

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «15» ноября 2024 г. № 2701

Регистрационный № 93795-24

Лист № 1  
Всего листов 13

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Татэнергосбыт» семнадцатая очередь

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Татэнергосбыт» семнадцатая очередь (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

**Описание средства измерений**

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – измерительно - вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее-УСПД), контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70, каналобразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АО «Татэнергосбыт» (далее - сервер ИВК АО «Татэнергосбыт») с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», сервер АО «Сетевая компания», (далее - сервер ИВК АО «Сетевая компания») с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2.0», серверы точного времени СТВ-01 основной и резервный (далее-СТВ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее-УСВ), локально-вычислительную сеть, автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика:

– активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

– средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений АИИС КУЭ передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для ИК № 6-23 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и ее передача на сервер ИВК АО «Сетевая компания». УСПД с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для ИК № 1-5 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера ИВК АО «Сетевая компания», где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Сервер ИВК АО «Сетевая компания» с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Сервер ИВК АО «Сетевая компания» раз в сутки формирует и отправляет по электронной почте отчеты в формате XML на сервер ИВК АО «Татэнергосбыт», далее на автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации. АРМ энергосбытовой организации подписывает данные отчеты электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по коммутируемым телефонным линиям, сотовой связи, по каналу связи сети Internet в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Сервер ИВК АО «Татэнергосбыт» обеспечивает в автоматизированном режиме прием/передачу измерительной информации от АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, в виде макетов XML, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ и ИВК). В состав СОЕВ входит сервер точного времени типа СТВ-01, устройство синхронизации времени типа УСВ-3, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сервер ИВК АО «Татэнергосбыт», при каждом сеансе связи, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3 и при расхождении  $\pm 0,5$  с и более, сервера ИВК АО «Татэнергосбыт» производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сервер ИВК АО «Сетевая компания», при каждом сеансе связи, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени СТВ-01 и при расхождении  $\pm 0,5$  с и более, сервера ИВК АО «Сетевая компания» производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени СТВ-01.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера ИВК АО «Сетевая компания» осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени УСПД от шкалы времени сервера ИВК

АО «Сетевая компания» равного  $\pm 1$  с и более, выполняется синхронизация шкалы времени УСПД.

Для ИК 6-23 сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не менее 1 раз в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного  $\pm 2$  с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Для ИК № 1-5 сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ИВК АО «Сетевая компания» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком, но не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера ИВК АО «Сетевая компания» равного  $\pm 2$  с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, сервера ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 18. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» и ПО «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

ПО «Пирамида 2.0»	
1	2
Идентификационное наименование ПО	BinaryPackControls.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
Идентификационное наименование ПО	CheckDataIntegrity.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7
Идентификационное наименование ПО	ComIECFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
Идентификационное наименование ПО	ComModbusFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование ПО	ComStdFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
Идентификационное наименование ПО	DateTimeProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
Идентификационное наименование ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
Идентификационное наименование ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
Идентификационное наименование ПО	SummaryCheckCRC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
Идентификационное наименование ПО	ValuesDataProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645
Алгоритм расчета цифрового идентификатора (контрольной суммы) ПО – MD5	
<b>ПО «Пирамида 2000»</b>	
Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	E55712D0B1B219065D63DA949114DAE4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	B1959FF70BE1EB17C83F7B0F6D4A132F
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	D79874D10FC2B156A0FDC27E1CA480AC

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	52E28D7B608799BB3CCEA41B548D2C83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	6F557F885B737261328CD77805BD1BA7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	48E73A9283D1E66494521F63D00B0D9F
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	C391D64271ACF4055BB2A4D3FE1F8F48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	ECF532935CA1A3FD3215049AF1FD979F
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	530D9B0126F7CDC23ECD814C4EB7CA09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	1EA5429B261FB0E2884F5B356A1D1E75
Алгоритм расчета цифрового идентификатора (контрольной суммы) ПО – MD5	

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

### **Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов (далее ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ТП 16-7 10/0,4 кВ;РУ-10 кВ; 1 с.ш. 10 кВ; яч. №7; 10кВ	ТОЛ-10 Ш 75/5, КТ 0,2S Рег. № 36308-07	НОЛП 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 27112-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
2	ТП 16-7 10/0,4 кВ;РУ-10 кВ; 2 с.ш. 10 кВ; яч. №8; 10кВ	ТОЛ-10 Ш 75/5, КТ 0,2S Рег. № 36308-07	НОЛП 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 27112-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
3	ПС 220 кВ Зеленодольская, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Зеленодольская - Волжская	ТОГФ (П) 300/1, КТ 0,2S Рег. № 61432-15	НДКМ 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 60542-15	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
4	ПС 220 кВ Зеленодольская, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Зеленодольская - Помары	ТОГФ (П) 600/1, КТ 0,2S Рег. № 61432-15	НДКМ 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 60542-15	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
5	ПС 220 кВ Зеленодольская, ЗРУ-6 кВ, ЗС 6 кВ, яч. 305	ТОЛ-НТЗ 600/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-ЭК 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 68841-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
6	ПС 110 кВ Крыловка, ЗРУ-10 кВ, ЗС-10 кВ, яч. 46; 10кВ	ТВЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70, рег. № 28822-05	Сервер ИВК АО «Тагэнергосбыт» УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК АО «Сетевая компания», СТВ-01, рег. № 86603-22
7	ПС 110 кВ Крыловка, ЗРУ-10 кВ, ЗС-10 кВ, яч. 9; 10кВ	ТВЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ПС 110 кВ Новый Кинер, ОРУ-110 кВ, 1 СШ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Новый Кинер- Илеть	ТФНД-110М (А) ТФЗМ-110Б- 1У1 (В,С) 300/5, КТ 0,5 Пер. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697- 12	СИКОН С70, рег. № 28822-05	Сервер ИВК АО «Тагэнергосбыт» УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК АО «Сетевая компания», СТВ-01, рег. № 86603-22
9	ПС 110 кВ Новый Кинер, ОРУ-110 кВ, 2 СШ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Новый Кинер- Шиньша	ТФНД-110М 200/5, КТ 0,5 Пер. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697- 12		
10	ПС 110 кВ Новый Кинер, ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТФНД-110М (А,В) ТФЗМ-110Б- 1У1 (С) 300/5, КТ 0,5 Пер. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697- 12		
11	ПС 110 кВ Новый Кинер, ОРУ-35 кВ,1 СШ-35 кВ, ВЛ- 35 кВ Новый Кинер-Мариец	ТФН-35М (А,В) ТФНД-35М (С) 150/5, КТ 0,5 Пер. № 3690-73; Пер. № 3689-73	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Пер. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697- 12		
12	ПС 500 кВ Киндери, ОРУ- 500 кВ, 2 секция 500 кВ, ВЛ-500 кВ Помары- Киндери	TG-550 2000/1, КТ 0,2S Пер. № 26735- 08	СРВ 72-800 500000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 47844-11	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697- 12	СИКОН С70, рег. № 28822-05	
13	ПС 500 кВ Щёлоков, ОРУ 500 кВ, ВЛ 500 кВ Удмуртская – Щёлоков	SAS 550 2000/1, КТ 0,2S Пер. № 25121- 07	VEOS 500000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 37113-08	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697- 08	СИКОН С70, рег. № 28822-05	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ПС 500 кВ Бугульма, 1 СШ-220 кВ, ВЛ-220 кВ Бугульма- Михайловская	ТОГФ (П) 500/1, КТ 0,2S Рег. № 61432-15	ЗНОГ 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17	СИКОН С70, рег. № 28822-05	Сервер ИВК АО «Газэнергобыт» УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК АО «Сетевая компания», СТВ-01, рег. № 86603-22
15	ПС 500 кВ Бугульма, 2 СШ-220 кВ, ВЛ-220 кВ Бугульма- Северная	ТОГФ (П) 500/1, КТ 0,2S Рег. № 61432-15	ЗНОГ 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17		
16	ПС 500 кВ Бугульма, ОСШ-220 кВ, ОВ-220 кВ	ТОГФ (П) 2000/1, КТ 0,2S Рег. № 61432-15	ЗНОГ 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17		
17	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 500 кВ Азот- Бугульма	SAS 550 3000/1, КТ 0,2S Рег. № 25121-07	VEOS 500000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 37113-14	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 12		
18	ПС 500 кВ Бугульма, ОРУ- 110 кВ, 1 СШ- 110 кВ, ВЛ-110 кВ Бугульма- Елизаветинка-1	TG 145-420 750/1, КТ 0,2S Рег. № 15651-06	ЗНОГ-110 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 23894-12	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 08		
19	ПС 500 кВ Бугульма, ОРУ- 110 кВ, 2 СШ- 110 кВ, ВЛ-110 кВ Бугульма- Елизаветинка-2	TG 145-420 750/1, КТ 0,2S Рег. № 15651-06	ЗНОГ-110 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 23894-12	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 12		
20	ПС 500 кВ Бугульма, ОРУ- 110 кВ, ОСШ- 110 кВ, ОВ-110 кВ	TG 145-420 750/1, КТ 0,2S Рег. № 15651-06	ЗНОГ-110 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 23894-12	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 12		
21	ПС 500 кВ Бугульма, ОРУ- 35 кВ, СШ-35 кВ ПГ, ф. ПГ-35 кВ	ТОЛ-СЭЩ 2000/1, КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
22	ПС 110 кВ Нурлат, ОРУ- 110 кВ, 2 СШ- 110 кВ, ВЛ-110 кВ Нурлат- Кошки с отпайкой на ПС Русская Васильевка	TG145-420 600/5, КТ 0,2S Пер. № 30489- 05	ЗНОГ-110 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697- 08	СИКОН С70, рег. № 28822-05	Сервер ИВК АО «Татэнергобыт» УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК АО «Сетевая компания», СТВ-01, рег. № 86603-22
23	ПС 110 кВ Нурлат, ОРУ- 110 кВ, 2 СШ- 110 кВ, ВЛ-110 кВ Нурлат- Челно- Вершинская (Кольцевая)	TG145-420 600/5, КТ 0,2S Пер. № 30489- 05	ЗНОГ-110 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697- 12		

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена СТВ, УСВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
5. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности ±δ, %	Границы погрешности в рабочих условиях ±δ, %
1	2	3	4
1-4, 12-20, 22, 23	Активная	0,4	1,0
	Реактивная	1,1	1,7
5	Активная	1,1	2,2
	Реактивная	2,7	3,7

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
6-11	Активная	1,0	2,9
	Реактивная	2,6	4,5
21	Активная	1,0	1,7
	Реактивная	2,6	2,7
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), с			±5
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая)</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности <math>P = 0,95</math>.</p> <p>3 Границы погрешности результатов измерений приведены для <math>\cos \varphi = 0,9</math>, токе ТТ, равном 100 % от <math>I_{ном}</math> для нормальных условий и для рабочих условий при <math>\cos \varphi = 0,8</math>, токе ТТ, равном 5 % от <math>I_{ном}</math> при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от плюс 5 °С до плюс 35 °С</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	23
<p>Нормальные условия</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности</li> <li>- частота, Гц</li> <li>температура окружающей среды для счетчиков, °С</li> </ul>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,9</p> <p>50</p> <p>от плюс 21 до плюс 25</p>
<p>Условия эксплуатации</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности <math>\cos \varphi</math> (<math>\sin \varphi</math>)</li> <li>- частота, Гц</li> <li>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</li> <li>температура окружающей среды для счетчиков, °С</li> <li>температура окружающей среды для серверов ИВК, °С</li> <li>температура окружающей среды для УСПД, °С</li> <li>атмосферное давление, кПа</li> <li>относительная влажность, %, не более</li> </ul>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1(2) до 120</p> <p>от 0,5<sub>инд.</sub> до 1<sub>емк.</sub></p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от минус 60 до плюс 40</p> <p>от плюс 5 до плюс 35</p> <p>от плюс 10 до плюс 30</p> <p>от плюс 15 до плюс 25</p> <p>от 80,0 до 106,7</p> <p>98</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> </ul> <p>СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08)</p> <p>СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12)</p> <p>СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17)</p>	<p>140000</p> <p>165000</p> <p>220000</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
УСВ-3 (рег. № 64242-16): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер точного времени СТВ-01 (рег. №86603-22) - время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: СИКОН С70 (рег. № 28822-05): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Серверы ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	45000  100000  70000  100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: СЭТ-4ТМ.03М (рег. №№ 36697-12, 36697-17) -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08) -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут УСПД: СИКОН С70(рег. № 28822-05) - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее Серверы ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	114  113  45  3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера ИВК с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчетчика и УСПД;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - сервера ИВК;
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;

- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

**Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

**Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	SAS 550	6
	TG 145-420	15
	TG-550	3
	ТВЛМ-10	4
	ТОГФ (П)	15
	ТОЛ-10 Ш	4
	ТОЛ-НТЗ	3
	ТОЛ-СЭЦ	3
	ТФНД-110М	6
	ТФН-35М	2
	ТФНД-35М	1
	ТФЗМ-110Б-1У1	3
Трансформатор напряжения	VEOS	6
	ЗНОГ-110	15
	ЗНОГ	9
	ЗНОЛ	3
	ЗНОЛП-ЭК	3
	НАМИ-35 УХЛ1	1
	НДКМ	6
	НКФ-110-57 У1	3
	НОЛП-10	4
	НТМИ-10-66	2
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	10
	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
	СЭТ-4ТМ.03М.16	12
Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	СИКОН С70	6
Сервер точного времени	СТВ-01	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК АО «Сетевая компания»	-	1
Сервер ИВК АО «Татэнергосбыт»	-	1
Автоматизированное рабочее место (АРМ)	-	1
<b>Документация</b>		
Формуляр	ТЭС.411711.017.ФО	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в аттестованном документе ТЭС.411711.017.МВИ «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «Татэнергосбыт» семнадцатая очередь.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений**

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

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

**Правообладатель**

Акционерное общество «Татэнергосбыт» (АО «Татэнергосбыт»)

ИНН 1657082308

Юридический адрес: 420059, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Павлюхина, д. 110 «В»

**Изготовитель**

Акционерное общество «Татэнергосбыт» (АО «Татэнергосбыт»)

ИНН 1657082308

Адрес: 420059, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Павлюхина, д. 110 «В»

Телефон: 8 800 200 25 26

E-mail: office@tatenergoby.ru

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»  
(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1

Телефон: 8 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.

