

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) ООО «Уральские локомотивы»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) ООО «Уральские локомотивы» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, а также автоматического сбора, накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации, формирования отчетных документов.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, пломб и т.д.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы точек измерений электроэнергии (ИИК ТИ), предназначенные для измерения и учета электрической энергии и мощности и построенные на базе следующих средств измерений, внесенных в Государственный реестр средств измерений:

- измерительных трансформаторов тока (ТТ) по ГОСТ 7746: ТОЛ-10, номер по Госреестру 7069-79, ТОЛ-10-І, номер по Госреестру 47959-11, ТПЛМ-10, номер по Госреестру 2363-68, ТПЛ-10, номер по Госреестру 1276-59;

- измерительных трансформаторов напряжения (ТН) по ГОСТ 1983: ЗНОЛ.06, номер по Госреестру 3344-04, НТМИ-10-66, номер по Госреестру 831-69, ЗНОЛП, номер по Госреестру 23544-07;

- счетчиков электрической энергии: СЭТ-4ТМ.02, номер по Госреестру 20175-01, СЭТ-4ТМ.03М, номер по Госреестру 36697-12, СЭТ-4ТМ.03 номер по Госреестру 27524-04, ПСЧ-4ТМ.05М, номер по Госреестру 36355-07.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий:

– компьютер в серверном исполнении (сервер баз данных), подключенный к сети Интернет для приема сигналов точного времени, и компьютер автоматизированного рабочего места (АРМ);

– специализированное программное обеспечение (СПО) «Информационно-вычислительный комплекс «ЭлекомИнформ»;

– технические средства для организации локальной вычислительной сети, разграничения прав доступа к информации, приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

Первый уровень АИИС КУЭ обеспечивает автоматическое проведение измерений в точках измерений. Измерительные трансформаторы тока и напряжения АИИС КУЭ преобразуют входные токи и напряжения в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы соответствующего электронного счетчика электрической энергии. Счетчик электрической энергии с заданной периодичностью измеряет входные значения токов и напряжений и использует полученные значения для расчета средней за период активной и полной мощности. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Полученные результаты интегрируются на получасовых интервалах и сохраняются во внутреннем формате в памяти счетчика с привязкой к текущему времени (профили мощности).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на ИВК, который выполняет следующие функции:

– автоматический сбор, обработку, включая умножение первичных данных на коэффициенты трансформации, накопление, хранение и отображение результатов измерений;

– автоматическую диагностику состояния средств измерений;

– аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;

– контроль достоверности результатов измерений;

– замещение отсутствующей измерительной информации;

– формирование архива измеренных величин;

– формирование архива технической и диагностической информации;

– доступ к коммерческой информации;

– доступ к технологической и диагностической информации;

– формирование сальдо по электропотреблению;

- контроль за состоянием программно-технических средств АИИС КУЭ;
- оформление отчетных документов, отображение полученных данных на дисплее компьютера и вывод на печать;
- периодическую синхронизацию времени в сервере и в обслуживаемых счетчиках электроэнергии.

Среднюю активную/реактивную электрическую мощность и приращение активной/реактивной электрической энергии на интервале времени усреднения 30 минут для каждого ИИК ТИ вычисляют на уровне ИВК путем умножения данных профиля мощности счетчика этого ИИК ТИ за рассматриваемый получасовой интервал на соответствующие коэффициенты трансформации.

В качестве сервера баз данных используется IBM PC совместимый компьютер стандартной комплектации, оснащенный СПО «Информационно-вычислительный комплекс «ЭлекомИнформ», включающий следующие приложения:

- Сервер сбора данных;
- Модуль администрирования;
- Модуль анализа;
- Служба резервного копирования.

*Сервер сбора данных* предназначен для поддержки временного расписания опроса счетчиков, сбора измерительной информации и формирования базы данных с результатами измерений. Модуль осуществляет сбор данных в реальном масштабе времени и поддерживает три основных цикла опроса:

- цикл сбора оперативной дискретной информации;
- цикл сбора оперативной информации об изменении значений параметров учета энергии (в том числе средней мощности);
- цикл сбора информации коммерческого учета отпуска и потребления энергии.

Частота цикла задается на этапе настройки программного обеспечения и может изменяться от 1 минуты до 30 минут или равняется одному часу.

*Модуль администрирования* предназначен для выполнения настройки средств АИИС КУЭ, ведения нормативной и справочной информации, обеспечения целостности базы данных, регистрации пользователей и назначения им прав доступа к информации, для целей удаленного администрирования. Модуль отвечает за функционирование системы обеспечения единого времени, предназначен для автоматической синхронизации системных часов компьютера с часами серверов службы точного времени, расположенных в сети Интернет.

*Модуль анализа* предназначен для визуализации и интерпретации результатов работы АИИС КУЭ. Отображение информации осуществляется по мере поступления данных от счетчиков в виде таблиц, графических мнемосхем и графиков изменения параметров учета электроэнергии. Модуль анализа обеспечивает вывод учетной информации на устройство печати в виде ведомостей, графиков и отчетов. Модуль анализа предоставляет информацию в объеме, определенном при назначении прав доступа пользователя к информации базы данных.

*Служба резервного копирования* предназначена для ежесуточного архивирования текущего состояния базы данных.

От сервера баз данных измерительная информация поступает по каналам связи по запросу на компьютер АРМ, на котором установлена клиентская часть СПО «Информационно-вычислительный комплекс «ЭлекомИнформ» - «Модуль анализа», который обеспечивает отображение и печать данных, таблиц и отчетных документов, просмотр протоколов работы.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) АИИС КУЭ осуществляет автоматическое измерение времени и ведение календаря с помощью внутренних таймеров (часов) счетчиков и сервера баз данных. Синхронизация времени сервера баз данных с календарным временем осуществляется по сети Интернет. В качестве источника точного времени используется тайм-сервер первого уровня (Stratum 1) ФГУП «ВНИИФТРИ», работающий в сети Интернет от сигналов рабочей шкалы Государственного первичного эталона времени и частоты РФ. Сличение показаний часов сервера баз данных с календарным временем производится один раз в 30 минут, корректировка часов сервера выполняется при отклонении показаний его часов от действительного времени в национальной шкале времени на  $\pm 1$  с.

Сервер баз данных выполняет сличение показаний часов подключенных к нему счетчиков каждые 60 минут, корректировка времени счетчиков осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков с показаниями часов сервера  $\pm 3$  с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и сервера баз данных АИИС КУЭ отражают время коррекции (дата, часы, минуты) показаний часов указанных устройств и расхождение в секундах показаний часов корректируемого и корректирующего устройства в момент времени, непосредственно предшествующий корректировке.

## **Программное обеспечение**

Программное обеспечение АИИС КУЭ включает в себя следующее программное обеспечение (ПО), функционирующее на ИВК АИИС КУЭ:

- ПО сервера баз данных в составе:
  - стандартное ПО: MS Windows XP, Service Pack 3, Microsoft SQL Server 2005;
  - СПО «Информационно-вычислительный комплекс «ЭлекомИнформ», включающий модули: Сервер сбора данных, Модуль администрирования, Модуль анализа, Служба резервного копирования;
- ПО компьютера АРМ в составе:
  - стандартное ПО: MS Windows XP, Service Pack 3, Microsoft Office;
  - СПО «Информационно-вычислительный комплекс «ЭлекомИнформ», включающий Модуль анализа.

Метрологически значимая часть ПО АИИС КУЭ функционирует на сервере системы и включает следующие модули: Сервер сбора данных, Модуль администрирования.

Идентификационные данные метрологически значимого программного обеспечения АИИС КУЭ указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения АИИС КУЭ

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
eServer.exe	1.2013.1.1	D3062D8919C3F22077D822DF4A E1EF4C	MD-5
eManager.exe	1.2013.1.1	5FA735FE9154FDD615929F221A 342C16	

Уровень защиты ПО средства измерений от непреднамеренных и преднамеренных изменений – С по МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Количество измерительных каналов (ИК) в составе АИИС КУЭ – 36.

Перечень ИК АИИС КУЭ с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования объекта, наименования присоединения, типов и классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии, входящих в состав ИИК ТИ, представлен в таблице 2.

Таблица 2-Перечень ИК АИИС КУЭ

№ ИИК ТИ	№ ИК	Наименование объекта (электростанция, подстанция), наименование присоединения	Вид электро- энергии	Типы средств измерений, входящих в состав ИИК ТИ; номинальный первичный и вторичный ток/напряжение для трансформатора тока/напряжения (в виде дроби); класс точности			Метрологические характеристики ИК				
				5	6	7	8 $\delta_1$ , %	9 $\delta_2$ , %	10 $\delta_3$ , %	11 $\delta_{ОСН}$ , %	12 $\delta_{РАБ}$ , %
1	1	ГПП «Сварочная» ЗРУ 10 кВ, ввод 1 яч. 15	Активная прием	СЭТ-4ТМ.02, кл.т. 0,5S/1,0	ТПЛ-10, 600/5, кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06, 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ , кл.т. 0,5	±0,01	±0,01	±0,01	±1,2	±3,0
	2		Реактивная прием				±0,01	±0,01	±0,01	±2,8	±4,9
2	3	ГПП «Сварочная» ЗРУ 10 кВ, ввод 2, яч 32	Активная прием	СЭТ-4ТМ.02, кл.т. 0,5S/1,0	ТОЛ-10, 600/5 кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06, 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ , кл.т. 0,5	±0,01	±0,01	±0,01	±1,2	±3,0
			4				Реактивная прием	±0,01	±0,01	±0,01	±2,8
3	5	ГПП «Сварочная» ЗРУ 10 кВ, ввод 3	Активная прием	СЭТ-4ТМ.03М, кл.т. 0,2S/0,5	ТОЛ-10-1-8 У2, 1500/5, кл.т. 0,5S	ЗНОЛП, 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ , кл.т. 0,5	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±1,7
			6				Реактивная прием	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6
4	7	ГПП «Сварочная» ЗРУ 10 кВ, ввод 4	Активная прием	СЭТ-4ТМ.03М, кл.т. 0,2S/0,5	ТОЛ-10-1-8 У2, 2000/5, кл.т. 0,5S	ЗНОЛП, 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ , кл.т. 0,5	±0,01	±0,01	±0,01	±1,1	±1,7
			8				Реактивная прием	±0,01	±0,01	±0,01	±2,6
5	9	ГПП «Сварочная» ЗРУ 10 кВ, Микрорайон КУЭМ ввод 1, яч. 10	Активная отдача	СЭТ-4ТМ.03, кл.т. 0,5S/1,0	ТПЛМ-10, 100/5, кл.т. 0,5; ТПЛ-10, 100/5, кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06, 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ , кл.т. 0,5	±0,01	±0,01	±0,01	±1,2	±3,0
			10				Реактивная отдача	±0,01	±0,01	±0,01	±2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	11	ГПП «Сварочная» ЗРУ 10 кВ, Микрорайон КУЭМ ввод 2, яч. 33	Активная отдача	СЭТ-4ТМ.03, кл.т. 0,5S/1,0	ТПЛ-10, 100/5, кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06, 10000:√3/100:√3, кл.т. 0,5	±0,01	±0,01	±0,01	±1,2	±3,0
	12		Реактивная отдача				±0,01	±0,01	±0,01	±2,8	±4,9
7	13	ГПП «Сварочная» ЗРУ 10 кВ, Микрорайон 1-1, яч. 1	Активная отдача	ПСЧ-4ТМ.05М, кл.т. 0,5S/1,0	ТОЛ-10, 250/5, кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06, 10000:√3/100:√3, кл.т. 0,5	±0,01	±0,01	±0,01	±1,2	±3,0
	14		Реактивная отдача				±0,01	±0,01	±0,01	±2,8	±4,9
8	15	ГПП «Сварочная» ЗРУ 10 кВ, Микрорайон 1-2, яч. 35	Активная отдача	СЭТ-4ТМ.03, кл.т. 0,5S/1,0	ТОЛ-10, 250/5, кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06, 10000:√3/100:√3, кл.т. 0,5	±0,01	±0,01	±0,01	±1,2	±3,0
	16		Реактивная отдача				±0,01	±0,01	±0,01	±2,8	±4,9
9	17	ГПП «Сварочная» РУ «компрессорная» Лицей, яч.7	Активная отдача	ПСЧ-4ТМ.05М, кл.т. 0,5S/1,0	ТОЛ-10-1, 50/5, кл.т. 0,5	НТМИ-10, 10000/100, кл.т. 0,5	±0,01	±0,01	±0,01	±1,2	±3,0
	18		Реактивная отдача				±0,01	±0,01	±0,01	±2,8	±4,9
10	19	ГПП «Сварочная» РУ «компрессорная» Лицей, яч.14	Активная отдача	ПСЧ-4ТМ.05М, кл.т. 0,5S/1,0	ТОЛ-10-1, 50/5, кл.т. 0,5	НТМИ-10-66, 10000/100, кл.т. 0,5	±0,01	±0,01	±0,01	±1,2	±3,0
	20		Реактивная отдача				±0,01	±0,01	±0,01	±2,8	±4,9
11	21	ГПП «Сварочная»ТСН-1, яч.17	Активная отдача	СЭТ-4ТМ.03, кл.т. 0,5S/1,0	ТПЛМ-10, 200/5, кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06, 10000:√3/100:√3, кл.т. 0,5	±0,01	±0,01	±0,01	±1,2	±3,0
	22		Реактивная отдача				±0,01	±0,01	±0,01	±2,8	±4,9
12	23	ГПП «Сварочная»ТСН-1, яч.28	Активная отдача	СЭТ-4ТМ.03, кл.т. 0,5S/1,0	ТПЛ-10, 100/5, кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06, 10000:√3/100:√3, кл.т. 0,5	±0,01	±0,01	±0,01	±1,2	±3,0
	24		Реактивная отдача				±0,01	±0,01	±0,01	±2,8	±4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
13	25	ГПП «Сварочная» ЗРУ 10 кВ, Микрорайон-1 «Облкоммунэнерго», яч. 18	Активная отдача	СЭТ-4ТМ.03, кл.т. 0,5S/1,0	ТПЛМ-10, 200/5, кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06, 10000:√3/100:√3, кл.т. 0,5	±0,01	±0,01	±0,01	±1,2	±3,0
	26		Реактивная отдача				±0,01	±0,01	±0,01	±2,8	±4,9
14	27	ГПП «Сварочная» ЗРУ 10 кВ, Микрорайон-2 «Облкоммунэнерго», яч. 38	Активная отдача	СЭТ-4ТМ.03, кл.т. 0,5S/1,0	ТПЛМ-10, 200/5, кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06, 10000:√3/100:√3, кл.т. 0,5	±0,01	±0,01	±0,01	±1,2	±3,0
	28		Реактивная отдача				±0,01	±0,01	±0,01	±2,8	±4,9
15	29	ГПП «Сварочная» ЗРУ 10 кВ, ООО «Кордим», яч. 26	Активная отдача	СЭТ-4ТМ.03, кл.т. 0,5S/1,0	ТПЛ-10, 100/5, кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06, 10000:√3/100:√3, кл.т. 0,5	±0,01	±0,01	±0,01	±1,2	±3,0
	30		Реактивная отдача				±0,01	±0,01	±0,01	±2,8	±4,9
16	31	ГПП «Сварочная» ЗРУ яч. 16 сад «Машиностроитель»	Активная отдача	ПСЧ-4ТМ.05М, кл.т. 0,5S/1,0	ТПЛ-10, 100/5, кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06, 10000:√3/100:√3, кл.т. 0,5	±0,01	±0,01	±0,01	±1,2	±3,0
	32		Реактивная отдача				±0,01	±0,01	±0,01	±2,8	±4,9
17	33	ГПП «Сварочная» ЗРУ 10 кВ, ячейка 7	Активная отдача	СЭТ-4ТМ.03, кл.т. 0,5S/1,0	ТОЛ-10-1-8 У2, 1000/5, кл.т. 0,5	ЗНОЛП, 10000:√3/100:√3, кл.т. 0,5	±0,01	±0,01	±0,01	±1,2	±3,0
	34		Реактивная отдача				±0,01	±0,01	±0,01	±2,8	±4,9
18	35	ГПП «Сварочная» ЗРУ 10 кВ, ячейка 42	Активная отдача	СЭТ-4ТМ.03, кл.т. 0,5S/1,0	ТОЛ-10-1-8 У2, 1000/5, кл.т. 0,5	ЗНОЛП, 10000:√3/100:√3, кл.т. 0,5	±0,01	±0,01	±0,01	±1,2	±3,0
	36		Реактивная отдача				±0,01	±0,01	±0,01	±2,8	±4,9



Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовая).

Здесь  $\delta_1$  - предел допускаемой относительной погрешности передачи и обработки данных;

$\delta_2$  - предел допускаемой относительной погрешности вычисления приращения энергии;

$\delta_3$  - предел допускаемой относительной погрешности вычисления средней мощности;

$\delta_{\text{ОСН}}$  - основная относительная погрешность измерения электрической энергии и средней мощности;

$\delta_{\text{РАБ}}$  - относительная погрешность измерения электрической энергии и средней мощности в рабочих условиях;

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны доверительные границы относительной погрешности измерения электрической энергии и средней мощности, %, при доверительной вероятности 0,95;

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом программного обеспечения;

4 Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02)  $U_{\text{ном}}$ ; ток (1-1,2)  $I_{\text{ном}}$ ;  $\cos\phi = 0,9$  инд.;

- температура окружающей среды – от плюс 15 до 25 °С;

5 Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1)  $U_{\text{ном}}$ ; ток (0,05-1,2)  $I_{\text{ном}}$ ;  $\cos\phi$  не менее 0,8 инд.;

- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока от минус 45 до плюс 50 °С, для измерительных трансформаторов напряжения от минус 45 до плюс 50 °С, для счетчиков электрической энергии от минус 40 до 55 °С;

6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока  $I=0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ ,  $\cos\phi=0,8$  инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчика в точках измерений от плюс 10 до плюс 30 °С;

7 Представленные значения основной погрешности и погрешности в рабочих условиях получены расчетным путем согласно соотношениям, приведенным в методике поверки МП 57-263-2013;

8 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных выше. Замена оформляется в соответствии с МИ 2999-2011 актом в установленном на ООО «Уральские локомотивы» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемого отклонения показаний часов любого компонента системы от действительного времени в национальной шкале времени UTC(SU)\* при работающей системе коррекции времени  $\pm 5$  с.

Температура окружающей среды для сервера баз данных и АРМ АИИС КУЭ – согласно эксплуатационной документации.

Электропитание оборудования АИИС КУЭ осуществляется от стандартной сети переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 220 В.

Напряжение электропитания сервера баз данных и АРМ АИИС КУЭ, каналобразующей аппаратуры из состава ИВК – согласно эксплуатационной документации.

Мощность, потребляемая отдельным компонентом АИИС КУЭ – согласно эксплуатационной документации.

\* UTC(SU) – национальная шкала координированного времени Российской Федерации (см. .1.15 ГОСТ 8.567-99).

Показатели надежности компонентов АИИС КУЭ:

- средняя наработка на отказ счетчиков СЭТ-4ТМ.02 и СЭТ-4ТМ.03 – 90 000 ч;
- средняя наработка на отказ счетчиков СЭТ-4ТМ.03М и ПСЧ-4ТМ.05М – 140 000 ч;
- срок службы счетчиков не менее 30 лет.

Надежность системных решений:

- резервирование питания оборудования ИВК с помощью источника бесперебойного питания и АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергетики по электронной почте.

Регистрация событий в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и опломбирование:
  - электросчетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
- аппаратная защита программного обеспечения сервера баз данных с помощью аппаратного ключа;
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль мощности в двух направлениях не менее 100 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений до 3,5 лет.

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульный лист Формуляра системы 16892940.1249 ФО.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность средств измерений АИИС КУЭ определена в Формуляре системы 16892940.1249 ФО. В комплект входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений, а также методика поверки МП 57-263-2013.

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 57-263-2013 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) ООО «Уральские локомотивы». Методика поверки», утвержденному ФГУП «УНИИМ» в феврале 2014 г.

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

- приемник навигационный МНП-МЗ, Государственный реестр № 38133-08, пределы допускаемой инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) формирования метки времени, выдаваемой потребителям, по отношению к шкале времени UTC(SU)  $\pm 100$  нс;
- секундомер СОСпр, диапазоны (0-60) с, (0-60) мин, класс точности 2, ТУ 25-1894.003-90;
- средства поверки измерительных компонентов АИИС КУЭ в соответствии методиками поверки этих компонентов, представленными в документах:
  - ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
  - ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
  - ИЛГШ.411152.087 РЭ1 «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Методика поверки», согласована ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ;
  - ИЛГШ.411152.145 РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Методика поверки», согласована ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
  - ИЛГШ.411152.124 РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки», согласована ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
  - ИЛГШ.411152.146 РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05М. Руководство по эксплуатации. Методика поверки», согласована ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20 ноября 2007 г.

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений представлена в документе 16892940.1249 МВИ «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (мощности) ООО «Уральские локомотивы». Аттестована ФГУП «УНИИМ», свидетельство № 263.0002/01.00258/2014.

#### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (мощности) ООО «Уральские локомотивы»**

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) ООО «Уральские локомотивы». Руководство по эксплуатации 16892940.1249 РЭ.
6. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) ООО «Уральские локомотивы». Формуляр 16892940.1249 ФО.

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ООО НПП «ЭЛЕКОМ»

Россия, 620087, г. Екатеринбург, ул. Походная, 76, оф. 123.

Телефон: 7(343) 257-75-09.

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное государственное унитарное предприятие «Уральский научно-исследовательский институт метрологии»; 620000, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 4, тел.350-26-18, e-mail: [uniim@uniim.ru](mailto:uniim@uniim.ru).

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «УНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30005-11 от 03.08.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.