

ЛОГИКА® ТЕПЛО ЭНЕРГО МОНТАЖ

АО «Комплектэнергоучет»



Утверждаю:
Директор
АО «Комплектэнергоучет»


_____ Данилина Н.М.

«___» _____ 2018 г.



Системы автоматизированные информационно-измерительные учета энергоресурсов «ТОТЭМ» (АИИС УЭ «ТОТЭМ»)

Руководство по эксплуатации

203.53-014-РЭ.МП

УТВЕРЖДАЮ
раздел 9 «Методика поверки»
Заместитель директора
по производственной метрологии

ФГУП «ВНИИМ»
_____ А.В.Иванникова

«___» _____ 2018г.



2018 год

СОДЕРЖАНИЕ

1.	Назначение.....	3
2.	Состав систем и основные функции их компонентов.....	3
	Метрологические и технические характеристики.....	5
3.	Автоматизируемые функции.....	11
4.	Устройство и работа.....	11
	Описание архитектуры.....	12
	Работа со счётчиками энергоресурсов.....	12
	Программное обеспечение.....	13
	Используемые каналы связи.....	13
5.	Указание мер безопасности.....	14
6.	Подключение устройств, входящих в систему.....	14
	Подключение кабелей информационной сети RS 485, RS 232, CAN.....	14
	Подключение счётчиков энергоресурсов с цифровым выходом.....	15
7.	Подготовка к использованию.....	15
	Подготовка компонентов систем к установке на месте эксплуатации.....	15
	Размещение.....	15
	Подготовка к работе.....	15
8.	Техническое обслуживание.....	15
9.	Методика поверки.....	13
10.	Маркировка.....	18
11.	Правила хранения и транспортирования.....	18
12.	Свидетельство о приёмке.....	18

Подпись и дата									
Име. № дубл.		Взам. име. №		Подпись и дата					
Име. № подл.		Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	203.53-014-РЭ.МП		
	Разраб.	Власенко					Лит.	Лист	Листов
	Пров.	Власенко					2	20	
	Выпус.								
	Н. контр.								
	Утв.	Калко							
							Системы автоматизированные информационно-измерительные учета энергоресурсов «ТОТЭМ» (АИС УЭ «ТОТЭМ»)		
							Руководство по эксплуатации и методика поверки		

Настоящий документ предназначен для определения основных технических и эксплуатационных характеристик систем автоматизированных информационно-измерительных учёта энергоресурсов АИИС УЭ «ТОТЭМ» (далее системы), содержит сведения, необходимые для их изготовления, правильного монтажа, эксплуатации и поверки.

1. Назначение

Системы предназначены для организации процесса автоматизированного измерения и контроля и учета энергоресурсов (электроэнергии, мощности, газа, холодной и горячей воды, тепла и других энергоресурсов). Системы выполняют автоматический сбор, накопление, обработку, хранение и отображение собранной информации привязанной к календарному времени, а так же осуществляют формирование отчетов о потреблении энергоресурсов в электронном и бумажном виде.

Область применения: энергопотребляющие и энергопоставляющие предприятия.

Системы обеспечивают:

- Контроль учетных показателей энергоресурса;
- Контроль баланса потребления/передачи энергоресурса;
- Контроль качества поставляемого энергоресурса;
- Синхронизацию времени всех уровней системы;
- Хранение собранных данных за необходимый период времени;
- Отображение собранной информации в графическом и табличном виде;
- Создание отчетов для проведения анализа потребления/передачи энергоресурса;
- Формирование требуемых отчетных форм и автоматизированной передачи собранных данных в центры сбора информации предприятия, ресурсоснабжающих организаций и смежных компаний.

2. Состав систем и основные функции их компонентов

Системы komponуются на объекте эксплуатации из серийно выпускаемых средств измерений, внесенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Выбор необходимой конфигурации производится при проектировании систем для конкретного варианта применения.

Преобразование определённого вида энергоресурса и вычислительные функции учета энергоресурса, а так же привязку измеренных/вычисленных данных к единому календарному времени, осуществляют счетчики соответствующего энергоресурса (уровень ИИК).

Системы должны быть спроектированы таким образом, чтобы образующие систему разнотипные ИК, включали в себя компоненты, указанные в перечне допустимых составных частей системы учета энергоресурсов. Конкретный состав систем определяется проектной документацией на неё. Все технические составные части/компоненты являются средствами измерений.

Перечень допустимых составных частей системы учета энергоресурсов и возможный состав измерительных каналов (ИК) приведен в таблице 1:

Ине. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Ине. № дубл.
Подпись и дата	Подпись и дата

					203.53-014-РЭ.МП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		3

Таблица 1.

Измерительный канал	Измерительные компоненты систем	Нормативные документы	Наименование	ГОСРЕЕСТР №	Примечания
Активной и реактивной электроэнергии и мощности	Измерительные трансформаторы тока (ТТ)	ГОСТ 7746-2001	ТОП 0,66 ТПОЛ-10УЗ ТЛШ ТОЛ-10 ТЛО-10 ТВ-ЭК СТ24 СТ12 SVA Т-0,66 ТШП-0,66 ТНШЛ ТПП-0,66 ТПЛ-10	40110-08 51178-12 47957-11 38395-08 25433-11 39966-10 39750-08 39749-08 38612-08 52667-13 47957-11 47957-11 53994-13 54717-13	Класс точности 0,2; 0,2s; 0,5; 0,5s; 1,0
	Измерительные трансформаторы напряжения (ТН)	ГОСТ 1983-2001	SU245/300/362/420/1-6 НДЕ-М-110 НДЕ-М-220 VTS-VTD VRQ2n/S2 VRQ2n/S3 НТМИ-10	39470-08 38885-08 38885-08 38210-08 47913-11 50058-12	Класс точности 0,2; 0,5
	Статические счётчики ватт-часов активной энергии переменного тока	ГОСТ Р 52323; ГОСТ 31819.22	Меркурий-200 Меркурий 203.2Т Меркурий 206 Меркурий 230 Меркурий234 Маяк 101АТ Маяк Т301АРТ	24410-07 55299-13 46746-11 25617-07 48266-11 52794-14 57639-14	Класс точности 0,5s; 1,0

Ине. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Подпись и дата
Ине. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

203.53-014-РЭ.МП

Лист

4

Продолжение таблицы 1.

Измерительный канал	Измерительные компоненты систем	Нормативные документы	Наименование	ГОСРЕЕСТР №	Примечания
Расхода и количества газа	Комплексы Измерительные	ГОСТ Р 50818; ГОСТ 28724-90; ГОСТ Р 8.740-2011;	Логика 7761, Логика 6761, Логика 6762, Логика 7742	60936-15 51002-12 55780-13 51001-12	Погрешность измерений $\pm 3\%$ — в диапазоне от Q_{min} до Q_{nom} ; не более $\pm 1\%$ — в диапазоне от Q_{nom} до Q_{max} .
Тепловой энергии и количества теплоносителя	Тепло-счётчики	ГОСТ Р 51649 ГОСТ Р ЕН 1434-1-2011 МИ 2412-97	Логика 8941 Логика 8943 Логика 6961 Логика 6962 ВЗЛЕТ ТСП-М Т34 ТСК5 ТСК71 КМ-5 КМ-9 ЭЛЬФ КАРАТ-307 ТС.ТМК-Н СТУ-1 СКМ-2 ТМ-3Э	43409-15 43505-15 54511- 1365010- 1627011-13 48334-11 20196-11 53289-13 18361-10 38254-08 46059-11 46059-11 21288-14 26532-09 47039-11 48235-11	Класс 1, 2 ГОСТ Р ЕН 1434-1-2011 Класс В, С ГОСТ Р 51649-2000

Примечание. Возможно применение других типов измерительных компонентов систем, подпадающих под действие; ГОСТ 31819.21; ГОСТ 31819.22; ГОСТ 31819.23; ГОСТ Р 52422; ГОСТ Р 52423; ГОСТ Р 52425; ГОСТ 7746-2001; ГОСТ 1983-2001; ГОСТ Р 50601; ГОСТ 28723; ГОСТ 14167; ГОСТ Р 50818; ГОСТ Р 51649; ГОСТ 28724, из числа внесенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, при применении которых в составе ИК характеристики погрешности не уступают приведенным в таблице 1.

Допускается использование первичных устройств учёта других типов, изготовленных по ГОСТ и внесённых в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Ине. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Подпись и дата
Ине. № дубл.	Подпись и дата
Ине. № инв.	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	203.53-014-РЭ.МП	Лист
						5

2.1 Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики ИК активной электроэнергии

Состав канала			Границы интервала основной относительной погрешности ИК для вероятности 0,95, ($\pm\delta$),%	Границы интервала основной погрешности, в рабочих условиях ($\pm\delta$),%
Трансформаторы тока, класс точности	Трансформаторы напряжения, класс точности	Счетчик электрической энергии, класс точности		
-	-	0,5S	0,6	1,9
		1,0	1,1	3,6
0,2	0,2	0,5S	0,7	2,3
		1,0	1,2	3,8
0,2	0,5	0,5S	0,9	2,3
		1,0	1,3	3,8
0,2S	0,2	0,5S	0,7	2,0
		1,0	1,2	3,6
0,2S	0,5	0,5S	0,9	2,1
		1,0	1,3	3,7
0,5S	0,2	0,5S	1,0	2,4
		1,0	1,4	3,8
0,5S	0,5	0,5S	1,1	2,5
		1,0	1,5	3,9
0,5	0,5	0,5S	1,1	3,4
		1,0	1,5	4,6
1,0	1,0	0,5S	2,0	6,0
		1,0	2,2	6,7

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК реактивной электроэнергии

Состав канала			Границы интервала основной относительной погрешности ИК для вероятности 0,95, ($\pm\delta$),%	Границы интервала основной погрешности ИК, в рабочих условиях ($\pm\delta$),%
Трансформаторы тока, класс точности	Трансформаторы напряжения, класс точности	Счетчик электрической энергии, класс точности		
-	-	1,0	1,1	4,0
		2,0	2,2	7,1
0,2	0,2	1,0	1,5	4,3
		2,0	2,4	7,2
0,2	0,5	1,0	2,0	4,4
		2,0	2,7	7,3
0,2S	0,2	1,0	1,5	4,1
		2,0	2,4	7,1
0,2S	0,5	1,0	2,0	4,2
		2,0	2,7	7,2
0,5S	0,2	1,0	2,4	4,6
		2,0	3,1	7,4
0,5S	0,5	1,0	2,7	4,6
		2,0	3,3	7,4
0,5	0,5	1,0	2,7	5,9
		2,0	3,3	8,3
1,0	1,0	1,0	5,1	9,5
		2,0	5,5	11,1

Примечание к таблицам 2, 3:

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	203.53-014-РЭ.МП	Лист 6

1. Границы интервала основной относительной погрешности ИК указаны для нормальных условий $\cos\varphi = 0,9$ инд, $I_{ном} = 1$.
2. Границы интервала основной погрешности ИК в рабочих условиях указаны для нормальных условий $\cos\varphi = 0,8$, $I_{ном} = 0,05 \cdot I_{ном}$.
3. Основные метрологические характеристики ИК активной и реактивной электроэнергии зависят от класса точности применяемых счетчиков электроэнергии, измерительных трансформаторов напряжения и тока, режимов работы вторичных цепей измерительных трансформаторов.
4. Погрешности ИК в рабочих условиях обусловлены дополнительными температурными погрешностями применяемых счетчиков электроэнергии и определяются их классами точности.

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК объема и расхода природного газа в рабочих условиях и приведенного к стандартным условиям, тепловой энергии, количества (массы и/или объема) теплоносителя в рабочих условиях.

Наименование характеристики	Значение
1	2
ИК учета тепловой энергии, количества (массы и/или объема) теплоносителя	
Диапазон измерения объемного расхода теплоносителя, м ³ /ч	от 0,05 до 10 ⁶
Диапазон измерения массового расхода теплоносителя, т/ч	от 0,05 до 10 ⁶
Диапазон измерения температуры теплоносителя, °С	от -50 до +600
Диапазон измерений избыточного давления, МПа, не более	30
Диапазон измерения разности температур, °С	от 1 до 150
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения количества теплоты, %, По ГОСТ Р 51649-2014, ГОСТ Р ЕН 1434-1-2006 Класс 1 Класс 2 Класс 3 где Δt_{min} – наименьшая разность температур в подающем и питающем контуре; Δt – разность температур в подающем и питающем контуре; G_B, G - значение расхода теплоносителя и его наибольшее значение в подающем трубопроводе.	$\pm(2+4\Delta t_{min}/\Delta t+0,01G_B/G)$ $\pm(3+4\Delta t_{min}/\Delta t+0,02G_B/G)$ $\pm(4+4\Delta t_{min}/\Delta t+0,05G_B/G)$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры теплоносителя, °С где t - температура теплоносителя.	$\pm(0,6+0,004t)$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массового (объемного) расхода теплоносителя, %	$\pm 2,0$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения давления теплоносителя, %	$\pm 2,0$
ИК объема и расхода газа	
Диаметр условного прохода трубопровода, мм	От 10 до 1300
Диапазон измерений расхода газа, м ³ /ч	от 0,05 до $2 \cdot 10^7$
Диапазон измерений объема газа, м ³	от $2 \cdot 10^{-5}$ до $9 \cdot 10^{11}$
Диапазон измерений температуры газа, °С	от -50 до +200
Диапазон измерений давления газа, МПа	от 0 до 12
Диапазон измерений разности давлений газа, кПа	от 0 до 1000
Пределы допускаемой погрешности:	
расход и объем (относительная) газа, %	от $\pm 1,0$ до $\pm 3,0$
давление (приведенная к диапазону измерений) газа, %	$\pm 0,6$
разность давлений (приведенная к диапазону измерений) газа, %	$\pm 0,7$

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

203.53-014-РЭ.МП

Лист

7

Наименование характеристики	Значение
1	2
температура (абсолютная) газа, °С	$\pm(0,25 + 0,002 \cdot t)$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов сервера сбора данных, с/сут	± 30

Погрешность измерительных каналов тепла, воды, газа не зависит от способов передачи измерительной информации, и определяется метрологическими характеристиками применяемых средств измерений.

Примечания.

1 В комплекте с первичными преобразователями расхода, температуры и давления, указанными в технической документации.

2. Пределы относительной погрешности при измерении количества тепловой энергии и тепловой мощности зависят от разности температур теплоносителя, разности характеристик подобранных в пару преобразователей температуры (от 0,1 °С до 0,025 °С) и пределов относительной погрешности при измерении объема (массы) и среднего объемного (массового) расхода теплоносителя.

3. Пределы относительной погрешности при измерении объема (массы) и среднего объемного (массового) расхода теплоносителя зависят от диапазона расхода теплоносителя.

4. На верхний уровень систем передаются измеренные и вычисленные теплосчетчиками значения давления, температуры, расхода, массы, тепловой энергии.

Таблица 5 - Основные характеристики систем

№	Характеристика	Значение
1	Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В Частота, Гц	220±15% 50±1 Гц
2	Потребляемая мощность, ВА/Вт	В соответствии с документацией на составные части
3	Диапазон измерения расхода/потребления энергоресурса: кВт*ч; МВт*ч; квар*ч; Мвар*ч; л*ч; м ³ *ч; Гкал*ч	0...9999999999
4	Диапазон измерения электрической мощности: кВт; квар; МВт; Мвар	0...9999999999
5	Диапазон измерения объема и массы газообразных, жидких и твердых веществ: л; м ³ ; кг; т.	0...9999999999
6	Условия эксплуатации Температура, °С Влажность, %	-20 до +50°С для электронных блоков. -40 до +50°С по отдельному заказу. До 90% при температуре 25°С
7	Срок службы не менее, лет	20
8	Предел допускаемой абсолютной погрешности по времени, секунд в сутки	± 30
9	Интервал задания границ тарифных зон, минут	15
10	Наработка на отказ, часов, не менее	50000
11	Устойчивость к воздействию внешних факторов (температуры, влажности, атмосферного давления) составных частей системы.	Согласно эксплуатационной документации на эти приборы (составные части).
12	Пределы допускаемой относительной погрешности по любому измеряемому энергоресурсу с учетом или без учета тарифных зон	Устанавливается в соответствии с

Ине. № подл.	Подпись и дата
	Ине. № дубл.
Взам. инв. №	Подпись и дата
	Ине. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	203.53-014-РЭ.МП	Лист
						8

4. Устройство и работа

Системы учета энергоресурсов АИИС УЭ «ТОТЭМ» построена по двухуровневой схеме. Системы проектируются и компоуются для конкретных объектов.

4.1. Описание архитектуры

В двухуровневых системах верхний уровень (ИВК) включает в себя один или несколько компьютеров, объединенных в локальную сеть, с установленным программным обеспечением «ТОТЭМ». При необходимости формирования бумажных отчетных форм, к компьютерам могут быть подключены один или несколько принтеров.

В соответствии с регламентом опроса по каналам связи производится опрос приборов учета энергоресурсов нижнего уровня (ИИК). Нижний уровень системы включает приборы из таблицы 1 уровень ИИК. Для счетчиков электрической энергии: первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин: активная и реактивная электрическая энергия, активная и реактивная мощность.

Теплосчетчики, включающие тепловычислитель, расходомеры и термодатчики, измеряют параметры теплоносителя, транспортируемого по трубопроводам, с последующим расчетом тепловой энергии и количества теплоносителя. Выходные электрические сигналы от датчиков параметров теплоносителя (расход, объем, температура, давление) поступают в тепловычислитель, где осуществляется их преобразование в значение соответствующих физических величин и производится вычисление тепловой энергии и количества теплоносителя.

Измерительные комплексы, включающие в себя датчики параметров потока газа (расход, давление температура), измеряют расход и объем природного газа при рабочих условиях и приводят результаты измерений к стандартным условиям. Выходные электрические сигналы датчиков параметров потока газа, установленных в трубопроводах, поступают в корректор, где осуществляется их преобразование в значения соответствующих физических величин и производится вычисление расхода и объема газа. Коэффициент сжимаемости газа вычисляется по модифицированному методу NX-19 мод. и модифицированному уравнению состояния GERG-91 мод.

Передача информации на верхний уровень может осуществляться как непосредственно с приборов учета по интерфейсам RS232/RS485/CAN, так и при помощи каналобразующего оборудования или преобразователя интерфейсов. Информация со счетчиков энергоресурсов поступает на сервер сбора данных через устройства передачи данных (модемы проводные, сотовые, интерфейсные радиомодули, сетевое оборудование для компьютерных сетей) в цифровом виде. Сервер сбора данных обеспечивает автоматический опрос приборов учета в соответствии с заданным расписанием, сохранение данных в базе данных, формирование отчетных форм, выгрузку данных в другие программы и системы.

Программные средства защиты уровня ИВК осуществляют проверку информации на целостность передаваемых данных. При обнаружении ошибки производится повторный запрос данных от соответствующего прибора учета.

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

					203.53-014-РЭ.МП	Лист 10
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

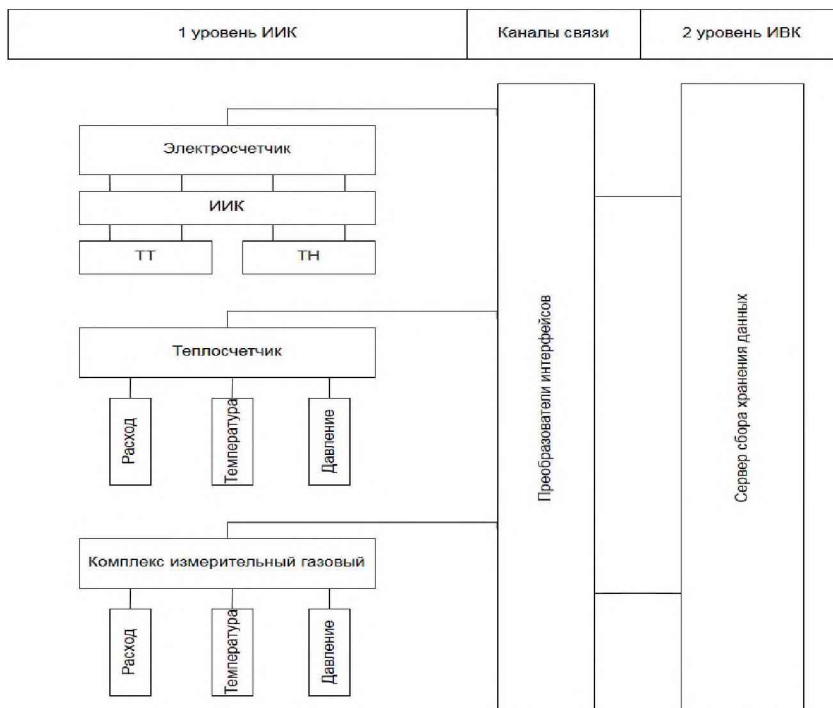


Рисунок 1 - Обобщенная схема систем АИИС УЭ «ТОТЭМ»

Системы выполняют функцию генерации отчетов, расчета балансов потребления/расхода энергоресурса, построение графиков по точкам учета и группам учета. Так же в системах предусмотрены средства для отображения и долговременного хранения собранной информации.

4.2. Работа со счётчиками энергоресурсов

Первичные устройства учёта энергоресурсов являются обязательными компонентами АИИС УЭ «ТОТЭМ». На уровне ИИК эти устройства осуществляют:

- преобразование конкретного вида энергоресурса в поименованную величину
- вычислительные функции учёта энергоресурса
- привязку измеренных/вычисленных данных к единому календарному времени
- передачу значения энергоресурса, преобразованного в поименованную величину, по выделенным каналам связи на Верхний уровень

4.3. Программное обеспечение

Работа с программным обеспечением, устанавливаемым на АРМ, описана в документах на программное обеспечение ТОТЭМ:

«ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ «ТОТЭМ» Руководство пользователя»

Программное обеспечение, входящее в состав систем выполняет следующие основные функции:

- поддержка и контроль каналов связи с объектами учёта и контроля;
- формирование сигналов синхронизации в подсистеме ведения единого времени;
- опрос первичных устройств учёта энергоресурсов с цифровым и импульсным выходами
- ведение базы данных потребления ресурсов;
- предоставление возможности просмотра информации о потреблении ресурсов;
- подготовка отчетов, протоколов, графиков для последующей печати;
- контроль потребления энергоресурсов с целью выявления некорректного потребления;
- выдача данных и обмен аналитической информацией между потребителями энергоресурсов и энергоснабжающими организациями;
- информирование потребителей о состоянии оплаты и потреблении ресурсов;

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

					203.53-014-РЭ.МП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		11

• возможность наращивания функций без изменений общей структуры ИК, установленных на объектах учета.

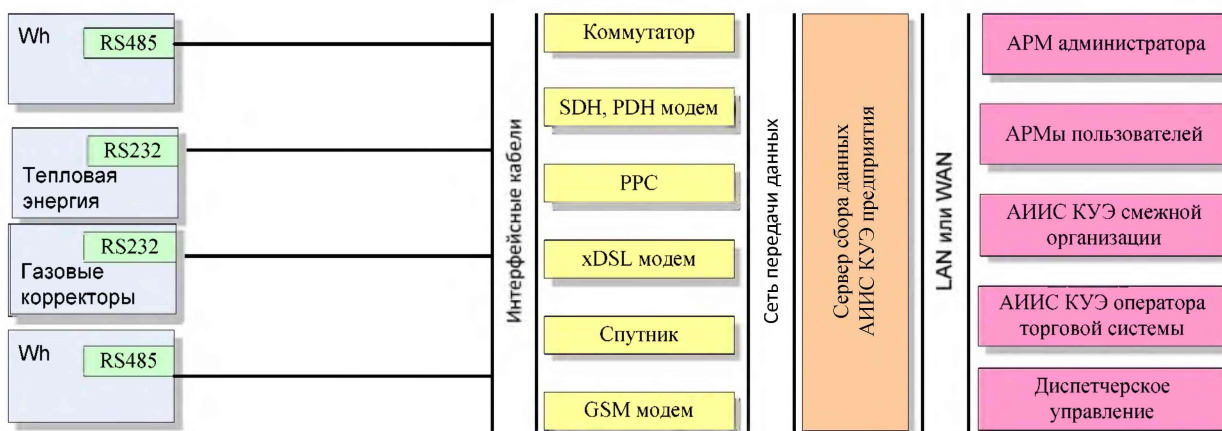
За эксплуатационными документами на реализуемые проекты сохраняются десятичные номера, принятые для базовых документов с добавлением номера исполнения: АААА.ХХХХ.ХХХ-ХХХ. Номер исполнения присваивается вновь реализуемому проекту.

4.4. Используемые каналы связи.

Системы АИИС УЭ «ТОТЭМ» в своей работе могут использовать следующие каналы связи (основной и/или резервный):

- оптоволоконные;
- выделенные линии;
- радиоканалы;
- телефонные проводные линии;
- GSM/GPRS каналы сотовой связи.

Использование каналов связи на всех уровнях системы



Применение того или иного типа канала связи определяется на этапе проектирования систем исходя из возможности получения на объекте доступа к желаемому каналу связи.

Наиболее предпочтительными и надежными являются цифровые каналы на базе оптоволоконных и/или выделенных линий. Наиболее легкодоступными являются GSM/GPRS каналы связи сотовых операторов.

В системах предусмотрена возможность постепенного ввода каналов в эксплуатацию. При построении систем объектов на начальных этапах (при отсутствии других каналов) для отладки можно пользоваться внешним GSM/GPRS модемом. При наличии в проекте ВОЛС на объекте основной и резервный канал могут быть организованы на базе 10/100 Ethernet портов.

5. Указание мер безопасности

По степени защиты от поражения электрическим током системы измерительные относятся к классу III по ГОСТ 12.2.007.0.-75(2001)

6. Подключение устройств, входящих в системы

6.1. Подключение кабелей информационных сетей зависит от выбранного протокола обмена. Подключение кабелей информационной сети RS485 (для примера).

В случае работы устройств в составе информационной сети по протоколу RS485, необходимо подать внешнее питание 7..20В постоянного тока. Это напряжение обеспечивает работу части схемы, отвечающую за прием и выдачу информации в соответствии со стандартом RS485.

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	203.53-014-РЭ.МП	Лист
						12

9.3 Требования безопасности

К проведению испытаний допускаются лица, изучившие эксплуатационную документацию на систему, средства их поверки и настоящую программу, имеющие опыт поверки средств измерений расхода и объёма жидкости, а также прошедшие инструктаж по технике безопасности в установленном порядке.

При проведении испытаний необходимо соблюдать требования раздела «Требования безопасности» технических условий и других нормативных документов на средства измерений и испытательное оборудование.

9.4 Условия проведения поверки

При проведении поверки систем «ТОТЭМ» должны быть соблюдены следующие условия:

- относительная влажность окружающего воздуха от 30 до 80 %;
- атмосферное давление от 86,0 до 106,7 кПа (от 630 до 800 мм рт. ст.);
- напряжение питания от 187 до 242 В;
- частота сети питания от 49 до 51 Гц.
- внешние электрические и магнитные поля (кроме Земного), влияющие на работу систем, отсутствуют.

9.5 Подготовка к проведению поверки

9.5.1 Уточняется состав поверяемых систем, количество измерительных каналов, количество и типы компонентов систем, и их соответствие паспорту (формуляру) на поверяемую систему (по представленной документации на компоненты).

9.5.2 Проводятся подготовительные работы, изложенные в документации на измерительные, связующие, вычислительные и вспомогательные компоненты систем.

9.5.3 Проводится проверка работоспособности программного обеспечения систем в соответствии с эксплуатационной документацией.

9.6 Проведение поверки

9.6.1 Поверка компонентов

Поверку и оформление ее результатов для измерительных компонентов (средств измерений) проводят в соответствии с требованиями нормативной технической документации на их поверку.

Компоненты, не прошедшие поверку, к применению в составе данного ИК не допускаются, при этом поверка других компонент данного ИК или компонент других ИК продолжается.

9.6.2 Внешний осмотр

При внешнем осмотре систем «ТОТЭМ» проверяется:

- комплектность системы на соответствие паспорту (формуляру);
- наличие пломб на измерительных компонентах;
- наличие свидетельств о поверке, и/или поверительных клейм у измерительных компонентов системы;

– отсутствие внешних повреждений линий связи;

– отсутствие дефектов, препятствующих чтению надписей и маркировки компонентов системы, регистрации (фиксированию) показаний по дисплеям счётчиков энергоресурсов и монитору АРМ;

- отсутствие на компонентах системы трещин, сколов и других механических повреждений, влияющих на работоспособность компонентов системы;
- отсутствие повреждений сетевых шнуров и герметичных вводов.

9.6.3 Опробование

При опробовании проверяется отображение измеряемых параметров на мониторе АРМ, работоспособность и управление системы в соответствии с требованиями руководства по эксплуатации.

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	203.53-014-РЭ.МП					

Результаты проверки считаются положительными, если функционирование и управление систем осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации.

9.6.4 Проверка метрологических характеристик измерительных компонентов

В каждом измерительном канале систем проверяется измерительный компонент (тип и заводской номер прибора) на соответствие перечню, приведенному в паспорте (формуляре).

Проверяется наличие действующих свидетельств (или соответствующих записей в паспорте) о поверке на все измерительные компоненты, входящие в состав систем.

Результаты поверки считаются положительными, если:

- тип и заводской номер каждого измерительного компонента соответствуют паспорту (формуляру) на систему;
- каждый измерительный компонент имеет действующее свидетельство (или соответствующую запись в паспорте) о поверке, выданные метрологической службой, аккредитованной на право поверки данного типа средств измерений.

9.6.5 Проверка достоверности передачи измеренных значений

Проверка достоверности передачи измеренных значений проводится в следующей последовательности:

- выполнить запрос архивных (часовых или получасовых) параметров потребления энергоресурсов (тип и количество параметров приводится в паспорте) непосредственно с АРМ оператора;
- выполнить запрос архивных параметров потребления энергоресурсов (тип и количество параметров приводится в паспорте) непосредственно подключившись к прибору учета с помощью заводской программы для считывания настройки
- Результаты проверки считаются положительными, если значения параметров потребления, полученные непосредственно с прибора учета и в АРМ оператора различаются не более чем на 0,1%.

9.6.6 Проверка точности установки времени

Перед выполнением корректировки необходимо убедиться в точности внутренних часов компьютера, используя функцию точного времени сети Интернет.

Корректировка и проверка точности установки внутренних часов приборов учета энергоресурсов с цифровым выходом, проводится с использованием персонального компьютера и программного обеспечения, входящего в состав систем.

Результат проверки считают положительным, если время сервера корректируется и после коррекции разность показаний внутренних часов сервера не превышает ± 30 с/сут.

9.6.7 Для подтверждения соответствия ПО системы необходимо проверить:

- наименование ПО в окне «о программе»;
- контрольную сумму метрологически значимой части ПО в окне «о программе»;
- проверить средства защиты ПО от преднамеренного и непреднамеренного изменения (наличие паролей доступа к ПО).

ПО считается подтвержденным, если наименование программы и контрольная сумма метрологически значимой части ПО не противоречат приведенным в описании типа на систему.

9.7 Оформление результатов поверки

9.7.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 9 выписывают свидетельство о поверке системы в соответствии с Приказом Минпромторга от 02.07.2015 №1815. В приложении к свидетельству указывают перечень ИК. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке путем нанесения оттиска поверительного клейма с указанием года поверки и наклейки.

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

					203.53-014-РЭ.МП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		16

10. Маркировка

10.1. Местом маркировки систем является Руководство по эксплуатации на систему (объединено с Паспортом). Требования к маркировке – по ГОСТ 21552-84.

10.1.1. Маркировка систем должна содержать:

- знак утверждения типа средств измерений (титульный лист РЭ, типографским способом);
- наименование и товарный знак предприятия-изготовителя (титульный лист РЭ);
- шифр или условное обозначение и вариант исполнения (титульный лист РЭ);
- заводской номер по системе нумерации предприятия-изготовителя;
- оттиск поверительного клейма (на свидетельстве о поверке);
- дата изготовления.

Дата поверки и оттиск поверительного клейма должны быть указаны в Свидетельстве о поверке.

10.1.2. Требования к транспортной маркировке, в соответствии с требованиями нормативной документации на компоненты систем.

11. Правила хранения и транспортирования

Устройства, входящие в состав систем, в упаковке предприятия-изготовителя транспортируют любым видом транспорта в крытых транспортных средствах на любые расстояния. Во время транспортирования и погрузочно-разгрузочных работ транспортная тара не должна подвергаться резким ударам и прямому воздействию атмосферных осадков и пыли.

Предельные условия транспортирования и погрузочно-разгрузочных работ:

- температура окружающего воздуха от минус 25°C до плюс 55°C
- относительная влажность воздуха не более 95%
- атмосферное давление не менее 61,33 кПа (460 мм рт.ст)

Хранение устройств в упаковке на складах изготовителя и потребителя должно быть не хуже чем установлено условиями «5» ГОСТ15150.

12. Свидетельство о приёмке

АИИС УЭ «ТОТЭМ» АААА.ХХХХХХ.ХХХ, зав.№
соответствует требованиям проектной и эксплуатационной
признана годной для эксплуатации.



документации и

Приёмку произвёл: / /

Дата выпуска _____

М.П.

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

					203.53-014-РЭ.МП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		18