

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 999 от 17.05.2017 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Транссервисэнерго» по группе объектов №2

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Транссервисэнерго» по группе объектов №2 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчётных документов и передачи, полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счётчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 (счётчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приёма-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», GSM-модем, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счётчика 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи через преобразователь интерфейсов поступает на входы соответствующего GSM-модема, далее по каналам связи стандарта GSM поступает на сервер АО «Транссервисэнерго», где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется из сервера АО «Транссервисэнерго» по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счётчиков и уровень ИВК. СОЕВ имеет доступ к серверу синхронизации шкалы времени по протоколу NTP - NTP-серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-серверов первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC(SU) не превышает 10 мс. Сличение часов сервера ИВК с часами NTP-сервера, передача точного времени через глобальную сеть Интернет осуществляется с помощью модуля ПО «Альфа ЦЕНТР» (AC\_T) с использованием протокола NTP версии 4.0 в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия RFC-5905. Контроль показаний времени часов сервера осуществляется по запросу каждые 30 мин, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Сравнение показаний часов счётчиков с сервером ИВК производится во время сеанса связи со счётчиками (1 раз в сутки). Корректировка часов счётчика выполняется автоматически при расхождении с часами сервера на величину  $\pm 1$  с, но не чаще 1 раза в сутки. Погрешность СОЕВ составляет  $\pm 5$  с.

Журналы событий счётчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Альфа ЦЕНТР», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает  $\pm 1$  единицы младшего разряда.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение					
Идентификационное наименование ПО	Amrser-ver.exe	Amrc.exe	Ameta.exe	Cdbora2.dll	Encrypt-dll.dll	Alpha-mess.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07.03					
Цифровой идентификатор ПО	434b3cd 629aabee 2c88832 1c99735 6b2	fc1ec6f4a 4af313a00 efb3af4b5 e8602	7869d6bc b510843a a01d93bfb 2e62f6f	234b8084 f22314cc 2c22841c f6e42f40	0939ce0 5295fbcb bba400ee ae8d057 2c	b8c331a bb5e344 44170eee 9317d63 5cd
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5					

## Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счётчик			Пределы допускаемой основной относительной погрешности, ( $\pm\delta$ ) %	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ( $\pm\delta$ ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ОАО «Птицефабрика Пермская»								
1	РП-3001 10 кВ, ввод 0,4 кВ ТЧН-1 10/0,4 кВ	ТШП-0,66 Ктт=800/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6005224 Зав. № 6005223 Зав. № 6005228	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0809080446	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	активная реактивная	1,0 2,1	3,3 5,4
2	РП-3001 10 кВ, ввод 0,4 кВ ТЧН-2 10/0,4 кВ	ТШП-0,66 Ктт=800/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6005236 Зав. № 6005230 Зав. № 6005229	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0809080582		активная реактивная	1,0 2,1	3,3 5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ТП-00754 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ	ТШП-0,66 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6004454 Зав. № 6004057 Зав. № 6004075	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0809080311	активная реактивная  активная реактивная	1,0	3,3	
4	ТП-00732 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ	ТШП-0,66 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6006014 Зав. № 6006011 Зав. № 6006019	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807081134		2,1	5,4	
5	ТП-00328 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ	ТШП-0,66 Ктт=800/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6005226 Зав. № 6005219 Зав. № 6005234	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0805125455	активная реактивная  активная реактивная	1,0	3,3	
6	ТП-00563 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ	ТШП-0,66 Ктт=400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6005200 Зав. № 6005185 Зав. № 6005192	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807080914		2,1	5,4	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	ТП-00563 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ	ТШП-0,66 КТТ=400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6000491 Зав. № 6000529 Зав. № 6000506	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807081055	активная реактивная  активная реактивная	1,0	3,3	
8	ТП-00328 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ	ТШП-0,66 КТТ=800/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6005239 Зав. № 6005232 Зав. № 6005220	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0805127117		2,1	5,4	
9	ТП-00754 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ	ТШП-0,66 КТТ=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6004060 Зав. № 6004054 Зав. № 6004066	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0809080332	активная реактивная  активная реактивная	1,0	3,3	
10	ТП-00732 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ	ТШП-0,66 КТТ=1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6002581 Зав. № 6002585 Зав. № 6002570	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807081191		2,1	5,4	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ТП-63296 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-1	ТШП-0,66 КТТ=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6004449 Зав. № 6004438 Зав. № 6004447	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0809080290	активная реактивная  активная реактивная	1,0	3,3	
12	ТП-63296 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-2	ТШП-0,66 КТТ=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6004059 Зав. № 6004074 Зав. № 6004078	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807081013		2,1	5,4	
13	ТП-62340 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-1	ТШП-0,66 КТТ=1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6006015 Зав. № 6006010 Зав. № 6006018	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807081135	активная реактивная  активная реактивная	1,0	3,3	
14	ТП-62340 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-2	ТШП-0,66 КТТ=1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6006013 Зав. № 6006008 Зав. № 6006017	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807081201		2,1	5,4	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	ТП-63276 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-1	ТШП-0,66 КТТ=100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6001340 Зав. № 6001308 Зав. № 6001330	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0809080297	активная реактивная  активная реактивная	1,0	3,3	
16	ТП-63285 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-1	ТШП-0,66 КТТ=100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6004840 Зав. № 6004850 Зав. № 6004831	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807081127		2,1	5,4	
17	ТП-63275 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-1	ТШП-0,66 КТТ=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6004458 Зав. № 6004055 Зав. № 6004453	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807081114	активная реактивная  активная реактивная	1,0	3,3	
18	ТП-63275 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-2	ТШП-0,66 КТТ=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6004062 Зав. № 6004445 Зав. № 6004443	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0809125461		2,1	5,4	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	ТП-63273 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-1	ТШП-0,66 КТТ=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6004071 Зав. № 6004444 Зав. № 6004065	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807080979	активная реактивная  активная реактивная	1,0	3,3	
20	ТП-63273 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-2	ТШП-0,66 КТТ=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6004063 Зав. № 6004052 Зав. № 6004441	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807081190		2,1	5,4	
21	ТП-63301 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-1	ТШП-0,66 КТТ=1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6006016 Зав. № 6006012 Зав. № 6006009	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807081139	активная реактивная  активная реактивная	1,0	3,3	
22	ТП-63301 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-2	ТШП-0,66 КТТ=1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6002576 Зав. № 6002579 Зав. № 6002575	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807081274		2,1	5,4	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	ТП-63117 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-1	ТШП-0,66 Ктт=800/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6005217 Зав. № 6005231 Зав. № 6005222	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807081117	активная реактивная  активная реактивная	1,0	3,3	
24	ТП-63117 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-2	ТШП-0,66 Ктт=800/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6005216 Зав. № 6005225 Зав. № 6005227	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807081159		2,1	5,4	
25	ТП-62299 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-1	ТШП-0,66 Ктт=800/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6005237 Зав. № 6005218 Зав. № 6005235	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807081131	активная реактивная  активная реактивная	1,0	3,3	
26	ТП-62299 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-2	ТШП-0,66 Ктт=800/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6005238 Зав. № 6005233 Зав. № 6005221	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807081155		2,1	5,4	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	ТП-63297 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-1	ТШП-0,66 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6004448 Зав. № 6004072 Зав. № 6004451	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0809080255	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	активная	1,0	3,3
28	ТП-63297 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-2	ТШП-0,66 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6004457 Зав. № 6004436 Зав. № 6004077	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0809080283		реактивная	2,1	5,4
29	ТП-63290 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-1	ТШП-0,66 Ктт=100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6004201 Зав. № 6004845 Зав. № 6001323	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0809080548	активная реактивная	1,0	3,3	
30	ТП-63291 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-1	ТШП-0,66 Ктт=150/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6000420 Зав. № 6000434 Зав. № 6000436	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0809080396		2,1	5,4	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
31	ТП-63289 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-1	ТШП-0,66 КТТ=100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6004836 Зав. № 6004196 Зав. № 6004835	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807081086	активная реактивная  активная реактивная	1,0	3,3	
32	ТП-63292 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-1	ТШП-0,66 КТТ=150/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6000421 Зав. № 6000450 Зав. № 6000431	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0809080325		2,1	5,4	
33	ТП-63123 6/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-1	ТШП-0,66 КТТ=200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6000096 Зав. № 6000090 Зав. № 6000087	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0809080340	активная реактивная  активная реактивная	1,0	3,3	
34	ТП-63136 6/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-1	ТШП-0,66 КТТ=200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6000059 Зав. № 6000011 Зав. № 6000061	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807081016		2,1	5,4	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
35	ТП-62347 6/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-1	ТШП-0,66 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6002568 Зав. № 6002522 Зав. № 6002520	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807080928	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	активная	1,0	3,3
						реактивная	2,1	5,4
36	ТП-62347 6/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-2	ТШП-0,66 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11 Зав. № 6002535 Зав. № 6002558 Зав. № 6002530	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807081062	активная	1,0	3,3	
						реактивная	2,1	5,4
<b>ЗАО «ГУМ»</b>								
37	ПС №1 6/0,4 кВ ООО «ШуяПромЭнерго», РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ фид. №10	ТПОЛ-10 Ктт=150/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261-08 Зав. № 5904 Зав. № 5846	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53 Зав. № 1986	Меркурий 230 ART- 00-PQCSIDN Рег. № 23345-07 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 09258547	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	активная	1,3	3,4
38	ПС №2 6/0,4 кВ ООО «ШуяПромЭнерго», РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ фид. №3	ТПОЛ-10 Ктт=150/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261-08 Зав. № 2239 Зав. № 5777	НТМК-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 323-49 Зав. № 816	Меркурий 230 ART- 00-PQCSIDN Рег. № 23345-07 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 15574042		реактивная	2,5	5,5
						активная	1,3	3,4
						реактивная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ООО «ТТ-Инвест»								
39	ПС «Ивановская-6» (110/6 кВ), РУ-6 кВ, яч. №610	ТЛО-10 Ктт=600/5 Кл.т. 0,2 Рег. № 25433-08 Зав. № 14524 Зав. № 14523 Зав. № 14527	НАМИ-10 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687- 07 Зав. № 725	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807080837	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	активная реактивная	1,0 1,8	2,2 3,9
40	ПС «Ивановская-6» (110/6 кВ), РУ-6 кВ, яч. №620	ТЛО-10 Ктт=600/5 Кл.т. 0,2 Рег. № 25433-08 Зав. № 14525 Зав. № 14522 Зав. № 14526	НАМИ-10 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687- 07 Зав. № 726	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08 Зав. № 0807080525		активная реактивная	1,0 1,8	2,2 3,9

\*Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.

3 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение  $(0,95-1,05) \cdot U_{\text{н}}$ ; ток  $(1,0-1,2) \cdot I_{\text{н}}$ ;  $\cos\phi = 0,9$  инд.; частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц;
- температура окружающей среды:  $(20 \pm 5)$  °C.

4 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения  $(0,9-1,1) \cdot U_{\text{н}1}$ ; диапазон силы первичного тока  $(0,05-1,2) \cdot I_{\text{н}1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\phi$  ( $\sin\phi$ )  $0,5-1,0$  ( $0,5-0,87$ ); частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °C;
- относительная влажность воздуха не более 98 % при +25 °C;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счётчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения  $(0,9\text{--}1,1) \cdot U_{h2}$ ; диапазон силы вторичного тока  $(0,01\text{--}1,2) \cdot I_{h2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ )  $0,5\text{--}1,0$  ( $0,5\text{--}0,87$ ); частота  $(50\pm0,2)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения не более  $0,5$  мТл;
- температура окружающего воздуха для счётчиков типа СЭТ-4ТМ.02М от минус 40 до плюс  $60^{\circ}\text{C}$ , для счётчиков типа Меркурий 230 от минус 40 до плюс  $55^{\circ}\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха не более 90 % при  $+30^{\circ}\text{C}$ ;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220\pm10)$  В; частота  $(50\pm1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от плюс 15 до плюс  $25^{\circ}\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха не более 80 % при  $+25^{\circ}\text{C}$ ;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от  $I_{\text{ном}}$   $\cos j = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счётчиков электроэнергии от минус 10 до плюс  $35^{\circ}\text{C}$ .

6 Допускается замена ТТ, ТН и счётчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, какие приведены в таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7 Все типы средств измерений, представляющих измерительные компоненты АИИС КУЭ, должны быть утвержденного типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (ФИФ).

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счётчик СЭТ-4ТМ.02М - среднее время наработки на отказ не менее  $T=140000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b=2$  ч;
- счётчик Меркурий 230 - среднее время наработки на отказ не менее  $T=150000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b=2$  ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T=70000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b=1$  ч.

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счётчике.
- журнал сервера:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счётчике и сервере;
  - пропадание и восстановление связи со счётчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счётчика электрической энергии;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - счётчика электрической энергии;
  - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счётчик электрической энергии - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Таблица 3 - Комплектность АИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	108
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НТМК-6-71	1
Счётчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	38
Счётчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	2
GSM-модем	Teleofis RX101-R4	1
Сервер	HP Proliant DL160	1
Методика поверки	-	1
Паспорт-формуляр	ТЛДК.411711.043.ЭД.ФО	1

## Проверка

осуществляется по документу МП 65973-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) АО «Транссервисэнерго» по группе объектов №2. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «ИЦРМ» в ноябре 2016 г.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- счётчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;

- счётчик электрической энергии Меркурий 230 - в соответствии методикой поверки АВЛГ.411152.021 РЭ1 «Методики поверки», согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 мая 2007 г.;

Основные средства поверки:

- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- средства измерений по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04);

- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °C, дискретность 0,1 °C; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

## Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ТЛДК.4111711.043 РП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Транссервисэнерго» по группе объектов №2. Руководство пользователя».

## Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) АО «Транссервисэнерго» по группе объектов №2

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

## Изготовитель

Акционерное общество «Транссервисэнерго» (АО «Транссервисэнерго»)

ИНН 7710430593

Адрес: 119296, г. Москва, Ленинский проспект, д. 64А

Телефон: (495) 380-37-70

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»  
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)  
Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха,  
ул. Ново-Никольская, д. 57  
Телефон: (929) 935-90-11

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области  
метрологии» (ООО «ИЦРМ»)  
Адрес: 142700, Московская область, Ленинский район, г. Видное, Промзона  
тер. корп. 526  
Телефон: (495) 278-02-48  
Web-сайт: [www.ic-rm.ru](http://www.ic-rm.ru)  
E-mail: [info@ic-rm.ru](mailto:info@ic-rm.ru)  
Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений  
в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.                  « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.