень управления, формирование на этой основе данных для проведения коммерческих расчетов с поставщиком электрической энергии.

АСКУЭ предназначена для коммерческого и технического учета электроэнергии.

В состав АСКУЭ входят:

- устройства сбора данных (УСД) "ТОК-С" (2 ед.);
- каналы связи (телефонные линии и линии дуплексной передачи данных ИРПС);
- концентраторы- 2 ед. (обеспечивают сбор информации с нескольких приборов учета и передающие ее по одной линии);
- модемы;
- электронные и индукционные счетчики электроэнергии.

На рис. 9.16 приведена блок схема АСКУЭ Бумажном комбинате.

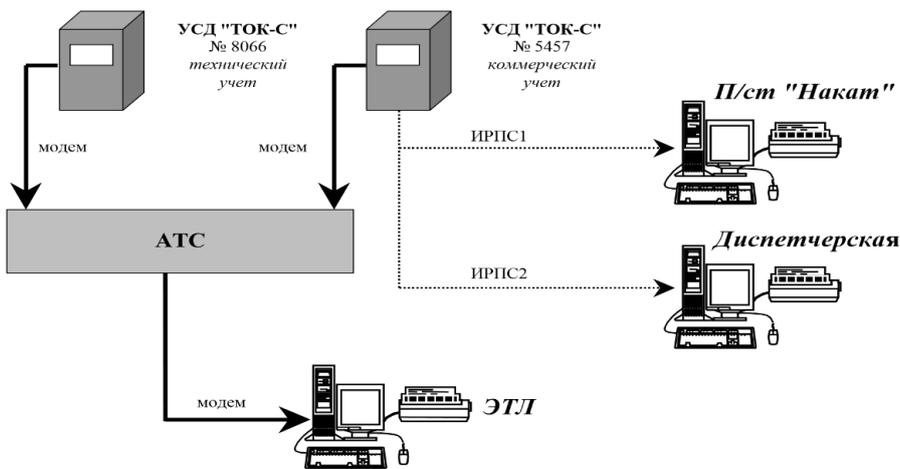


Рисунок 9.16 – Блок схема системы автоматизированного контроля и учета электроэнергии Бумажного комбината.

Основными элементами системы являются УСД "ТОК-С". УСД получает данные в виде импульсной информации с электронных счётчиков электроэнергии, либо со счётчиков, оборудованных датчиками, фиксирующими

обороты диска.

Одно УСД способно принимать импульсы от 96 счётчиков.

Информация может поступать на УСД также и с концентраторов. Концентраторы расположены на удаленных объектах в непосредственной близости от счётчиков. Сбор данных со счётчиков концентратор осуществляет одновременно по 16-и каналам. Связь между концентратора и УСД осуществляется по двухпроводной линии, по которой передается информация о номерах каналов от которых были получены импульсы со счётчиков и количестве импульсов за последние 10 сек.

Просмотр информации по потреблению электроэнергии, накопленной в УСД "ТОК-С" осуществляется по 2 каналам:

- по телефонным линиям;
- по четырехпроводной линии (ИРПС1).

По телефонным линиям информация поступает через АТС на компьютер электротехнической лаборатории (ЭТЛ).

По четырёхпроводным линиям информация поступает от УСД на компьютеры п/с "Накат" и центральной диспетчерской.

Компьютер ЭТЛ осуществляет запросы данных с УСД:

- Энергопотребление по 30-и минутным интервалам;
- Энергопотребление за сутки; - Энергопотребление за месяц; - Показания счетчиков.

На компьютерах п/с "Накат" и центральной диспетчерской осуществляется контроль нагрузки по 3-х минутным интервалам.

В процессе сбора информации компьютер ЭТЛ поочередно связывается через модем с УСД, после чего информация сохраняется в формате баз данных "Paradox" в файле на жестком диске. Обработка информации осуществляется программами на платформе "Paradox". Программа осуществляет группировку, выборку/перерасчёт и создание отчётов для печати в удобном для восприятия виде.

Эффект от внедрения системы АСКУЭ связан с повышением контроля за потреблением электроэнергии, а также за счет обеспечения возможности принятия оперативных решений по ограничению потребления.

Установка системы АСКУЭ позволила предприятию перейти на дифференцированный зонный тариф при оплате за электроэнергию. В таблице 9.3 приведены данные для сравнительного

анализа вариантов оплаты за потребленную электроэнергию по двуставочному и дифференцированному зонному тарифу в 2001 году.

Таблица 9.3

Данные для сравнительного анализа вариантов оплаты за потребленную электроэнергию по двуставочному и дифференцированному зонному тарифу в 2001 году.

| Месяц | Потребление электроэнергии | | Двуставочный тариф | | Затраты на ЭЭ при оплате по двуставочному тарифу, тыс.руб. | Затраты на ЭЭ при оплате по зонному тарифу, тыс.руб. | Экономия денежных средств, тыс.руб. |
|----------|----------------------------|--------------------------|-----------------------------|----------------------------------|--|--|-------------------------------------|
| | величина максимума, кВт | объем потребления, кВт·ч | плата за максимум, руб./кВт | плата за потребление, руб./кВт·ч | | | |
| январь | 167500 | 119921543 | 112,92 | 0,266 | 60975,88 | - | - |
| февраль | 167500 | 105739173 | 112,92 | 0,266 | 56448,86 | - | - |
| март | 167500 | 116508278 | 112,92 | 0,266 | 59886,36 | - | - |
| апрель | 167500 | 111021555 | 112,92 | 0,266 | 58135,00 | 49081,84 | 9053,16 |
| май | 167500 | 106872061 | 112,92 | 0,266 | 56810,48 | 43200,93 | 13609,55 |
| июнь | 167500 | 112879876 | 112,92 | 0,266 | 58728,18 | 48311,15 | 10417,03 |
| июль | 167500 | 118442641 | 112,92 | 0,266 | 60503,81 | 51224,52 | 9279,29 |
| август | 167500 | 115994304 | 112,92 | 0,266 | 59722,30 | 51037,79 | 8684,51 |
| сентябрь | 167500 | 112438832 | 112,92 | 0,266 | 58587,40 | 48527,77 | 10059,63 |
| октябрь | 167500 | 117498571 | 112,92 | 0,266 | 60202,46 | 55292,69 | 4909,77 |
| ноябрь | 167500 | 114243784 | 112,92 | 0,266 | 59163,54 | 52895,36 | 6268,18 |
| декабрь | 167500 | 117545285 | 112,92 | 0,266 | 60217,37 | 53313,55 | 6903,82 |
| ИТОГО | | | | | 532070,54 | | 79184,94 |

Примечание: при расчете объемов затрат за потребленную электроэнергию по двуставочному тарифу принято, что тариф оставался неизменным в течение года.

На рис. 9.17 приведена динамика затрат на электроэнергию по месяцам года.

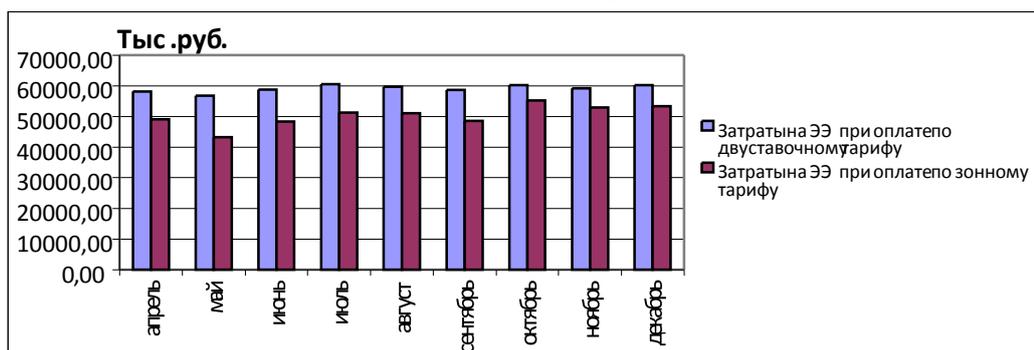


Рисунок 9.17 – Динамика затрат на электроэнергию при оплате по разным видам тарифов.

Таким образом, переход предприятия на

дифференцированный зонный тариф при оплате за потребленную электроэнергию позволил получить экономию денежных средств в размере 79184,94 тыс.руб.

Контрольные вопросы

1. Уровни учета электроэнергии.
2. Назовите требования к организации учета энергоносителей.
3. Учет тепловой энергии.
4. Назовите приборы учета тепловой энергии.
5. Учет газа.
6. Назначение и состав автоматизированной системы коммерческого учета энергоресурсов (АСКУЭ) «ТСУ Пчела».
7. Назначение и состав комплекса технических средств «Энергия».
8. Назначение и состав автоматизированной системы контроля и учета энергоносителей «ТОК-С».
9. Технические средства АСКУЭ НПП «Энергия+».
10. Назначение и состав автоматизированной системы учёта и контроля электроэнергии «Марсел».
11. Назначение и состав автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) «МСП-Энерго».
12. Назначение и состав промышленной АСКУЭ «ИСТОК».
13. Опишите программно-технический комплекс «Энергоконтроль».
14. Опишите комплекс «Электроучет».
15. Назначение и состав автоматизированной системы контроля и управления энергоресурсами "Спрут".

Учебное издание

КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ

по дисциплине

«УПРАВЛЕНИЕ СИСТЕМАМИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ»

для студентов направления подготовки

44.03.04 Профессиональное обучение (по отраслям)

в 3-х частях. Часть 3.

С о с т а в и т е л ь:

Андрей Александрович Авершин

Печатается в авторской редакции.

Компьютерная верстка и оригинал-макет автора.

Подписано в печать _____

Формат 60x84¹/₁₆. Бумага типограф. Гарнитура Times

Печать офсетная. Усл. печ. л. _____. Уч.-изд. л. _____

Тираж 100 экз. Изд. № _____. Заказ № _____. Цена договорная.

Издательство Луганского государственного
университета имени Владимира Даля

*Свидетельство о государственной регистрации издательства
МИ-СРГ ИД 000003 от 20 ноября 2015 г.*

Адрес издательства: 91034, г. Луганск, кв. Молодежный, 20а

Телефон: 8 (0642) 41-34-12, **факс:** 8 (0642) 41-31-60

E-mail: uni@snu.edu.ua **http:** www.snu.edu.ua