

СОГЛАСОВАНО

Директор ФГУ «Марийский ЦСМ»

Руководитель ГЦМ СИ

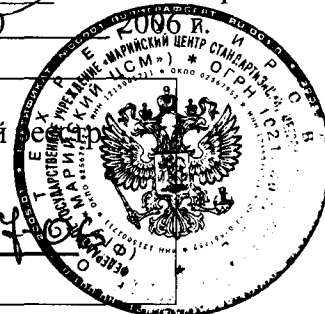
В.М.Виногоров

« 16 » 10

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Чувашэнерго»

Внесена в Государственный реестр средств измерений

Регистрационный № 33164



Изготовлена ОАО «Ивэлектроналадка» (г. Иваново) для коммерческого учета электроэнергии на объектах ОАО «Чувашэнерго» по проектной документации «Ивэлектроналадка», согласованной с НП «АТС», заводской номер 01.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Чувашэнерго» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «Чувашэнерго», сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### ОПИСАНИЕ

АИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределением функций измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодически (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;
- передача в организации – участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление, по запросу, контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- 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:

1-й уровень – трансформаторы тока класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, счетчики EA02RL-P1-B-3-W класса точности 0,2S по ГОСТ 30206 для активной энергии и 0,5 по ГОСТ 26035 для реактивной энергии, счетчики EA02RL-P1-B4-W класса точности 0,2S по ГОСТ 30206 для активной энергии и 0,5 по ГОСТ 26035 для реактивной энергии, счетчики СЭТ-4ТМ.03 класса точности 0,2S по ГОСТ 30206 для

активной энергии и 0,5 по ГОСТ 26035 для реактивной энергии, счетчики СЭТ-4ТМ.02 класса точности 0,5 по ГОСТ 30206 для активной энергии и 1,0 по ГОСТ 26035 для реактивной энергии, установленные на объектах указанных таблице 1.

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе RTU325-E1-R2M2-M32.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (6 АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микро процессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней, за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации – участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД, по коммутируемым телефонным каналам или сотовой связи через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). GPS-приемник входит в состав УСПД RTU325-E1-R2M2-M32. Время УСПД синхронизировано с временем приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1с. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера и счетчиков. Сличение времени сервера БД с временем УСПД RTU325-E1-R2M2-M32 осуществляется каждые 60 мин, и корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД не более 2с. Сличение времени счетчиков электрической энергии с временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени счетчиков электрической энергии при расхождении со временем УСПД  $\pm 4$  с. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (ДД.ЧЧ.ММ) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность %	Погрешность в рабочих условиях %
ПС Сундырь, Т-1, 10 кВ 212130001113103	ТЛК-10 1000/5 К.т.0,5 № 2077 № 2102	НАМИ-10 10000/100 К.т.0,5 № 1963	EA02RL-P1-B- 3-W К.т.0,2S/0,5 № 01109337	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 000991	активная и реактивная	±1,25 ±1,4	±3,03 ±5,46
ПС Сундырь, Т-2, 10 кВ 212130001113204	ТЛК-10 1000/5 К.т.0,5 № 2081 № 2184	НАМИ-10 10000/100 К.т.0,5 № 1972	EA02RL-P1-B- 3-W К.т.0,2S/0,5 № 01109319	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 000991			
ВЛ Сундырь-Сила, 10кВ 212130001113101	ТЛК-10 100/5 К.т.0,5 № 1075 № 1497		EA02RL-P1-B- 3-W К.т.0,2S/0,5 № 01109315	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 000991			
ВЛ Сундырь- Дружба, 10кВ 212130001113102	ТЛК-10 100/5 К.т.0,5 № 1001 № 1267		EA02RL-P1-B- 3-W К.т.0,2S/0,5 № 01109330	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G №1			
ПС Сундырь, ТСН- 1, 0.4кВ 212130001118801	Т-0,66 100/5 К.т.0,5 № 77970 № 90757 № 90200	-	EA02RL-P1-B- 4-W К.т.0,2S/0,5 № 01109302	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 000991	активная и реактивная	±1,06 ±1,29	±2,15 ±5,45
ПС Сундырь, ТСН- 2, 0.4кВ 212130001118802	Т-0,66 100/5 К.т.0,5 № 57019 № 90863 № 90310	-	EA02RL-P1-B- 4-W К.т.0,2S/0,5 № 01109250	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 000991			
ПС Россия, Т-1, 10 кВ 212070008113101	ТЛМ-10 600/5 К.т.0,5 № 4511 № 4530	НТМИ-10 10000/100 К.т.0,5 № 167	EA02RL-P1-B- 3-W К.т.0,2S/0,5 № 01109333	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 000989	активная и реактивная	±1,25 ±1,4	±3,03 ±5,46
ПС Россия, Т-2, 10 кВ 212070008113102	ТЛМ-10 600/5 К.т.0,5 № 3403 № 3407	НТМИ-10 10000/100 К.т.0,5 №513	EA02RL-P1-B- 3-W К.т.0,2S/0,5 №01109312	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 000989			
ПС Россия, ТСН-1, 0.4кВ 212070008118801	ТК-20 200/5 К.т.0,5 № 60031 № 60022	-	EA02RL-P1-B- 4-W К.т.0,2S/0,5 № 01109252	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 000989	активная и реактивная	±1,06 ±1,29	±2,15 ±5,45
ПС Россия, ТСН-2, 0.4кВ 212070008118802	ТК-20 200/5 К.т.0,5 № 53313 № 53325	-	EA02RL-P1-B- 4-W К.т.0,2S/0,5 № 01109220	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 000989			

Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность %	Погрешность в рабочих условиях %
ПС Катраси ВЛ Еласы-Катраси-1, 110кВ 212070002107101	ТФНД-110 150/5 К.т.0,5 № 10896 № 10919	НКФ-110 110000/100 К.т.0,5 № 994192 № 994359 № 996407	EA02RL-P1-B- 4-W К.т.0,2S/0,5 № 01109280	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 000999	активная и реактивная	±1,23 ±1,39	±3,02 ±5,45
ПС Катраси ВЛ Еласы-Катраси-2, 110кВ 212070002107102	ТФНД-110 150/5 К.т.0,5 № 2453 № 2684	НКФ-110 110000/100 К.т.0,5 № 996379 № 994968 № 994356	EA02RL-P1-B- 4-W К.т.0,2S/0,5 № 01109234	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 1			
ВЛ Уржумка- Черное Озеро, 6кВ 212070004114101	ТПЛ-10 100/5 К.т.0,5 № 38601 № 38601	НТМИ-6 6000/100 К.т.0,5 № 4952	EA02RL-P1-B- 3-W К.т.0,2S/0,5 № 01109323	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 001759	активная и реактивная	±1,25 ±1,4	±3,03 ±5,46
ПС ЯМЗ, Т-1, 10 кВ 212070001213101	ТФЗМ-35 300/5 К.т.0,5 № 25230 № 45945	НТМИ-10 10000/100 К.т.0,5 № 419	EA02RL-P1-B- 3-W К.т.0,2S/0,5 № 01109311	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 000996			
ПС ЯМЗ, Т-2, 10 кВ 212070001213202	ТПЛ-10 400/5 К.т.0,5 № 59117 № 64269	НТМИ-10 10000/100 К.т.0,5 № 58	EA02RL-P1-B- 3-W К.т.0,2S/0,5 № 01109317	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 1			
ПС ЯМЗ, ТСН-2, 0,4 кВ 212070001318803	Т-0,66 200/5 К.т.0,5 № 7508 № 7388	-	EA02RL-P1-B- 4-W К.т.0,2S/0,5 № 01109270	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 000996	активная и реактивная	±1,06 ±1,29	±2,15 ±5,45
ПС Хмельмаш ВЛ Ардатов- Хмельмаш, 110кВ 212070005107101	ТФНД-110 300/5 К.т.0,5 № 16692 № 16449	НКФ-110 110000/100 К.т.0,5 № 1696 № 17163 № 17188	EA02RL-P1-B- 4-W К.т.0,2S/0,5 № 01109197	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 000996	активная и реактивная	±1,23 ±1,39	±3,02 ±5,45
ПС Тиньговатовская, Ввод №1 яч. 7, 6кВ 212070006114107	ТВЛМ-10 1500/5 К.т.0,5 № 01573 № 0551 № 01550	НТМИ-6 6000/100 К.т.0,5 № 2577	СЭТ-4ТМ.03 К.т.0,2S/0,5 № 1045907	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 000995	активная и реактивная	±1,25 ±1,4	±3,03 ±5,46

Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погреш- ность %	Погреш- ность в рабочих условиях %
ПС Тиньговатовская, Ввод №2 яч. 29, 6кВ 212070006114229	ТВЛМ-10 1500/5 К.т.0,5 № 05555 № 0121 № 05532	НТМИ-6 6000/100 К.т.0,5 № 2701	СЭТ-4ТМ.03 К.т.0,2S/0,5 № 1045894	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 000995	активная и реактивная	±1,25 ±1,4	±3,03 ±5,46
ПС Тиньговатовская, Ввод №3 яч. 8, 6кВ 212070006114308	ТВЛМ-10 1500/5 К.т.0,5 № 5505 № б/н № б/н	НТМИ-6 6000/100 К.т.0,5 № 2502	СЭТ-4ТМ.03 К.т.0,2S/0,5 № 1045858	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 000995			
ПС Тиньговатовская, Ввод №4 яч. 38, 6кВ 212070006114438	ТВЛМ-10 1500/5 К.т.0,5 № 010116 № 050506 № 01557	НТМИ-6 6000/100 К.т.0,5 № 2704	СЭТ-4ТМ.03 К.т.0,2S/0,5 № 1045893	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 000995			
ПС Тиньговатовская, Яч. 42 ЗРУ-6, 6кВ (транзит) 212070006114142	ТЛК-10 50/5 К.т.0,5 № 14665 № 02349	НТМИ-6 6000/100 К.т.0,5 № 2704	СЭТ-4ТМ.03 К.т.0,2S/0,5 № 1045070	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 000995			
ПС Тиньговатовская, Яч. 20 ЗРУ-6, 6кВ (транзит) 212070006114120	ТВК-10 150/5 К.т.0,5 № 30824 № 25235	НТМИ-6 6000/100 К.т.0,5 № 2502	СЭТ-4ТМ.03 К.т.0,2S/0,5 № 1045071	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 000995			
ПС Шемурша ВЛ Шемурша- Дрожжаное, 110кВ 212070007107101	ТФНД-110М 1000/5 К.т.0,5 № 15066 № 15076 № 15023	НКФ-110 110000/100 К.т.0,5 № 5402 № 5195 № 5297	ЕА02RL-P1-B- 4-W К.т.0,2S/0,5 № 01109278	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 001757			
ПС Шемурша ШОВ, 110кВ	ТФЗМ-110Б 600/5 К.т.0,5 № б/н № б/н		ЕА02RL-P1-B- 4-W К.т.0,2S/0,5 № 01109192	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 001757			
ПС Кокшайск ВЛ Кокшайск- Уржумка 110 кВ 122070001107101	ТФЗМ-110Б 600/5 К.т.0,5 № б/н № б/н	НКФ-110 110000/100 К.т.0,5 № 25603 № 49522 № 326470	ЕА02RL-P1-B- 4-W К.т.0,2S/0,5 № 01109211	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 001759			
ПС Сидельниково, Т-1, 6 кВ 122070002114101	ТЛМ-10 300/5 К.т.0,5 № б/н № б/н	НАМИ-6 6000/100 К.т.0,5 № 4522	ЕА02RL-P1-B- 3-W К.т.0,2S/0,5 № 01109316	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 001759			
ПС Сидельниково, ТСН-1, 0.4кВ 122070002118801	ТК-20 50/5 К.т.0,5 № б/н № б/н		ЕА02RL-P1-B- 4-W К.т.0,2S/0,5 № 01109271	RTU-325- E1-256- M3-B4-Q- I2-G № 001759			

Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность %	Погрешность в рабочих условиях %
НП Байдеряково КТП 0.4кВ №1 216130003218105	Т-0,66 75/5 К.т.0,5 № 063640 № 123055 № 099661	-	СЭТ-4ТМ.02 К.т.0,5/1,0 № 12030070	-	активная и реактивная	±1,06 ±1,29	±2,15 ±5,45
НП Байдеряково КТП 0.4кВ №2 216130003218104	Т-0,66 100/5 К.т.0,5 № 089958 № 114374 № 08251	-	СЭТ-4ТМ.02 К.т.0,5/1,0 № 12030076	-			
НП Байдеряково КТП 0.4кВ №3 216130003218103	Т-0,66 75/5 К.т.0,5 № 058317 № 136593 № 059339	-	СЭТ-4ТМ.02 К.т.0,5/1,0 № 12037202	-			
НП Байдеряково КТП 0.4кВ №4 216130003218102	Т-0,66 75/5 К.т.0,5 № 063827 № 123865 № 123046	-	СЭТ-4ТМ.02 К.т.0,5/1,0 № 12030079	-			
НП Байдеряково КТП 0.4кВ №5 216130003218101	Т-0,66 75/5 К.т.0,5 № 063883 № 063803 № 063828	-	СЭТ-4ТМ.02 К.т.0,5/1,0 № 12030139	-			
НП Кр Вазан КТП 0.4кВ №1 216130002218102	Т-0,66 75/5 К.т.0,5 № 058531 № 059345 № 059315	-	СЭТ-4ТМ.02 К.т.0,5/1,0 № 12030173	-			
НП Кр Вазан КТП 0.4кВ №2 216130002218101	Т-0,66 75/5 К.т.0,5 № 058505 № 058579 № 058514	-	СЭТ-4ТМ.02 К.т.0,5/1,0 № 12030113	-			
НП Канаш КТП 0.4кВ №3 216130001218101	Т-0,66 150/5 К.т.0,5 № 119892 № 110332 № 111331	-	СЭТ-4ТМ.02 К.т.0,5/1,0 № 12030129	-			

Основные технические характеристики единичного экземпляра АИИС КУЭ представлены в таблице 2.

Таблица 2

№/№	Наименование характеристики	Значение
1.	Число измерительных каналов	36
2.	Диапазон первичного тока ( $I_1$ ) для ИК №№, (А) : 22,28 29,31,32,33,34,35 3,4,5,6,13,30 11,12,23,36 9,10,16,24 14,17,27 15 7,8,25,26 1,2 18,19,20,21	2,5...60 3,75...90 5...120 7,5...180 10...240 15...360 20...480 31...720 50...1200 75...1800
3.	Диапазон вторичного тока ( $I_2$ ), включающих ТТ с классом точности 0,5 для ИК №№, (А): 1-36	0,26...6,0
4.	Диапазон первичного напряжения ( $U_1$ ) для ИК №№, (В): 13, 18-23, 27, 1-4, 7, 8, 14, 15 17 11, 12, 24, 25, 26, 28, Диапазон первичного напряжения ( $U_1$ ) без ТН для ИК №№, (В): 5, 6, 9, 10, 16, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36	1200...7200 2000...12000 20000...120000 22000...132000 76...456
5.	Диапазон вторичного напряжения ( $U_2$ ) для ИК №№, (В): 1-4, 7, 8, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18-28	20...120
6.	Диапазон мощности нагрузки ТТ для ИК №№ 5, 6, 9, 10, 16, 24-36 при номинальной 5 ВА и $\cos\varphi_2 \geq 0,8$ , (ВА)  Диапазон мощности нагрузки ТТ для ИК №№ 1-4, 7, 8, 13, 15, 18-23 при номинальной 10 ВА и $\cos\varphi_2 \geq 0,8$ , (ВА)  Диапазон мощности нагрузки ТТ для ИИК № 17 при номинальной 25 ВА и $\cos\varphi_2 \geq 0,8$ , (ВА)  Диапазон мощности нагрузки ТТ для ИИК № 11, 12 при номинальной 30 ВА и $\cos\varphi_2 \geq 0,8$ , (ВА)  Диапазон мощности нагрузки ТТ для ИИК № 14 при номинальной 50 ВА и $\cos\varphi_2 \geq 0,8$ , (ВА)	1,75...3,25  3,5 ...6,5  8,75...16,25  10,5 ... 19,5  17,5...32,5
7.	Диапазон мощности нагрузки ТН для ИИК № 13, 18-23 при номинальной 75 ВА и $\cos\varphi_2 \geq 0,8$ , (ВА)  Диапазон мощности нагрузки ТН для ИИК № 1-4, 7, 8, 14, 15 при номинальной 120 ВА и $\cos\varphi_2 \geq 0,8$ , (ВА)  Диапазон мощности нагрузки ТН для ИИК № 11, 12, 17 при номинальной 400 ВА и $\cos\varphi_2 \geq 0,8$ , (ВА)	26,25... 37,5  42... 60  140 ... 200

8.	Падение напряжения на соединении ТН со счетчиком для всех ИК, не более, %	0,25
9.	Коэффициент мощности	0,8 (0,6)... 1,0
10.	Доверительные границы относительной погрешности измерения количества активной электрической энергии для ИК №№ 1-36, (%): $\delta_{20\%}$ , для диапазона $5\% < I/I_n \leq 20\%$ ( $0,8 \leq \cos\varphi \leq 1$ ) $\delta_{100\%}$ , для диапазона $20\% < I/I_n \leq 100\%$ ( $0,8 \leq \cos\varphi \leq 1$ ) $\delta_{120\%}$ , для диапазона $100\% < I/I_n \leq 120\%$ ( $0,8 \leq \cos\varphi \leq 1$ )	$\pm (1,94...5,46)$ $\pm (1,26...3,03)$ $\pm (1,09...2,40)$
11.	Доверительные границы относительной погрешности измерения количества реактивной электрической энергии для ИК №№ 1-36, (%): $\delta_{20\%}$ , для диапазона $5\% < I/I_n \leq 20\%$ ( $0,6 \leq \cos\varphi \leq 0,9$ ) $\delta_{100\%}$ , для диапазона $20\% < I/I_n \leq 100\%$ ( $0,6 \leq \cos\varphi \leq 0,9$ ) $\delta_{120\%}$ , для диапазона $100\% < I/I_n \leq 120\%$ ( $0,6 \leq \cos\varphi \leq 0,9$ )	$\pm (2,68...4,53)$ $\pm (1,62...2,38)$ $\pm (1,34...2,05)$
12.	Погрешность измерения количества активной и реактивной электрической энергии для всех ИК, обусловленная методом передачи и обработки измерительной информации от счетчика, не более, (%)	$\pm 0,05$
13.	Пределы абсолютной погрешности измерения среднесуточного текущего астрономического времени, (с)	$\pm 5$

Примечания:

1. Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности.
2. В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала соответствующие вероятности 0,95.
3. В качестве характеристик температурного коэффициента указаны пределы его допускаемых значений в % от измеряемой величины на °С.
4. Нормальные условия:
  - параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02)  $U_{ном}$ ; ток (1 – 1,2)  $I_{ном}$ ,  $\cos\varphi = 0,9$  инд.;
  - температура окружающей среды (15 – 25) °С.
5. Рабочие условия:
  - параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1)  $U_{ном}$ ; ток (0,05 – 1,2)  $I_{ном}$ ,  $\cos\varphi = 0,8$  инд.;
  - допускаемая температура окружающей среды: для измерительных трансформаторов от минус 40 до +70 °С; для счетчиков Евро-Альфа от минус 40 до +70 °С; для счетчиков СЭТ 4-ТМ от минус 40 до +60 °С; для сервера от +10 до +40 °С; для УСПД от минус 40 до +85 °С.
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии по ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии;
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками на хуже, чем у перечисленных в таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Чувашэнерго» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- Счетчики электрической энергии – среднее время наработки на отказ: для ЕА02 не менее 50000 часов; для СЭТ-4ТМ не менее 90000 часов; среднее время восстановления работоспособности 2 часа.
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 40000 часов среднее время восстановления работоспособности 0,5 часа.



- Сервер – среднее время наработки на отказ не менее 60000 часов среднее время восстановления работоспособности 1 час.

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- в журнале УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в УСПД;

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика электрической энергии;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера;
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений;
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на УСПД;
  - установка пароля на сервер;

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания не менее 10 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях энергопотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – 100 суток; сохранение информации при отключении питания – 3 года;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

## ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Чувашэнерго».

## КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит методика поверки ИЭН 1432РД-06.01.000 МП, техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

## ПОВЕРКА

Поверку системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Чувашэнерго» осуществляют в соответствии с документом: «Система

автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Чувашэнерго». Методика поверки ИЭН 1432РД-06.01.000 МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Марийский ЦСМ» 28 июля 2006 г.

Средства поверки - по НД на измерительные компоненты.

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003;

- ТН по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;

- счетчики электрической энергии по ГОСТ 8.584-04;

- Комплекс аппаратно – программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД RTU-325-E1-256-M3-B4-Q-I2-G — RTU-300 по методике поверки ДЯИМ.466453.005МП.

Радиоприемник УКВ диапазона, принимающий сигналы службы точного времени.

Межповерочный интервал 4 года.

### НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Чувашэнерго» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа и метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

Изготовитель: ОАО «Ивэлектроналадка,  
153032, г.Иваново, ул. Ташкентская, 90  
Тел/факс: (0932) 298-822.

Генеральный директор ОАО «Ивэлектроналадка»



Е.К.Журавлев