

**ОКП 42 5000**

Гос. рег. \_\_\_\_\_

УДК \_\_\_\_\_

Группа \_\_\_\_\_

**Утверждён  
АВЛГ.468711.001 ТУ-ЛУ**

**Система автоматизированная  
информационно-измерительная  
учета энергоресурсов (АИИС)**

**«Меркурий-Энергоучет»**

**Технические условия**

**АВЛГ.468711.001 ТУ**

(Вводятся впервые)

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



Настоящие технические условия распространяются на системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Меркурий-Энергоучет».

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Меркурий-Энергоучет» (в дальнейшем – АИИС «Меркурий-Энергоучет») предназначены для измерений электрической энергии и мощности, коммерческого и технического учета энергоресурсов, автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергопотреблении. АИИС «Меркурий Энергоучет» предназначены для создания многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем (АИИС) комплексного учета энергоносителей, в частности АИИС коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ).

Результаты измерений ИИС «Меркурий Энергоучет» позволяют определить величины учетных показателей, которые могут использоваться в финансовых расчетах на оптовом и розничном рынке электроэнергии, в двухсторонних договорах между поставщиками и потребителями и управления нагрузкой.

АИИС «Меркурий Энергоучет» состоит, как правило, из трех функциональных уровней:

Первый уровень включает в себя измерительно-информационный комплекс (ИИК) и выполняет функцию автоматического проведения измерений.

В состав ИИК входят:

1) Основные компоненты:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН);
- счетчики электрической энергии.

Второй уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс энергоустановки (ИВКЭ) и выполняет функцию консолидации информации.

В состав ИВКЭ входят:

1) Основные компоненты:

- устройства сбора и передачи данных (УСПД) или промышленные контроллеры (компьютеры в промышленном исполнении), обеспечивающие интерфейс доступа к ИИК.

2) Вспомогательные компоненты:

- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура, модемы).

Третий уровень включает в себя ИВК.

В состав ИВК входят:

1) Основные компоненты:

- промышленный контроллер и/или сервер;
- устройства синхронизации времени.

2) Вспомогательные компоненты:

- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации;
- технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей.

АИИС предназначена для использования в непрерывном круглосуточном режиме.

Компоненты АИИС, за исключением персонального компьютера, устанавливаются в закрытых помещениях, в том числе и в неотапливаемых. Персональный компьютер устанавливается в закрытых отапливаемых помещениях (в соответствии с его инструкцией по эксплуатации).

Перечень документов, на которые имеются ссылки в настоящих ТУ, приведён в приложении А.

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата	<p>АВЛГ.468711.001 ТУ</p>	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Обозначение АИИС при ее заказе и в документации другой продукции, в которой она может быть применена: «Система автоматизированная информационно-измерительная учета энергопотребления «Меркурий-Энергоучет» АВЛГ.468711.001ТУ».

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

# 1 Технические требования

1.1 АИИС должна соответствовать требованиям ГОСТ 22261, ГОСТ Р 52931, требованиям настоящих ТУ и комплекту конструкторской документации АВЛГ.468711.001.

В комплект поставки АИИС должна входить эксплуатационная документация по ГОСТ 2.601.

АИИС должна обеспечивать возможность проверки функционирования её отдельных компонентов на этапе изготовления с применением рабочих мест и методик проверки, приведенных в комплекте конструкторско-технологической документации.

п.5.2

## 1.2 Основные параметры и характеристики

1.2.1 ИИК для измерения электроэнергии должен включать счетчики электрической энергии, перечень которых приведён в Таблице 2 – Комплектность АИИС «Ртутный-Энергоучет»

п.5.3

1.2.1.1 Погрешность счетчиков электрической энергии должна быть в соответствии с ГОСТ Р 52322 для активной энергии для счетчиков класса 1 и 2, ГОСТ Р 52323 для активной энергии для счетчиков класса 0,5S и 0,2S, с ГОСТ Р 52425 для реактивной энергии для счетчиков класса 1 и 2 и в соответствии с техническим условиям на конкретный тип счётчиков для счетчиков реактивной энергии класса 0,5

п.5.4

1.2.1.2 Количество тарифов в счетчиках электрической энергии:

- одготарифные;
- многотарифные - максимальное количество тарифов не менее четырех.

п.5.4

1.2.2 Погрешность трансформаторов тока должна быть в соответствии с ГОСТ 7746.

п.5.5

1.2.3 Погрешность трансформаторов напряжения должна быть в соответствии с ГОСТ 1983.

п.5.6

1.2.4 Погрешность измерения активной и реактивной энергии ИИС не должна превышать значений полученных при расчете по формуле 1:

$$\delta_w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_\pi^2 + \delta_{c.o}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c_j}^2} \quad (1)$$

В формуле приведены следующие обозначения:

- $\delta_I$  - пределы относительной погрешности измерения тока ТТ, %;
- $\delta_U$  - пределы относительной погрешности измерения напряжения ТН, %;
- $\delta_\theta$  - пределы относительной погрешности схемы подключения счетчика, вызванной угловыми погрешностями ТТ и ТН, %;
- $\delta_\pi$  - относительная погрешность из-за потерь напряжения в линии соединения счетчика с ТН, %;

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата	<p>АВЛГ.468711.001 ТУ</p>	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$\delta_{c.o}$  - пределы основной относительной погрешности счетчика при измерении активной и реактивной электроэнергии, %;

$\sum_{j=1}^l \delta_{c.j}$  - суммарная дополнительная относительная погрешность счетчика от j-й влияющей величины при измерении активной и реактивной электроэнергии, %;

Погрешность  $\delta_{л}$  принимаются согласно значениям потерь напряжения в линии от ТН к счетчику и имеют следующие значения:

- для ТН класса точности 1,0 принять  $\delta_{л}=0,5\%$ ;
- для ТН класса точности 0,5 и точнее  $\delta_{л}=0,25\%$ .

Так же возможно получение значений  $\delta_{л}$  по итогам инструментального измерения потерь напряжения в линии от ТН до счетчика.

Погрешность измерений активной электроэнергии, обусловленную трансформаторной схемой подключения счетчика в каждой точке диапазона, вычисляют по формуле 2:

$$\delta_{\theta_p} = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} \quad (2)$$

Погрешность измерений реактивной электроэнергии, обусловленную трансформаторной схемой подключения счетчика в каждой точке диапазона, вычисляют по формуле 3:

$$\delta_{\theta_o} = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \sin^2 \varphi}}{\sin \varphi} \quad (3)$$

В формулах приведены следующие обозначения:

- $\theta_I$  - угловая погрешность ТТ по ГОСТ 7746, мин
- $\theta_U$  - угловая погрешность ТН по ГОСТ 1983, мин

- $\cos \varphi$  - коэффициент мощности для активной электроэнергии
- $\sin \varphi$  - коэффициент мощности для реактивной электроэнергии

п.5.7

1.2.4.1 При измерении электрической энергии на коротких интервалах времени, порядка нескольких минут возникают, дополнительные погрешности, обусловленные дискретностью измерительных процедур в счетчике, УСД и УСПД. Такие же погрешности возникают при измерении мощности на тех же интервалах времени. Эти погрешности рассчитываются по формулам приведенным ниже.

Пределы допускаемой относительной погрешности по средней мощности для измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых не производилась корректировка времени, должны рассчитываться по следующей формуле 4:

$$(4)$$

Где:

$\delta_p$  - пределы допускаемой относительной погрешности по мощности, %;

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

					АВЛГ.468711.001 ТУ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		6

$\delta_r$  – пределы допускаемых значений относительной погрешности при измерении электрической энергии, %;

$P$  – величина измеренной средней мощности, выраженная в кВт (квар);

$T$  – интервал усреднения мощности, выраженный в минутах;

$K_E$  – внутренняя константа счетчика (величина, эквивалентная «внутреннему» 1 имп., выраженному в кВт·ч; квар·ч).

п.5.7

1.2.4.2 Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерения средней мощности на интервале усреднения, на котором производилась корректировка времени, должны рассчитываться по формуле 5:

$$\delta_{p,корр} = \frac{\Delta t}{60 \cdot T} \cdot 100\% \quad (5)$$

Где:  $\Delta t$  – величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчике (в секундах);

$T$  – интервал усреднения мощности в минутах.

п.5.7

1.2.5 АИИС должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- чтение из счетчиков или концентраторов значений необходимых измеряемых счетчиками величин энергоресурсов за каждый интервал архивирования (минуты, час, сутки, месяц – в зависимости от типа архива принятого в счетчике или УСПД);
- задание АИИС адресации и защиты доступа для каждого счетчика и УСПД;
- коррекция текущего календаря и текущего времени для каждого счетчика и УСПД по контрольным часам ПК;
- отображение на экране дисплея и печать на бумажный носитель выходных форм обработанной информации.

п.5.8

1.2.5.1 АИИС должна обеспечивать автоматическую синхронизацию системного времени в счетчиках, концентраторах и персональном компьютере (ПК) с помощью GPS-приёмника УСВ-1 или УСВ-2, подключенного к ПК.

п.5.8

1.2.5.2 Пределы допускаемой абсолютной погрешности изменения времени счетчиков и ПК, входящим в состав комплекса, должны быть не более  $\pm 5$  секунд в сутки.

п.5.8

1.2.5.3 Максимальное рассогласование времени между всеми счетчиками и ПК из состава комплекса должно быть не более  $\pm 10$  секунд в сутки.

п.5.8

1.2.6 Требования к каналам передачи информации.

12.6.1 Для передачи информации на верхний уровень (диспетчерский или расчетно-кассовый пункт) от счетчиков электрической энергии и УСПД должны использоваться следующие каналы связи:

- GSM- канал связи;
- цифровой интерфейс - витая пара RS-485 или CAN;
- Ethernet - ТС/IP.

п.5.9

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата	<p style="text-align: center;">АВЛГ.468711.001 ТУ</p>	п.5.9
						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		7

1.2.6.2 Для передачи информации от счетчиков электрической энергии до УСПД должен использоваться:

- цифровой интерфейс - витая пара RS-485 или CAN;
- PLC – передача данных по силовой линии 0,4 кВ.

п.5.9

1.2.6.3 Для приема информации от счетчиков и УСПД на верхнем уровне (диспетчерском или расчетно-кассовом пункте) должны использоваться:

- по каналам GSM-связи, GSM-терминалы;
- по цифровому интерфейсу (витая пара), преобразователи RS-485/RS-232(USB);
- Ethernet - TC/IP, преобразователи RS-485/Ethernet.

п.5.9

1.2.7 Требование к программному обеспечению.

1.2.7.1 Программа должна обеспечивать считывание и расчет идентификационных данных метрологически значимой части ПО, ее название и ее версию.

п.5.10

1.2.7.2 Метрологическая часть программного обеспечения должна быть защищена от несанкционированного или внешнего воздействия.

п.5.10

1.2.7.3 Программное обеспечение должно выполнять следующие функции:

- конфигурировать АИИС;
- отображать на экране монитора текущую информацию о потребленных энергоресурсах и опотребленных энергоресурсах за установленный период по каждой точке учета;
- осуществлять автоматически по заданному расписанию или в ручном режиме чтение информации о потребленных энергоресурсах,
- осуществлять автоматически по заданному расписанию или в ручном режиме коррекцию времени в концентраторе и счетчиках электрической энергии, имеющих внутренний тарификатор,
- формировать отчеты в стандартных форматах (.xls, .txt), а также в форматах согласованных с заказчиком.

п.5.10

1.2.8 Климатические условия, предъявляемые к АИИС, приведены в таблице 1.

**Таблица 1**

Вид требований	Допустимые значения
Предельный рабочий диапазон для электросчетчиков, концентратора и GSM - шлюза (элементов ИИС, которые могут располагаться в закрытых не отапливаемых помещениях).	от минус 40 до плюс 55°С
Предельный рабочий диапазон элементов ИИС, которые располагаются в закрытых отапливаемых помещениях.	от плюс 15 до плюс 35°С
Предельный диапазон хранения и транспортирования	от минус 45 до плюс 70°С
Относительная влажность воздуха в рабочих условиях (элементов ИИС, которые могут располагаться в закрытых не отапливаемых помещениях).	90 % при 30°С
Относительная влажность воздуха при транспортировании и хранении.	95 % при 30°С
Атмосферное давление в рабочих условиях	(84-106,7) кПа

АВЛГ.468711.001 ТУ

Лист

Изм. Лист № докум. Подп. Дата

8

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

Атмосферное давление в условиях транспортирования и хранения	((630-800) мм рт.ст.)
--	-----------------------

п.5.11

1.2.9 Средняя наработка на отказ не менее 90 000 часов.

п.5.12

1.2.10 Средний срок службы АИИС не менее 10 лет.

п.5.12

1.2.11 Продолжительность непрерывной работы – круглосуточно.

ИИС должна обеспечивать продолжительность непрерывной работы в течение срока службы.

п.5.12

### 1.3 Требования к сырью, материалам, покупным изделиям

1.3.1 Составные части АИИС должны соответствовать государственным стандартам и ТУ на них и иметь сертификаты, паспорта или другие документы, в которых подтверждается приёмка их на предприятии-изготовителе.

п.5.13

1.3.2 Составные части АИИС должны быть применены с учётом оставшегося срока сохраняемости (срока службы). Применять устройства, не соответствующие требованиям по сроку сохраняемости (сроку службы), допускается в исключительных случаях.

п.5.13

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

					АВЛГ.468711.001 ТУ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

## 1.4 Комплектность

### 1.4.1 Комплектность ИИС приведена в таблице 2.

АИИС «Меркурий-Энергоучет» может включать в себя все или некоторые компоненты из перечисленных в таблице 4. В систему может входить несколько компонентов одного наименования. Конкретный состав системы определяется проектной и эксплуатационной документацией на нее.

Комплектность АИИС «Меркурий-Энергоучет»

В качестве компонентов нижнего уровня используются:

1) Каналы измерения активной и реактивной электроэнергии, состоящие из:

- трансформаторов тока (ТТ) типов Т-0,66 (пер. № 52667-13, 51516-12, 51516-12), ТВК- 10 (пер. № 8913-82), ТВЛ-10, ТВЛМ-10 (пер. № 1856-63), ТВЭ-35 (пер. № 44359-10), ТВЛМ-6 (пер. № 2472-12), ТВЛМ-6 (пер. № 2472-12), ТК-40ПТЗ (пер. № 2362-68), ТК-40 ПУЗ (пер. № 2361-68), ТЛК-35 (пер. № 10573-09), ТЛМ-10 (пер. № 48923-12), ТЛМ-6 (пер. № 3848-73), ТПЛМ-10 (пер. № 2363-68), ТЛО-Ю (пер. № 25433-11), ТЛО-24 (пер. № 36292-11), ТЛО-35 (пер. № 36291-11), ТЛП-10 (пер. № 30709-11), ТЛШ-10 (пер. № 6811-78), ТОЛ-Ю (пер. № 38395-08), ТОЛ-Ю УЗ, ТПОЛ-Ю УЗ, ТШЛ-10 УЗ, ТОЛ-35 У1 (пер. № 51178-12), ТОЛК (пер. № 47959-11), ТПК-10 (пер. № 22944-13), ТПЛ-10с (пер. № 29390-10), ТПОЛ 20 (пер. № 27414-04), ТПФМ (пер. № 814-53), ТР (пер. № 26098-03), ТС, ТСВ, ТСМ, ТСН (пер. № 26100-03), ТФЗМ (пер. № 49584-12), ТШ-0,66 (пер. № 22657-12), ТШП-0,66 (пер. № 57102-14), ТШЛП-10 (пер. № 48925-12), ARJP2/N2F (пер. № 27476-09), ARM3/N2F (пер. № 18842-09), OSKF (пер. № 29687-05), ТШС-0,66, ТРС-0,66 (пер. № 48922-12), ТтQH-0,66 (пер. № 3728-10), ТШЛ-0,66с (пер. № 48924-12), ТОП-0,66 УЗ (пер. № 44142-11), ТЛК-35 (пер. № 10573-09), ТЛЛ-35УХЛ.2 (пер. № 8472-81), GS-12 (пер. № 28402-09) ТОЛ-20 (пер. № 36075-09), классов точности 0,5; 0,5s; 1,0 по ГОСТ 7746-2001;

- трансформаторов напряжения (ТН) типов ЗНИОЛ (пер. № 25927-09), ЗНОМ-35-65 (пер. № 912-07), НАМИ-6 У2 (УХЛ2), НАМИ-10 У2 (УХЛ2), НАМИТ-6 У2 (УХЛ2), НАМИТ- 10 У2 (УХЛ2) (пер. № 51198-12), НКФ (пер. № 49582-12), НОМ-35-66 (пер. № 187-05), НТМИ- 6 (10) (пер. № 50058-12), НОЛ (пер. № 49075-12), НОЛП (пер. № 27112-04), VRC2/S1F (пер. № 41267-09), НОЛ.08 (пер. № 3345-09), ЗНОЛ (пер. № 46738-11), VRQ2n/S2 (пер. № 47913-11) классов точности 0,5, 1,0 по ГОСТ 1983-2001;

- счётчиков активной и реактивной электроэнергии типов СЭБ-2А.07 (пер. № 25613-12), СЭБ-2А.08 (пер. № 33137-06), СЭБ-1ТМ.02Д (пер. № 39617-09), СЭБ-1ТМ.02М (пер. № 47041-11), ПСЧ-3АРТ.07Д (пер. № 41136-09), ПСЧ-3АРТ.08(пер. № 41133-09), ПСЧ-3АРТ.09 (пер. № 47122-11), ПСЧ-3ТА.07(пер. № 28336-09), ПСЧ-3ТА.08 (пер. № 48528-11), ПСЧ- 4ТМ.05Д (пер. № 41135-09), ПСЧ-4ТМ.05МД (пер. № 51593-12), ПСЧ-4ТМ.05МК (пер. № 50460-12), СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03М (пер. № 36697-12), Меркурий 200 (пер. № 24410-07), Меркурий 201 (пер. № 24411-12), Меркурий 202 (пер. № 26593-07), Меркурий 203 (пер. № 55299-13), Меркурий 206 (пер. № 46746-11), Меркурий 230 (пер. № 23345-07), Меркурий 231 (пер. № 29144-07), Меркурий 233 (пер. № 34196-10), Меркурий 234 (пер. № 48266-11), СЕ 102 (пер. № 33820-07), СЕ102М (пер. № 46788-11), СЕ 201 (пер. № 34829-13), СЕ301 (пер. № 34048- OS), СЕ303 (пер. № 33446-08), СЕ304 (пер. № 31424-07), СЕ306 (пер. № 40023-08), Альфа А1140 (пер. № 33786-07), Альфа А1700 (пер. № 25416-08), Альфа А1800 (пер. № 31857-11), Альфа АS300 (пер. № 49167-12), Альфа АS1440 (пер. № 48535-11), Гран-Электро СС-101(пер. № 49274-12), Гран-Электро СС-301 (пер. № 52010-12, 23089-12), EPQS (пер. № 25971-06), ГАМА 100 (пер. № 45033-10), КАСКАД 200-МТ (пер. № 47015-11), КАСКАД 310-МТ (пер. № 47331-11), КНЮМ.056 (пер. № 40749-09), КИПП-2 (пер. № 32497-11), КИПП-2М (пер. № 41436-09), ZCF/ZMF ZCF/ZMF серии E350 (пер. № 56089-13), ZMG серии 500 (пер. № 54762-13), ZCX / ZMX серии E450 (пер.№ 53473-13), ZMD и ZFD (пер. № 53319-13), ZMQ и ZFQ серии E850 (пер. № 30830-13), классов точности 0,5S/0,5, 0,5S/1,0, 1,0/1,0, 2,0/2,0;

2) Каналы измерений активной и реактивной мощности, действующего значения напряжения и силы переменного тока, частоты в составе:

Инов.№ подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№	Инов.№ дубл.	Подп. и дата	<p style="text-align: center;">АВЛГ.468711.001 ТУ</p>	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- приборов для измерений показателей качества электрической энергии Ресурс-UF2 (per. № 21621-12), Ресурс-ПКЭ (per. № 32696-12), PM130P Plus (per. № 36128-07), SATEC EM133/EM132/EM131 (per. № 49923-12), ExpertMeter 720 (EM 720) (per. № 39235-13), PM172E, PM175, PM296, EDL175XR (per. № 34868-07), SATEC PM180 (per. № 57414-14), BFM136(per. № 34869-07), SA 300 (per. № 34867-07), Прорыв-Т (per.№ 47312-11), Прорыв-М (per. № 46524-11), Прорыв-КЭ (per. № 26056-11), либо
  - преобразователей измерительных цифровых ПАРМА Т400 (per. № 41584-09), ПАРМА РК1.01 (per. № 29566-05), ПАРМА РК3.02 (per. № 31520-11), ПАРМА РК6.05М (per. № 34279-07), ЭНИП-2 (per. № 56174-14), МИП-02XXX (per. № 47687-12, 55133-13), устройств телемеханики ИТДС (ITDS) HVD3 (per. № 43744-10), НЕВА-ИПЭ (per. № 32282-11), ЭКОМ-ТМ (per. № 35177-12), либо
  - модулей контроля и управления ячейкой RTU3 (per. № 47585-11), либо
  - устройств многоцелевого учета и измерения качества электроэнергии SICAM P850 и SICAM P855 (per. № 54764-13), либо
  - контроллеров измерительных SICAM 1703 (per. № 49150-12), либо
  - устройств релейной защиты, управления и контроля, противоаварийной автоматики цифровые 7SJ80 серии SIPROTEC (per. № 47455-11), а также каналов измерения из состава многофункциональных счетчиков;
- 3) Каналы измерений количества тепловой энергии, массы и массового расхода, объема и объемного расхода, давления и температуры, состоящие из теплосчетчиков-регистраторов ВЗЛЕТ TCP-М (per. № 27011-13), теплосчетчиков ТСМ (per. № 53288-13), TePocc-ТМ (per. №32125-10), ВИС.Т (per. № 20064-10);
- 4) Каналы измерений расхода и количества холодной и горячей воды, состоящие из счетчиков холодной и горячей воды крыльчатые Пульсар (per. № 36935-08) имеющие импульсный выход совместно с счетчиками импульсов-регистраторов «Пульсар» (per. № 25951-10);
- 5) Каналы измерений выходных сигналов датчиков физических параметров в виде силы или напряжения постоянного тока стандартных диапазонов 0-5 мА, 0-20 мА, 4 — 20 мА, 0-10 В;

Второй, *средний*, уровень выполняет функции обработки и передачи измерительной информации. В его состав входят: универсальный промышленный контроллер с необходимыми периферийными устройствами и модулями, выполняющий функции устройства сбора и передачи данных (УСПД), преобразования аналоговых сигналов к цифровому виду и формирования исполнительных команд управления, либо УСПД типов Меркурий 250 (per. № 47895-11), RTU-325 и RTU-325L (per. № 37288-08), RTU327 (per. № 41907-09), либо контроллеры многофункциональных ЭНТЕК (per. № 56706-14), ARIS C30x (per.№ 44737-10, 52608-13); технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура, модем). В качестве передаваемой измерительной информации используется цифровой выходной сигнал (RS-232, RS-485, USB, Ethernet) счетчиков энергоресурсов, либо счетчика импульсов, передача информации ведется с заданной периодичностью, а также может осуществляться по запросу сервера сбора данных.

Возможен вариант построения системы без УСПД с использованием конверторов интерфейсов и канальных шлюзов в зависимости от коммуникационных возможностей используемых счетчиков электроэнергии.

Третий, *верхний*, уровень АИИС «Меркурий-Энергоучёт» располагается в центре сбора и обработки информации и представляет собой информационно-вычислительный комплекс, выполняющий функции:

- автоматизированный сбор и хранение данных по электроэнергии и средней мощности, их визуализация;
- запись с меткой времени мгновенных значений измеряемых параметров;
- автоматическая диагностика состояния средств измерений нижнего и среднего уровня;
- визуализация данных телесигнализации и телеизмерений;

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взаим.инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата	Второй, <i>средний</i> , уровень выполняет функции обработки и передачи измерительной информации. В его состав входят: универсальный промышленный контроллер с необходимыми периферийными устройствами и модулями, выполняющий функции устройства сбора и передачи данных (УСПД), преобразования аналоговых сигналов к цифровому виду и формирования исполнительных команд управления, либо УСПД типов Меркурий 250 (per. № 47895-11), RTU-325 и RTU-325L (per. № 37288-08), RTU327 (per. № 41907-09), либо контроллеры многофункциональных ЭНТЕК (per. № 56706-14), ARIS C30x (per.№ 44737-10, 52608-13); технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура, модем). В качестве передаваемой измерительной информации используется цифровой выходной сигнал (RS-232, RS-485, USB, Ethernet) счетчиков энергоресурсов, либо счетчика импульсов, передача информации ведется с заданной периодичностью, а также может осуществляться по запросу сервера сбора данных.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- формирование сигналов телеуправления;
- подготовка отчетов и передача данных различным пользователям;
- экспорт данных для передачи данных в другие информационные системы.

Верхний уровень системы состоит из технических средств приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура, модемы), сервера со специализированным программным обеспечением и автоматизированных рабочих мест пользователей (АРМ).

Верхний и/или средний уровни могут включать в себя устройства ведения единого времени на основе приемников сигналов точного времени УСВ-2 (рег. № 41681-10), УСВ-3 (рег. № 51644-12), радиосервер точного времени РСТВ-01-01 (рег. № 40586-09), (приемник GPS/ГЛОНАСС, интернет-сервер точного времени, радиочасы) с целью синхронизации всех средств измерений, имеющих встроенные часы. Для этого УСПД либо сервер АИИС «Меркурий-Энергоучёт» настраивается на рассылку команд синхронизации часов на удаленные объекты учета и контроля минимум один раз в сутки.

Информация со счетчиков энергоресурсов поступает на сервер сбора данных через УСПД 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.

п.5.12

## 1.5 Маркировка и упаковка, маркировка упаковок

1.5.1 Маркировка упаковки должна соответствовать ГОСТ Р 52319, ГОСТ 22261 и чертежам предприятия-изготовителя.

п.5.13

1.5.2 Шрифты и знаки, применяемые для маркировки, должны соответствовать ГОСТ 26.020 и чертежам предприятия-изготовителя.

п.5.13

1.5.3 Качество выполнения надписей и обозначений должно обеспечивать их четкое и ясное изображение в течение срока службы АИИС.

п.5.13

1.5.4 Упаковка должна соответствовать ГОСТ 22261, ГОСТ 23170 и документации предприятия-изготовителя.

п.5.13

1.5.5 Маркировка упаковки должна соответствовать ГОСТ 14192.

п.5.13

## 2 Требования безопасности

2.1 АИИС по безопасности должна удовлетворять требованиям ГОСТ Р 52319.

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

					АВЛГ.468711.001 ТУ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		12

### 3 Требование охраны окружающей среды

3.1 АИИС при испытаниях, транспортировании, хранении и эксплуатации не наносит вреда здоровью человека и окружающей среде.

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата	АВЛГ.468711.001 ТУ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

## 4 Правила приёмки

4.1 АИИС должна подвергаться приёмо-сдаточным и периодическим испытаниям.

4.2 Приёмо-сдаточные испытания.

4.2.1 Правила проведения приёмо-сдаточных испытаний по настоящим техническим условиям.

4.2.2 Вид контроля при приёмо-сдаточных испытаниях - сплошной.

4.2.3 Первичную проверку АИИС проводят после установки и монтажа АИИС на объекте и проведения опытной эксплуатации.

4.2.4 На АИИС, принятые заказчиком, в формуляре даётся заключение, свидетельствующее о её приёмке, и ставится печать заказчика.

4.3 Объём и последовательность проведения приёмо-сдаточных и периодических испытаний приведены в таблице 3.

Таблица 3

№	Наименование испытаний (проверок)	Номер пункта ТУ		Необходимость проведения испытаний (проверок) при испытаниях	
		технических требований	методов испытаний	приёмо-сдаточных	периодических
1	Проверка на соответствие требованиям конструкторской документации. Проверка комплектности, маркировки и упаковки	1.1	5.2	+	+
		1.4	5.12	+	+
		1.5	5.13	+	+
2	Проверка состава и технических характеристик ИИК для измерения электроэнергии	1.2.1	5.3	+	+
3	Проверка допускаемой основной относительной погрешности ИИК при измерении электрической активной и реактивной энергии и количества тарифов в счётчиках электрической энергии	1.1.2.1	5.4	+	+
		1.2.1.2			
4	Проверка допускаемой основной относительной погрешности трансформаторов тока	1.2.2	5.5	+	+
5	Проверка допускаемой основной относительной погрешности трансформаторов напряжения	1.2.3	5.6	+	+
6	Проверка допускаемой основной дополнительной относительной погрешности	1.2.4	5.7	+	+

Инд. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инд. № дубл.
Подп. и дата	

					АВЛГ.468711.001 ТУ		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			14



4.4.4 После устранения обнаруженных дефектов АИИС должна вновь подвергаться периодическим испытаниям в полном объёме.

Допускается проводить повторные испытания по тем видам, по которым были получены неудовлетворительные результаты, и по которым испытания не проводились.

4.4.5 При единичных выходах из строя элементов АИИС, используемых в режимах, установленных в стандартах и ТУ на них, вышедшие из строя элементы заменяют аналогичными, испытания проводят по прерванному виду и продолжают по следующим видам испытаний после устранения причин отказа.

При повторных выходах из строя тех же элементов испытания считаются неудовлетворительными.

4.4.6 Результаты периодических испытаний должны быть оформлены в установленном порядке протоколами.

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	АВЛГ.468711.001 ТУ					16

## 5 Методы испытаний

5.1 Все испытания, кроме особо оговоренных, следует проводить в нормальных условиях применения:

- температура окружающего воздуха, °С,  $20 \pm 5$ ;
- относительная влажность окружающего воздуха, %, 30-80;
- атмосферное давление, кПа (мм.рт. ст.), 84-106 (630-795);
- напряжение питающей сети переменного тока частотой ( $50 \pm 0,5$ ) Гц ( $230 \pm 23$ ) В.

Допускается проведение испытаний в условиях, реально существующих в цехе, лаборатории, объекте, и отличающихся от нормальных условий применения на испытываемые изделия, если они не выходят за пределы рабочих условий применения на испытываемые изделия, измерительную аппаратуру и оборудование, применяемые при испытаниях.

5.2 Проверку на соответствие требованиям конструкторской документации (п.1), комплектности (п.1.3), маркировки и маркировки упаковки (п.1.4) необходимо производить сопоставлением с конструкторской документацией как на АИИС, так и на составные части АИИС.

Результаты испытаний считаются положительными, если выполняются требования перечисленных выше пунктов настоящих ТУ, требованиям конструкторской документации.

5.3 Проверка состава и технических характеристик ИК для измерения электроэнергии (п.1.2.1).

5.3.1 Проверка осуществляется методом сопоставления требований п.1.2.1 настоящих ТУ и технических характеристик электросчетчиков и трансформаторов тока, которые приводятся в сопроводительных документах (РЭ, ФО, ПС). При этом в сопроводительной документации обязательно должен быть указан № сертификата соответствия, под которым изделие занесено в Госреестр как средство измерения, отметка о метрологической аттестации (поверке) изделия. Время, прошедшее с даты последней поверки и даты постановки электросчетчика или трансформатора тока в эксплуатацию, не должно превышать половины межповерочного интервала.

Результаты испытаний считаются положительными, если электросчетчики или трансформаторы тока удовлетворяют требованиям п.1.2.1 настоящих ТУ и имеют в сопроводительных документах отметки ОТК предприятия – изготовителя, штамп (клеймо) госповерителя, а время, прошедшее с даты последней поверки и даты постановки счетчика в эксплуатацию, не превышает половины межповерочного интервала.

5.4 Проверка на соответствии п.1.2.1.1

Погрешность счетчиков электрической энергии должна быть в соответствии с ГОСТ Р 52322 для активной энергии для счетчиков класса 1 и 2, ГОСТ Р 52323 для активной энергии для счетчиков класса 0,5S и 0,2S, ГОСТ Р 52425 для реактивной энергии для счетчиков класса 1 и 2, согласно таблиц 4-6.

Инв.№ подл.	Подп. и дата	<p>Результаты испытаний считаются положительными, если выполняются требования перечисленных выше пунктов настоящих ТУ, требованиям конструкторской документации.</p>							
							Лист		
								17	
									АВЛГ.468711.001 ТУ
Инв.№ дубл.	Подп. и дата	<p>Результаты испытаний считаются положительными, если электросчетчики или трансформаторы тока удовлетворяют требованиям п.1.2.1 настоящих ТУ и имеют в сопроводительных документах отметки ОТК предприятия – изготовителя, штамп (клеймо) госповерителя, а время, прошедшее с даты последней поверки и даты постановки счетчика в эксплуатацию, не превышает половины межповерочного интервала.</p>							
							Лист		
								17	
									АВЛГ.468711.001 ТУ
Взам.инв.№	Подп. и дата	<p>5.4 Проверка на соответствии п.1.2.1.1</p> <p>Погрешность счетчиков электрической энергии должна быть в соответствии с ГОСТ Р 52322 для активной энергии для счетчиков класса 1 и 2, ГОСТ Р 52323 для активной энергии для счетчиков класса 0,5S и 0,2S, ГОСТ Р 52425 для реактивной энергии для счетчиков класса 1 и 2, согласно таблиц 4-6.</p>							
							Изм.	Лист	№ докум.
Инв.№ подл.	Подп. и дата	<p>Результаты испытаний считаются положительными, если электросчетчики или трансформаторы тока удовлетворяют требованиям п.1.2.1 настоящих ТУ и имеют в сопроводительных документах отметки ОТК предприятия – изготовителя, штамп (клеймо) госповерителя, а время, прошедшее с даты последней поверки и даты постановки счетчика в эксплуатацию, не превышает половины межповерочного интервала.</p>							
							Изм.	Лист	№ докум.

**Таблица 4 – Пределы допускаемой основной погрешности при измерении активной энергии счетчиками класса точности 0,2S и 0,5S.**

Значение тока	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой основной погрешности, %, для счётчиков класса точности	
		0,2S	0,5S
<i>При симметричной нагрузке</i>			
$0,01I_{НОМ} \leq I < 0,05 I_{НОМ}$	1,00	± 0,4	± 1,0
$0,05I_{НОМ} \leq I \leq I_{МАКС}$		± 0,2	± 0,5
$0,02I_{НОМ} \leq I < 0,10 I_{НОМ}$	0,50 (при индуктивной нагрузке)	± 0,5	± 1,0
$0,10I_{НОМ} \leq I \leq I_{МАКС}$	0,80 (при емкостной нагрузке)	± 0,3	± 0,6
<i>С однофазной нагрузкой</i>			
$0,05I_{НОМ} \leq I \leq I_{МАКС}$	1,00	± 0,3	± 0,6
$0,10I_{НОМ} \leq I \leq I_{МАКС}$	0,50 (при индуктивной нагрузке)	± 0,4	± 1,0

**Таблица 5 - Пределы допускаемой основной погрешности при измерении активной энергии счетчиками класса точности 1,0 и 2,0.**

Значение тока для счётчиков		Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой основной погрешности, %, для счётчиков класса точности	
с непосредственным включением	включаемых через трансформатор		1	2
<i>При симметричной нагрузке</i>				
$0,05 I_6 \leq I < 0,10 I_6$	$0,02I_{НОМ} \leq I < 0,05 I_{НОМ}$	1,00	± 1,5	± 2,5
$0,10I_6 \leq I \leq I_{МАКС}$	$0,05I_{НОМ} \leq I \leq I_{МАКС}$		± 1,0	± 2,0
$0,10I_6 \leq I < 0,20 I_6$	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,10 I_{НОМ}$	0,50 (при индуктивной нагрузке)	± 1,5	± 2,5
		0,80 (при емкостной нагрузке)		
$0,20I_6 \leq I \leq I_{МАКС}$	$0,10I_{НОМ} \leq I \leq I_{МАКС}$	0,50 (при индуктивной нагрузке)	± 1,0	± 2,0
		0,80 (при емкостной нагрузке)		
<i>С однофазной нагрузкой</i>				
$0,10I_6 \leq I < I_{МАКС}$	$0,05I_{НОМ} \leq I \leq I_{МАКС}$	1,00	± 2,0	± 2,0
$0,20I_6 \leq I \leq I_{МАКС}$	$0,10I_{НОМ} \leq I \leq I_{МАКС}$	0,50 (при индуктивной нагрузке)	± 2,0	± 2,0

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	АВЛГ.468711.001 ТУ	Лист
						18



0,5S	1	$\pm 1,5$	$\pm 90'$	$\pm 2,7$ срад		
	5	$\pm 0,75$	$\pm 45'$	$\pm 1,35$ срад		
	20	$\pm 0,5$	$\pm 30'$	$\pm 0,9$ срад		
	100	$\pm 0,5$	$\pm 30'$	$\pm 0,9$ срад		
	120	$\pm 0,5$	$\pm 30'$	$\pm 0,9$ срад		
1	5	$\pm 3,0$	$\pm 180'$	$\pm 5,4$ срад		
	20	$\pm 1,5$	$\pm 90'$	$\pm 2,7$ срад		
	100-120	$\pm 1,0$	$\pm 60'$	$\pm 1,8$ срад		
3	50-120	$\pm 3,0$	Не нормируют			50-100
5		$\pm 5,0$				
10		$\pm 10,0$				

### 5.6 Проверка на соответствие требованиям п.1.2.3.

Погрешность трансформаторов напряжения должна быть в соответствии с ГОСТ 1983 согласно таблицы 8.

**Таблица 8 - Пределы допускаемой основной погрешности**

Класс точности	Предел допускаемой погрешности		
	Напряжения, %	угловой	
0,1	$\pm 0,1$	$\pm 5'$	$\pm 0,15$ срад
0,2	$\pm 0,2$	$\pm 10'$	$\pm 0,3$ срад
0,5	$\pm 0,5$	$\pm 20'$	$\pm 0,6$ срад
1,0	$\pm 1,0$	$\pm 40'$	$\pm 1,2$ срад
3,0	$\pm 3,0$	Не нормируют	
3P	$\pm 3,0$	$\pm 120'$	$\pm 3,5$ срад
6P	$\pm 6,0$	$\pm 240'$	$\pm 7,0$ срад

### 5.7 Определение метрологических характеристик (МХ) ИК электрической энергии ИИС (п.1.2.4).

5.7.1 Для определения метрологических характеристик измерения активной электрической энергии АИИС всем расчетам, предусмотренным методикой поверки, предшествует установление исходных данных для определения погрешностей ИК.

#### 5.7.2 Исходные предположения для вычисления погрешностей.

Погрешности измерительных трансформаторов и электросчетчика относятся к инструментальным погрешностям. Определение метрологических характеристик системы проводят только для ИК, включающего измерительные трансформаторы, счетчики. Линии передачи данных линии связи от счетчиков до концентратора и от концентратора по модему на ПК не влияют на погрешность измерений в силу цифрового характера передачи данных. В этом случае на ПК должен проверяться запрет несанкционированного доступа к измерительной информации, и точность хода часов в ПК, которая влияет на погрешность измерений времени в ИК. Если ПК присоединен к ИК, работает только в режиме индикации и не участвует в процессе измерений, то этот ПК не включают в состав измерительно-вычислительных каналов системы.

Принимаемый закон распределения погрешностей - нормальный.

Факторы, определяющие погрешность, независимы.

Доверительная вероятность определения погрешности равна 0,95.

Погрешности измерительных трансформаторов не коррелированы между собой.

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

					АВЛГ.468711.001 ТУ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		20

Колебания напряжения в сети составляют  $\pm 10\%$  от номинального значения, колебания частоты  $\pm 5\%$  от номинального, изменения фазы тока относительно напряжения происходят от  $\varphi_{\max}$  до  $\varphi_{\min}$ .

Закон распределения влияющих факторов предполагается нормальным, за исключением амплитуды 3-й гармоники, амплитуды вибрации и напряженности переменного магнитного поля, законы распределения которых предполагаются экспоненциальными.

Предполагаются следующие значения математического ожидания факторов, влияющих на погрешность:

- 1) напряжение - номинальное напряжение электросчетчика;
- 2) нагрузка по току симметричная;
- 3) фазовый сдвиг между током и напряжением  $(\varphi_{\max} - \varphi_{\min})/2$ ;
- 4) частота 50 Гц;
- 5) температура окружающей среды 20°C.

5.7.3 Определение метрологических характеристик (МХ) измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности системой

5.7.3.1 Для определения метрологических характеристик измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности системой всем расчетам, предусмотренным методикой поверки, предшествует установление исходных данных для определения погрешностей ИК.

5.7.3.2 Порядок расчета МХ для ИК активной и реактивной энергии.

5.7.3.2.1 Для конкретного ИК устанавливаются значения пределов относительной погрешности счетчиков электрической энергии, трансформаторов тока и напряжения, входящих в состав ИК, а также значения дополнительной погрешности, вызванных воздействием внешних факторов.

5.7.3.2.2 По формулам 1, 2 и 3 вычисляют значение допустимой погрешности измерения активной и реактивной энергии для каждого ИК.

5.7.3.2.3 ИИС считается прошедшей проверку и соответствует требованиям п. 1.2.4, если по результатам расчета пределы допускаемых погрешностей измерения электроэнергии не превышают пределов, указанных в эксплуатационной документации на систему.

5.7.4 Определение пределов допускаемой относительной погрешности по средней мощности для измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности в соответствии с п. 1.2.4.1.

5.7.4.1 Для конкретного ИК устанавливаются значения интервала усреднения, значение допустимой погрешности ИК измерения активной или реактивной энергии полученной расчетным путем по п.5.7.3.2.3, а также значения внутренней константы счетчика электрической энергии.

5.7.4.2 По формуле 4 вычисляют значение допустимой погрешности измерения активной и реактивной мощности, усредненной на заданном интервале времени для каждого ИК.

5.7.4.3 ИИС считается прошедшей проверку и соответствует требованиям п. 1.2.4.1, если по результатам расчета пределы допускаемых погрешностей измерения активной и реактивной мощности, усредненной на заданном интервале времени для каждого ИК не превышает значений, указанных в эксплуатационной документации на систему.

5.8 Проверка ИИС на соответствие требованиям п. 1.2.5.

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

					АВЛГ.468711.001 ТУ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		21

5.8.1 Проверка точности хода внутренних часов УСПД (концентратора) и системы в целом.

5.8.1 Корректировка времени (п.1.2.5.1).

С помощью программного обеспечения установленного на уровне ИВК (центральной ЭВМ или промконтроллере) выполнить задачу корректировки времени в УСПД, счетчиках и других компонентах системы.

Считается, что система выдержала операцию корректировки хода часов, если после корректировки разность текущего времени всех компонентов системы и времени на уровне ИВК (центральной ЭВМ или промконтроллера) составляет не более  $\pm 5$  секунд за сутки.

5.8.2 Определение предела допускаемой абсолютной основной погрешности при измерении текущего времени ИВК «Меркурий-Энергоучёт» (п.1.2.5.2).

Порядок проведения поверки:

5.8.2.1 Собрать схему поверки, согласно Рисунку 1.

5.8.2.2 Подсоединить интерфейсный кабель DB9F-DB9F к разъему RS-232 устройства синхронизации времени (УСВ) и к свободному СОМ разъему ПК ИВК «Меркурий-Энергоучёт».

5.8.2.3 Проверить факт синхронизации УСВ от источника точного времени (на ЖКИ УСВ в режиме индикации текущего значения времени не должен отображаться флаг отсутствия синхронизации по сигналам проверки времени).

5.8.2.4 Для поверки ИВК «Меркурий-Энергоучёт» в комплекте с УСВ поставляется программное обеспечение, которое состоит из программы «Программный модуль УСВ». Для установки данного программного обеспечения следует открыть файл «USVSetup.exe», указать место будущего расположения установленной программы (по умолчанию: «C:\ProgramFiles\S&T\USV») и следовать дальнейшим инструкциям. На последнем шаге установки убрать флаг в поле «Запуск при старте».

5.8.2.5 Запустить программу «Программный модуль УСВ» путем открытия соответствующего ярлыка на «Рабочем столе» операционной системы Windows или из директории, куда она была установлена (по умолчанию: «C:\ProgramFiles\ST\USV»). В открывшемся окне выбрать пункт «Доступ к УСВ».

В поле «Пароль» ввести пароль для обращения к УСВ (по умолчанию: 001234). В поле «Порт» выбрать СОМ порт к которому подключено УСВ.

5.8.2.6 Выбрать пункт «Синхронизация». Убрать флаг в поле «Анализ расхождений».

5.8.2.7 В меню «Действия» выбрать пункт «Применить параметры».

5.8.2.8 В меню «Действия» выбрать пункт «Синхронизировать время с УСВ» и дождаться сообщения об успешной синхронизации времени ПК ИВК «Меркурий-Энергоучёт» с УСВ.

5.8.2.9 Закрывать программу «Программный модуль УСВ».

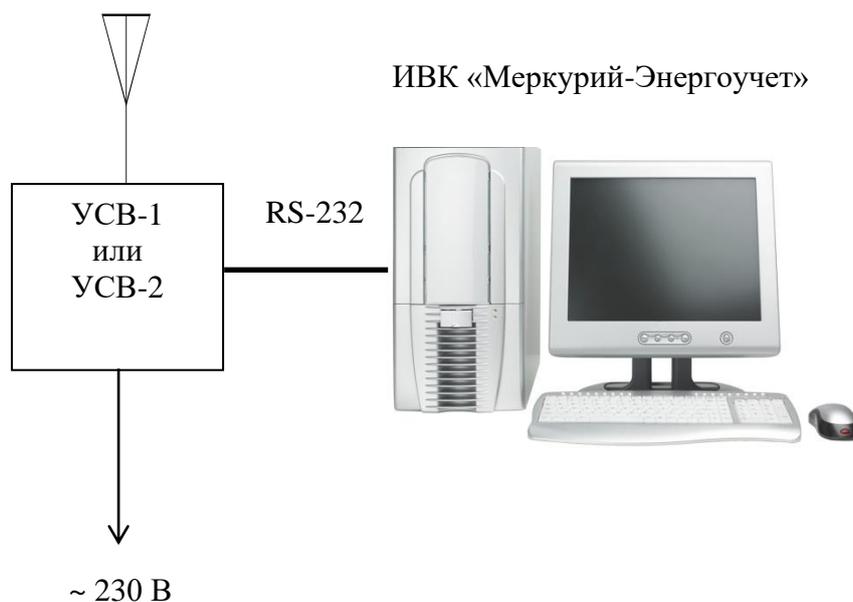
5.8.2.10 Отсоединить интерфейсный кабель DB9F-DB9F от разъема RS-232 устройства синхронизации времени и от СОМ разъема ПК ИВК «Меркурий-Энергоучёт».

5.8.2.11 По истечении 24 часов присоединить интерфейсный кабель DB9F-DB9F к разъему RS-232 устройства синхронизации времени и к СОМ разъему ПК ИВК «Меркурий-Энергоучёт». Открыть программу «Программный модуль УСВ» с Рабочего стола или из директории, куда она была установлена (по умолчанию: «C:\ProgramFiles\ST\USV»).

5.8.2.12 В меню «Действия» выбрать пункт «Прочитать время с УСВ». На экран будет выведено сообщение содержащее информацию о расхождении времени между ПК ИВК «Меркурий-Энергоучёт» и УСВ, которое не должно превышать 3 с (3000 мс). В таком случае результат поверки следует считать удовлетворительным. В ином случае результат поверки считать удовлетворительным нельзя.

Ив.№ подл.	Подп. и дата
Взам.инв.№	Ив.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

					АВЛГ.468711.001 ТУ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		22



**Рисунок 1** – Функциональная схема поверки времени

### 5.8.3 Определение погрешности измерения времени

На монитор оператора ЭВМ уровня ИВК вызывается и распечатывается журнал технического состояния для каждого технического устройства системы, по которому определяется частота и величина коррекции таймеров. Результаты поверки считаются положительными, если погрешность времени счетчиков и УСПД (контроллеров) по отношению к системному времени УСВ по каждому ИК системы не превышает 5 секунд за сутки, рассогласование счетчиками не превышает 10 сек за сутки.

### 5.8.4 Проверка обеспечения АИИС выполняемых функций (п.1.2.5)

5.8.4.1 Проверка АИИС на соответствие обеспечения выполняемых функций производится путем анализа работы прикладного программного обеспечения и ИИС в целом. Для проведения анализа прикладного программного обеспечения используется персональный компьютер (ПК) с операционной системой не ниже Windows XP и установленным ПО «Меркурий-Энергоучет».

5.8.4.2 Подключить ПК к ИИС в соответствии с «Руководством по эксплуатации» АВЛГ.468711.001 РЭ и запустить ПО «Меркурий-Энергоучет».

5.8.4.3 Сконфигурировать ПО для чтения информации о потребленных энергоресурсах в автоматическом режиме, согласно «Руководству по эксплуатации» ПО «Меркурий-Энергоучет».

5.8.4.4 С помощью программы «Меркурий-Энергоучет» сформировать обращение к счетчикам и УСПД (концентратору) по адресам и паролям в указанном сопроводительной документации на них.

5.8.4.5 Дождаться выполнения чтения информации о потребленных энергоресурсах в автоматическом режиме.

По окончании опроса на экране монитора ПК должны появиться значения параметров, потребленных энергоресурсов.

Ив.№ подл.	Подп. и дата
Взам.инв.№	Ив.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	АВЛГ.468711.001 ТУ	Лист
						23

5.8.4.6 Сформировать отчеты о потребленных энергоресурсах и вывести их на бумажный носитель, согласно «Руководству по эксплуатации» на ПО.

5.8.4.7 Проверку АИИС считают положительной, и соответствующей требованиям п.1.2.5, настоящих ТУ, если испытания по п.5.8.1- п.5.8.4 прошли успешно.

5.9 Проверка наличия каналов связи (п.1.2.6).

Проверка наличия каналов связи осуществляется путем сопоставления проектно-сметной документации, в которой должен быть указан конкретный модуль, с реально установленными на объектах.

Результаты считаются положительными, и АИИС соответствует требованиям пп.1.2.6, если на объекте установлены соответствующие преобразователи и модемы, а их технические характеристики, указанные в сопроводительной документации, соответствуют требованиям настоящих ТУ. При этом в сопроводительной документации на используемые модули должна быть отметка ОТК предприятия – изготовителя.

5.10 Проверка требований к программному обеспечению (п.1.2.7).

5.10.1 Проверка по п.1.2.7.1

5.10.1 Подтверждение соответствия ПО

Для проверки подтверждения соответствия ПО необходимо запустить программу «Меркурий-Энергоучёт» в соответствии с руководством по эксплуатации на систему.

5.10.1.3 Запустить программу «Меркурий-Энергоучёт» в соответствии с руководством по эксплуатации на систему.

В любом модуле системы, например в Интеграторе, вызвать окно с информацией о программе в соответствии с рисунком 4.

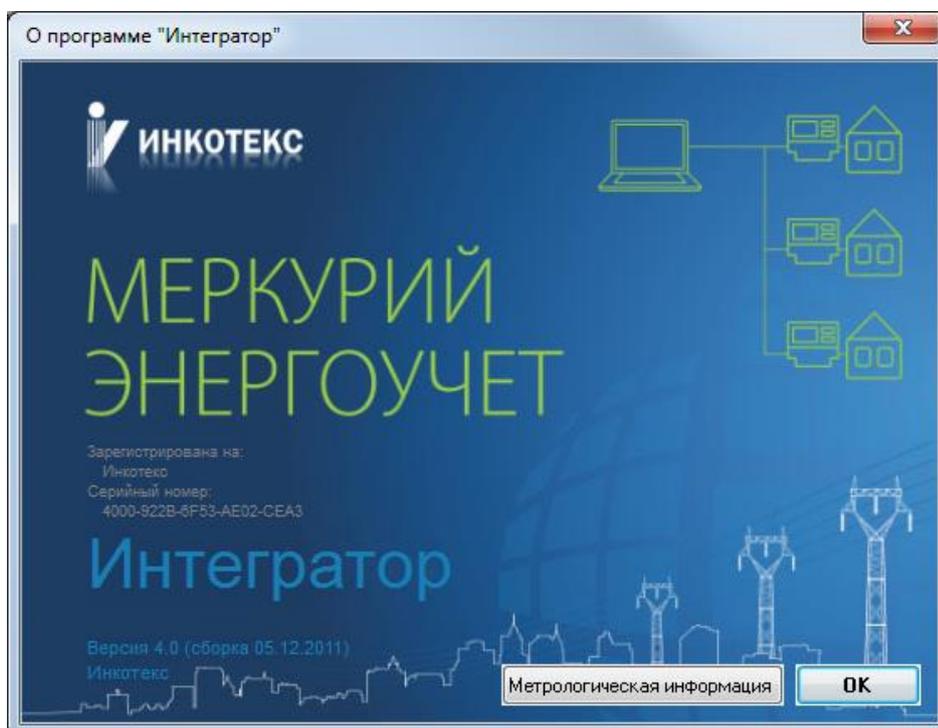


Рисунок 4

5.10.1.4 Нажать кнопку **Метрологическая информация**, появится информационное окноследующего содержания в соответствии с рисунком 5.

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

					АВЛГ.468711.001 ТУ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		24

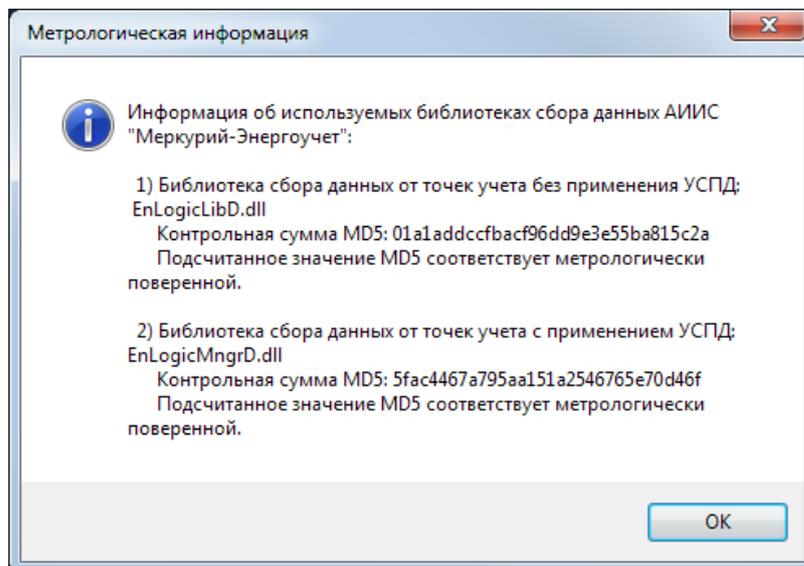


Рисунок 5

**Внимание!** Кнопка *Метрологическая информация* становится доступна только после проведения процедуры регистрации программы (ввода серийного номера). Без регистрации программа работает с демонстрационными ограничениями, и данная кнопка отсутствует на форме о программе.

В случае, если подсчитанные значения контрольных сумм MD5 метрологически значимых библиотек не будут соответствовать определенным значениям, зафиксированным в ПО, то программа выдаст соответствующее предупреждение.

Сравнить идентификационные данные метрологически значимой части ПО «Меркурий-Энергоучёт» с данными в таблице 10.

Таблица 10

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
Пакет программ программного обеспечения АИИС "Меркурий-Энергоучет"	Модуль (динамическая библиотека) дляпроса и сохранения данных от точек учета по прямому протоколу счетчиков (без использования УСПД)	EnLogicLibD.dll	не используется	01a1addccfbacf96dd9e3e55ba815c2a	MD5
	Модуль (динамическая библиотека)	EnLogicMngrD.dll	не используется	5fac4467a795aa151a2546765e70d46f	MD5

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взаим.инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	АВЛГ.468711.001 ТУ	Лист
						25



5.12.2 Среднюю наработку на отказ контролируют одноступенчатым методом без замены и восстановления элементов ИИС. Формирование выборки производится методом случайных чисел по ГОСТ 18321.

Исходные данные для плана испытаний на надёжность:

- приемочное значение средней наработки на отказ  $T_{пр} = 40000$  ч;
- браковочное значение средней наработки на отказ  $T_{бр} = 2250$  ч;
- риск изготовителя - 0,1;
- риск потребителя - 0,1;
- предельная суммарная наработка  $t_{макс.} = 1500$  ч;
- приемочное число отказов,  $C_{пр} = 4$ ;
- продолжительность испытаний - 500 ч;
- количество испытываемых элементов АИИС не менее  $N = 10$ .

Результаты испытаний считаются положительными, если суммарная наработка АИИС достигла значения  $t_{макс}$  при числе отказов, не превышающем предельного допустимого числа отказов  $C_{пр}$ .

Результаты испытаний считаются отрицательными, если число отказов элементов ИИС больше предельного допустимого числа отказов при суммарной наработке  $t$  менее  $t_{макс}$ .

Оперативный контроль средней наработки на отказ и среднего срока службы проводят путём сбора и обработки статистических данных эксплуатирующих организаций.

Результаты испытаний считаются положительными, если точечная оценка среднего срока службы и средней наработки на отказ равна или больше заданных значений.

5.12.3 Средний срок службы контролируют одноступенчатым методом с восстановлением АИИС.

Исходные данные для плана испытаний:

- приемочное значение среднего срока службы  $T_{слпр} = 10$  лет = 87600 ч;
- браковочное значение среднего срока службы  $T_{слбр} = 17520$  ч;
- риск изготовителя - 0,1;
- риск потребителя - 0,1;
- предельная суммарная наработка  $t_{макс.} = 43800$  ч;
- приемочное число предельных состояний  $r_{пр} = 3$ ;
- продолжительность испытаний  $t_{и} = 1$  год = 8760 ч;
- количество испытываемых элементов ИИС не менее  $N = 30$ .

Критерий предельного состояния АИИС - восстановление АИИС требует капитального ремонта (полного замены 90% элементов АИИС).

Результаты испытаний считаются положительными, если суммарная наработка достигла  $t_{макс}$  при числе предельных состояний не превышающих предельно допустимого числа  $r_{пр} = 3$ .

Инд. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инд. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	АВЛГ.468711.001 ТУ	Лист
						27

Оперативный контроль среднего срока службы проводят путём сбора и обработки статистических данных эксплуатирующих организаций. Оценку проводят по методу одноступенчатого контроля при ограниченной продолжительности наработки. Точечную оценку показателя  $T_{сл}$  определяют по формуле:

$$T_{слэ} = t_э / r_{эпр},$$

где  $t_э$  - суммарная наработка АИИС, находящихся в эксплуатации, по которым производится оценка среднего срока службы;

$r_{эпр}$  - количество предельных состояний, полученное при эксплуатации ИИС.

При оценке доверительных границ показателя  $T_{сл}$  применяют формулы:

$$T_{слэ} = 2t_э / X1^2;$$

$$T_{слн} = 2t_э / X2^2,$$

где  $X1, X2$  - значения функции распределения.

При  $r_{эпр} = 0$  определяют только  $T_{слн}$ .

Результаты испытаний АИИС считаются положительными, если точечная оценка среднего срока службы равна или больше заданных значений.

5.12.4 Контрольные испытания на установленную безотказную наработку  $T_y$  проводят один раз в год. Выборка формируется из 20 элементов АИИС, прошедших приёмочные испытания, и производится методом случайных чисел по ГОСТ 18321. Однотипные элементы АИИС должна быть однородными по схемно-конструктивным особенностям. Установленную безотказную наработку контролируют одноступенчатым методом при приёмочном числе отказов, равным 0.

5.12.5 Установленный срок службы и продолжительность непрерывной работы проверяют путём сбора и обработки данных о времени эксплуатации АИИС у потребителей.

5.13 Проверку оставшегося срока сохраняемости (срока службы) элементов ИИС (п.1.3.2) проводят путём проверки даты их выпуска согласно маркировке и данным, указанным в паспортах (аттестатах).

Результаты проверки считают удовлетворительными, если оставшийся срок сохраняемости (срок службы) элементов АИИС с вероятностью  $g = 95\%$  не менее срока сохраняемости (срока службы) АИИС.

Инд. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инд. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	АВЛГ.468711.001 ТУ	Лист
						28

## 6 Транспортирование и хранение

6.1 Требования по транспортированию и хранению распространяются на элементы ИИС.

6.2 Условия транспортирования элементов АИИС должны соответствовать требованиям ГОСТ, ГОСТ 15150 и правилам и нормам, действующим на каждом виде транспорта, что должно быть отмечено в сопроводительной документации (РЭ, ФО, ПС) на каждый элемент ИИС.

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата	АВЛГ.468711.001 ТУ					Лист
										29
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						



## 8 Гарантии изготовителя

8.1 Предприятие-изготовитель гарантирует соответствие АИИС требованиям настоящих ТУ при соблюдении потребителем условий эксплуатации, транспортирования, хранения, монтажа.

8.2 Гарантийный срок эксплуатации АИИС - 12 месяцев со дня ввода ее в эксплуатацию, но не более 18 месяцев со дня пуска АИИС в опытную эксплуатацию предприятием - изготовителем.

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата	АВЛГ.468711.001 ТУ					Лист
										31
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

**Таблица А.1 - Перечень документов, на которые даны ссылки в настоящих ТУ**

№	Обозначение документа	Наименование документа
1	ГОСТ 2.601-95	ЕСКД. Эксплуатационные документы
2	ГОСТ 21552-84	Средства вычислительной техники. Общие технические требования, правила приемки, методы испытаний, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение
3	ГОСТ Р 52931 - 2007	Изделия ГСП. Общие технические условия
4	ГОСТ Р 51322-2005	Статические счётчики ватт-часов активной энергии переменного тока (Классы точности 1 и 2).
5	ГОСТ Р 51323-2005	Статические счётчики ватт-часов активной энергии переменного тока (Классы точности 0,2S и 0,5S).
6	ГОСТ Р 51425-2005	Статические счётчики ватт-часов реактивной энергии переменного тока (Классы точности 1 и 2).
8	ГОСТ 27.410-87	Надёжность в технике. Методы контроля показателей надёжности и планы
9	ГОСТ Р 52319-2005	Безопасность электрических контрольно-измерительных приборов и лабораторного оборудования.
10	ГОСТ 14192-77	Маркировка грузов.
11	ГОСТ 22261-94	Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
12	ГОСТ 28207-89	Основные методы испытаний на воздействие внешних факторов. Часть 2 Испытания. Испытания Ка: Соляной туман
13	ГОСТ 23217-78	Приборы электроизмерительные аналоговые с непосредственным отсчётом. Наносимые условные обозначения.
14	ГОСТ 15150-69	Машины, приборы и другие технические изделия, условия эксплуатации, хранения и транспортирования.
15	ГОСТ 28213-89	Основные методы испытаний на воздействие внешних факторов. Часть 2 Испытания. Испытания Еа: Одиночный удар.

Инд. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инд. № дубл.	
Подп. и дата	

					АВЛГ.468711.001 ТУ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		32

