

ООО «НПК «Инкотекс»
105484 г. Москва, ул. 16-я Парковая, д.26
742-01-19 тел./факс
468-74-34 тел./факс

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

«Меркурий-Энергоучёт»

№ _____

Руководство по эксплуатации

АВЛГ.468711.001 РЭ

2012

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

Содержание

	Стр.
1 Требования безопасности.....	3
2 Описание системы и принципа её работы	3
3 Подготовка к работе	11
4 Средства измерений, инструменты и принадлежности.....	12
5 Порядок работы.....	13
6 Поверка системы.....	27
7 Техническое обслуживание.....	27
8 Текущий ремонт.....	28
9 Хранение.....	28
10 Транспортирование.....	28
11 Тара и упаковка.....	28
12 Маркирование и пломбирование.....	29

Подп. и дата		Инв.№ дубл.		Взам. инв.№		Подп. и дата		АВЛГ.468711.001 РЭ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Система Автоматизированная Информационно-Измерительная Учёта Энергоресурсов «Меркурий-Энергоучёт» Руководство по эксплуатации			Лит.	Лист	Листов
Разраб.								2	19	
Пров.										
Н.контр.										
Утв.										

Настоящее руководство по эксплуатации (далее РЭ) распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную учета энергоресурсов «Меркурий-Энергоучёт» (далее система) и используется для обеспечения полного использования её технических возможностей, правильной эксплуатации и технического обслуживания.

При изучении, эксплуатации и техническом обслуживании системы необходимо дополнительно руководствоваться формуляром АВЛГ.468711.001 ФО и эксплуатационной документацией на все её компоненты.

Работы по техническому обслуживанию и ремонту системы должны проводить специалисты, прошедшие специальную подготовку и имеющие удостоверение на право технического обслуживания и ремонта системы и её отдельных компонентов.

1 Требования безопасности

1.1 Перед эксплуатацией необходимо внимательно ознакомиться с эксплуатационной документацией на систему и её компоненты.

1.2 К работам по монтажу, техническому обслуживанию и ремонту системы и её компонентов допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III для электроустановок до 1000 В.

1.3 Все работы, связанные с монтажом системы, должны производиться при отключенной сети.

1.4 При проведении работ по монтажу и обслуживанию системы должны быть соблюдены требования ГОСТ 12.2.007.0 и «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», утвержденные Главгосэнергонадзором.

1.5 Система соответствует требованиям безопасности согласно ГОСТ Р 52319.

2 Описание системы и принципа её работы

2.1 Назначение системы

2.1.1 Система, изготавливаемая для нужд народного хозяйства, предназначена для измерения электрической энергии и мощности, измерения сигналов от датчиков физических параметров, коммерческого и технического учета энергоресурсов, автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергопотреблении.

АИИС «Меркурий-Энергоучет» предназначена для создания многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем (АИИС) комплексного учета энергоносителей, в частности систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ).

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

АИИС «Меркурий-Энергоучет» проектируется для конкретных объектов и применяется как законченная система непосредственно на объекте эксплуатации. АИИС «Меркурий-Энергоучет» может включать в себя все или некоторые компоненты из перечисленных в

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	АВЛГ.468711.001 РЭ	Лист
						3

разделе «Комплектность». В систему может входить несколько компонентов одного наименования.

Конкретный состав и конфигурация системы определяется проектной и эксплуатационной документацией непосредственно на объекте.

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).

УСПД предназначены для сбора, накопления, обработки, хранения и отображение первичных данных об энергопотреблении и мощности со счетчиков, формирования исполнительных команд управления, а также для передачи накопленных данных по каналам связи на 3 уровень информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

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.

ИВК предназначен для:

- автоматизированного сбора и хранения результатов измерений и их визуализации;
- автоматической диагностики состояния средств измерений;
- формирование сигналов телеуправления;
- подготовки отчетов и передачи их различным пользователям.
- экспорт данных для передачи в другие информационные системы.

АИИС «Меркурий-Энергоучет» выполняет следующие основные функции:

- измерение электроэнергии и мощности на заданных интервалах времени (1, 3, 5, 15, 30, 60 минут), в зависимости от поддерживаемых применяемыми в системе электросчетчиками интервалов времени;

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

					АВЛГ.468711.001 РЭ		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			4

- периодический и/или по запросу сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета;
- периодический и/или по запросу сбор различных параметров энергоресурсов;
- периодический и/или по запросу сбор регистраторов состояния средств и объектов измерения;
- ведение системы единого времени в АИИС (измерение времени, синхронизация времени, коррекция времени);
- хранение данных об измеренных величинах в стандартной базе данных с настраиваемой глубиной хранения;
- обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей;
- подготовка данных в различных форматах для передачи их внешним организациям (пользователям информации);
- прием данных в различных форматах от внешних организаций (поставщиков информации);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (использование аппаратных блокировок, паролей, электронно-цифровой подписи);
- конфигурирование и настройка параметров АИИС;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств ИИС.

Полный перечень функций определяется типами применяемых измерительных устройств и УСПД, и приводится в проектной документации на систему.

Информационный обмен в АИИС возможен по следующим протоколам передачи данных:

- ТСР/ІР;
- протокол «Меркурий-Энергоучет» (разработка ООО «НПК Инкотекс»);
- протоколы устройств, указанных в разделе «Комплектность».

Система предназначена для использования в непрерывном круглосуточном режиме.

2.1.2 Обозначение системы при её заказе: «Система информационно-измерительная контроля и учета энергопотребления «Меркурий-Энергоучёт» АВЛГ.468711.001 ТУ».

2.1.3 Сведения о сертификации системы приведены в АВЛГ.468711.001 ФО (Сведения о сертификации компонентов системы приведены в соответствующих документах на них (паспорте или формуляре)).

2.2 Условия окружающей среды

2.2.1 Компоненты системы, за исключением персонального компьютера, устанавливаются в закрытых помещениях, в том числе и в не отапливаемых.

2.2.2 Система при испытаниях, транспортировании, хранении и эксплуатации не наносит вреда окружающей среде, здоровью человека.

2.3 Состав комплекта системы

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата	АВЛГ.468711.001 РЭ					Лист
										5
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

2.3.1 АИИС «Меркурий-Энергоучёт» представляет собой иерархическую многоуровневую многофункциональную распределенную автоматизированную систему, конфигурация которой определяется конкретным проектом.

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-ЗАРТ.07Д (пер. № 41136-09), ПСЧ-ЗАРТ.08 (пер. № 41133-09), ПСЧ-ЗАРТ.09 (пер. № 47122-11), ПСЧ-ЗТА.07 (пер. № 28336-09), ПСЧ-ЗТА.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. № 34048-08), 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), ЕРQS (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 Е350 (пер. № 56089-13), ZMG серии 500 (пер. № 54762-13), ZCX / ZMX серии Е450 (пер. № 53473-13), ZMD и ZFD (пер. № 53319-13), ZMQ и ZFQ серии Е850 (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:

- приборов для измерений показателей качества электрической энергии Ресурс-UF2 (пер. № 21621-12), Ресурс-ПКЭ (пер. № 32696-12), РМ130Р Plus (пер. № 36128-07), SATEC EM133/EM132/EM131 (пер. № 49923-12), ExpertMeter 720 (EM 720) (пер. № 39235-13), РМ172Е,

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

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 ТСП-М (per. № 27011-13), теплосчетчиков ТСМ (per. № 53288-13), ТеРосс-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. № 2595110);

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 конвертеров 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;
- 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

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

					АВЛГ.468711.001 РЭ		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			7

$\delta_{c.o}$ - 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 δ_n принимается согласно значениям потерь напряжения в линии от ТН к счетчику и имеют следующие значения:

- для ТН класса точности 1,0 принять $\delta_n=0,5\%$;
- для ТН класса точности 0,5 и точнее $\delta_n=0,25\%$.

Так же возможно получение значений 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 4:

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

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

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

В формулах приведены следующие обозначения:

- θ_I - угловая погрешность ТТ по ГОСТ 7746, мин
- θ_U - угловая погрешность ТН по ГОСТ 1983, мин
- $\cos \varphi$ - коэффициент мощности для активной электроэнергии
- $\sin \varphi$ - коэффициент мощности для реактивной электроэнергии

2.4.4.1 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:

$$\delta_p = \pm 1,1 \sqrt{\left(\frac{\delta_s}{1,1}\right)^2 + \left(\frac{60K_E}{P \cdot T} \cdot 100\%\right)^2} \quad (4)$$

где

δ_p - пределы допускаемой относительной погрешности по мощности, %;

δ_s - пределы допускаемых значений относительной погрешности при измерении электрической энергии, %;

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Инв.№ подл.	Взаим. инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата

T – интервал усреднения мощности, выраженный в минутах;

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

2.4.4.2 Пределы допускаемой дополнительной погрешности по 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 Δt – величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчике (в секундах);

T – интервал усреднения мощности в минутах.

2.4.5 Система обеспечивает 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 ИИС 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.

2.4.5.1 Система обеспечивает автоматическую синхронизацию системного времени в счетчиках, концентраторах и персональном компьютере (ПК) с помощью GPS-приёмника УСВ-1 или УСВ-2, подключенного к ПК.

2.4.5.2 Пределы допускаемой абсолютной погрешности изменения времени счётчиков и ПК, входящим в состав комплекса, не более ± 5 секунд в сутки.

2.4.5.3 Максимальное рассогласование времени между всеми счетчиками и ПК из состава комплекса не более ± 5 секунд в сутки.

2.4.6 Каналы передачи информации

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

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

2.4.6.2 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.

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

- по каналам GSM-связи-GSM-терминал MC-35i,
- по цифровому интерфейсу(витая пара), преобразователи RS-485/RS-232(USB)
- Ethernet - TC/IP

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взаим. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	АВЛГ.468711.001 РЭ					Лист
										10
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

2.4.7 Программное обеспечение

2.4.7.1 Программа обеспечивает считывание и расчет идентификационных данных метрологически значимой части ПО, её название и её версию.

2.4.7.2 Программное обеспечение выполняет следующие функции:

- конфигурирование ИИС;
- отображение на экране монитора текущей информации о потребленных энергоресурсах по каждой точке учета;
- отображение на экране монитора информации об потребленных энергоресурсах за установленный период по каждой точке учета;
- осуществляет автоматическую или ручную коррекцию времени в концентраторе и счетчиках электрической энергии, имеющих внутренний тарификатор,
- формирует отчеты в стандартных форматах (xls., txt.), а также в форматах согласованных с заказчиком.

2.4.7.3 Метрологическая часть программного обеспечения защищена от несанкционированного или внешнего воздействия.

2.4.8 Климатические условия, предъявляемые к ИИС, 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((630-800) мм рт.ст.)
Атмосферное давление в условиях транспортирования и хранения	

2.4.9 Средняя наработка на отказ не менее 90 000 часов.

2.4.10 Полный средний срок службы ИИС не менее 10 лет.

2.4.11 Продолжительность непрерывной работы – круглосуточно.

ИИС обеспечивает продолжительность непрерывной работы в течение срока службы.

2.5 Устройство и работа системы

2.5.1 Функциональная схема системы приведена на рисунке 1.

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

					АВЛГ.468711.001 РЭ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		11

2.5.2 ИИС «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:

2) 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:

3) Основные компоненты:

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

4) Вспомогательные компоненты:

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

УСПД предназначены для сбора, накопления, обработки, хранения и отображение первичных данных об энергопотреблении и мощности со счетчиков, формирования исполнительных команд управления, а также для передачи накопленных данных по каналам связи на 3 уровень информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

Третий уровень включает в себя ИВК.

В состав ИВК входят:

5) Основные компоненты:

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

6) 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.

ИВК предназначен для:

- автоматизированного сбора и хранения результатов измерений и их визуализации;
- автоматической диагностики состояния средств измерений;
- формирование сигналов телеуправления;
- подготовки отчетов и передачи их различным пользователям.
- экспорт данных для передачи в другие информационные системы.

ИИС «Меркурий-Энергоучет» выполняет следующие основные функции:

- измерение электроэнергии и мощности на заданных интервалах времени (1, 3, 5, 15, 30, 60 минут), в зависимости от поддерживаемых применяемыми в системе электросчетчиками интервалов времени;
- периодический и/или по запросу сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета;
- периодический и/или по запросу сбор различных параметров энергоресурсов;
- периодический и/или по запросу сбор регистраторов состояния средств и объектов измерения;

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата	<p style="text-align: center;">АВЛГ.468711.001 РЭ</p>					Лист
										12
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

- ведение системы единого времени в ИИС (измерение времени, синхронизация времени, коррекция времени);
- хранение данных об измеренных величинах в стандартной базе данных с настраиваемой глубиной хранения;
- обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей;
- подготовка данных в различных форматах для передачи их внешним организациям (пользователям информации);
- прием данных в различных форматах от внешних организаций (поставщиков информации);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (использование аппаратных блокировок, паролей, электронно-цифровой подписи);
- конфигурирование и настройка параметров ИИС;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств ИИС.

Полный перечень функций определяется типами применяемых измерительных устройств и УСПД, и приводится в проектной документации на систему.

Информационный обмен в ИИС возможен по следующим протоколам передачи данных:

- ТСР/Р;
- протокол «Меркурий-Энергоучет» (разработка ООО «НПК Инкотекс»);
- протоколы устройств, указанных в разделе «Комплектность».

ИИК для измерения активной электрической энергии построен на базе электросчетчиков типа ПСЧ-3ТА.07, ПСЧ-4ТМ.05М, СЭБ-1ТМ.02, СЭБ-2А.05, СЭБ-2А.07, СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03М, Меркурий 200, Меркурий 201, Меркурий 202, Меркурий 203, Меркурий 206, Меркурий 230, Меркурий 231, Меркурий 233, Меркурий 234, Меркурий 236, имеющих цифровой интерфейс RS-485 или CAN или встроенный модем передачи информации по силовой сети 230/380 В (PLC-модем), при необходимости с внешними измерительными трансформаторами тока.

2.5.3 Сбор информации по силовой сети 230/380 В от измерительных каналов осуществляется устройством сбора информации по низковольтным электрическим сетям Меркурий-225 или комплексом аппаратно-программным для учета электроэнергии Меркурий 250, выполняющих роль устройства сбора и передачи данных (УСПД). УСПД предназначен для сбора, хранения и передачи учетной информации, поступающей от электросчетчиков. УСПД периодически получает информацию от счетчиков и привязывает полученные данные к реальному времени благодаря наличию внутренних часов. При этом УСПД осуществляет синхронизацию по времени всех счетчиков.

Сбор информации по витой паре или GSM каналам осуществляется устройством сбора и передачи данных УСПД ЭНТЕК.

2.5.4 Передача данных от УСПД на устройство первичной обработки осуществляется либо по витой паре либо через среду передачи: сетям GSM с помощью GSM-модуля передачи данных и/или GSM-шлюза «Меркурий-228»

2.5.5 В качестве устройства первичной обработки информации используется персональный компьютер

(ПК), установленный на диспетчерском пункте с модулем передачи данных по GSM-каналу или преобразователя интерфейса USB-CAN/RS-232/RS-485 («Меркурий 221») и программным обеспечением (ПО) «Меркурий-Энергоучет» или «Астра-Электроучет» с графическим интерфейсом и диалогами на русском языке.

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

2.5.6 Канал связи совместно со специальными устройствами связи не вносит дополнительных погрешностей в измеренные величины электроэнергии, которые передаются от счетчиков в ПК. Длина линии связи и скорость передачи данных влияют только на точность синхронизации таймера концентратора и ПК, так как передача сигналов синхронизации по времени в основном поступает автоматически с ПК, установленного в диспетчерском пункте (исключая случаи ручной коррекции времени в счетчиках). Величина запаздывания отсчета времени в концентраторе будет обратно пропорциональна скорости передачи данных по каналу связи.

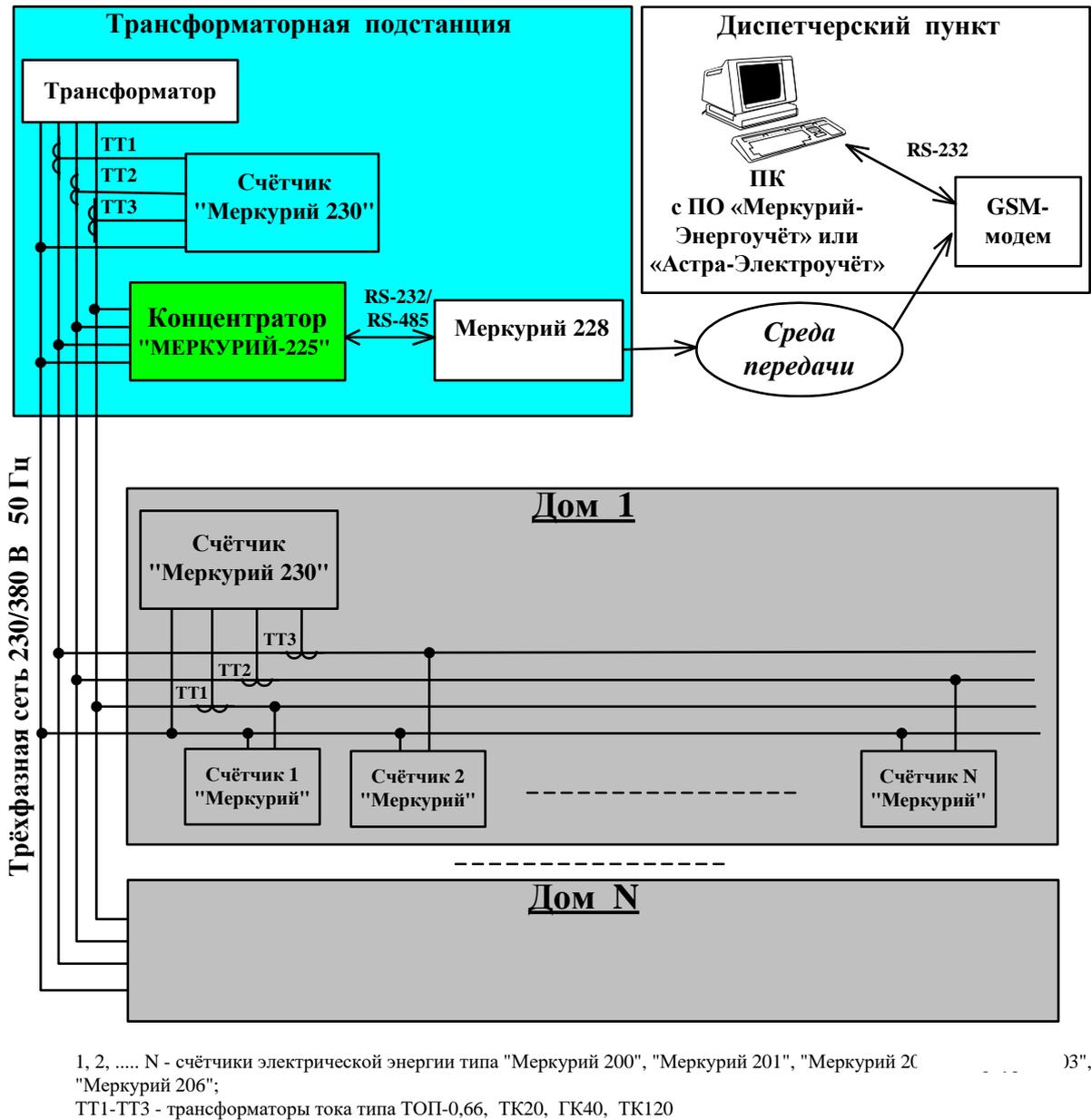


Рисунок 1 – Схема функционирования системы

Инв.№ подл.	Подп. и дата
Взаим.инв.№	Инв.№ дубл.
Подп. и дата	
Изм.	Лист
№ докум.	Подп.
Дата	

3 Подготовка к работе

3.1 Эксплуатационные ограничения

3.1.1 Максимальное расстояние от концентратора Меркурий 225.11 до счетчиков со встроенными PLCI- модемами не более 1000 м (рекомендуемое)

3.1.2 Максимальное расстояние от УСПД с последовательными интерфейсами (CAN, RS-485/422) до счетчиков более 300 м (рекомендуемое).

3.1.3 Напряжение, подводимые к концентратору или УСПД, а также к параллельной цепи электросчётчиков, не должно превышать значения 20% от номинального значения, указанного в сопроводительной документации.

3.2 Порядок установки

3.2.1 К работам по монтажу системы допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III для электроустановок до 1000 В.

3.2.2 Извлечь все компоненты системы из транспортной упаковки и произвести внешний осмотр.

3.2.3 Убедиться в отсутствии видимых повреждений корпуса и защитной крышки контактной колодки всех компонентов системы.

3.2.4 Проверить наличие и сохранность пломб всех компонентов системы.

3.2.5 Установить в счетчиках со встроенными PLCI- модемами индивидуальные адресные номера в системе.

Примечание: Программирование счетчиков (присвоение номеров в сети) должно осуществляться по методике, указанной в руководстве по эксплуатации на соответствующий программатор.

3.2.6 Установить все компоненты системы на место эксплуатации.

ВНИМАНИЕ! Подключения цепей напряжений и тока счетчиков электрической энергии и адаптеров производить при обесточенной сети!

3.2.7 Произвести монтаж оборудования в соответствии с проектно-сметной документацией на объект.

3.2.8 Подать сетевое напряжение и убедиться, что все элементы системы функционирует нормально. После этого произвести контрольный сбор показаний по нескольким точкам учёта.

3.2.9 Сделать отметку в формуляре о дате установки и дате ввода в эксплуатацию.

3.2.4 В соответствии с методикой поверки АВЛГ.468711.001ИЗ произвести первичную поверку системы.

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	АВЛГ.468711.001 РЭ	Лист
											15

ментные работы, осуществляет координацию действий других специалистов во время проведения работ по модернизации, восстановлению системы;

2) диспетчер ИИС – производит обработку поступающих данных, при необходимости осуществляет ручной сбор данных. Осуществляет контроль за автоматическим формированием отчетов и наблюдает за отправкой отчетов, в случае неудачной автоматической отправки отчетов, формирует и отправляет отчеты вручную, сообщает администратору о возникающих в процессе работы сбоях системы;

3) дежурный на подстанции (энергообъекте) – осуществляет периодический осмотр технических средств ИИС, обеспечивает работы с техническими средствами ИИС в помещении подстанции;

4) специалисты обслуживающей организации – выполняют техническое обслуживание и модернизацию системы.

Оператор ИИС должен владеть навыками работы на персональном компьютере на уровне пользователя, пройти обучение работе с прикладным программным обеспечением «Меркурий Энергоучет» или «Астра-Электроучет».

Администратор ИИС должен обладать знаниями администратора операционной системы и администратора ПО «Меркурий Энергоучет» или «Астра-Электроучет», а также иметь навыки работы с оборудованием ИИС (запуск, конфигурирование, диагностика неисправностей).

Дежурный на подстанции (энергообъекте) должен знать методы визуальной диагностики оборудования, установленного на панелях либо в шкафах учета.

5.2. Порядок проверки знаний персонала и допуска его к работе.

Персонал, задействованный при эксплуатации АИИС, кроме дежурного персонала, должен пройти обучение у производителя основных компонентов АИИС. Перед началом опытной эксплуатации необходимо провести проверку знаний персонала в объеме руководств пользователя и оператора компонентов АИИС.

В процессе эксплуатации АИИС следует проводить периодическую проверку знаний персонала. Периодичность проверки следует установить – 1 раз в квартал.

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	АВЛГ.468711.001 РЭ					Лист
										17
										Изм.

6 Поверка системы

6.1 Система подлежит государственному метрологическому контролю и надзору.

6.2 Поверка системы осуществляется органами Государственной метрологической службы или аккредитованными метрологическими службами юридических лиц.

6.3 Поверка системы производится в соответствии с методикой поверки АВЛГ.468711.001 ИЗ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС».

6.4 Периодичность поверки один раз в 8 лет.

7 Техническое обслуживание

7.1 К работам по техническому обслуживанию системы допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III для электроустановок до 1000 В.

7.2 Перечень работ по техническому обслуживанию системы и периодичность технического обслуживания приведены в таблице 4.

Таблица 4

Перечень работ по техническому обслуживанию	Периодичность
Удаление пыли с корпуса и лицевой панели всех компонентов системы	*
Проверка надёжности подключения силовых цепей всех компонентов системы	*
* в соответствии с графиком планово-предупредительных работ эксплуатирующей организации.	

7.2.1 Удаление пыли с поверхностей всех компонентов системы производится чистой, мягкой обтирочной ветошью.

7.2.2 Для проверки надёжности подключения силовых цепей всех компонентов системы необходимо:

- снять пломбу защитной крышки контактной колодки и снять защитную крышку;
- удалить пыль с контактной колодки с помощью кисточки;
- подтянуть винты контактной колодки крепления проводов силовых и интерфейсных цепей;
- установить защитную крышку контактной колодки, зафиксировать защелками и опломбировать.

ВНИМАНИЕ! Работы проводить при обесточенной сети!

7.3 По окончании технического обслуживания сделать отметку в формуляре.

8 Текущий ремонт

8.1 Текущий ремонт осуществляется предприятием-изготовителем или юридическими и физическими лицами, имеющими лицензию на проведение ремонта системы.

8.2 Ремонт проводится в соответствии с руководством по среднему ремонту АВЛГ.468711.001 РС.

8.2 После проведения ремонта система подлежит поверке.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Инв.№ подл.	Взам. инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата
------	------	----------	-------	------	-------------	-------------	-------------	--------------

					АВЛГ.468711.001 РЭ		Лист
							18

