

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ННК» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52322-2005 и ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-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, GSM-модем, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), расположенные на каждом из предприятий, и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

Измерительные каналы (далее - 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 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. 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 типов ПСЧ-4ТМ.05МК, ПСЧ-4ТМ.05М, Альфа А1800 и СЭТ-4ТМ.03М по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на коммутаторы типа С.1-02, осуществляющие консолидацию измерительных каналов (далее – ИК) в группы, дальнейшую передачу накопленных данных по основному и резервному каналам сотовой связи стандарта GSM в базу данных сервера ИВК АИИС КУЭ. Цифровой сигнал с выходов счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК передается посредством встроенного коммутатора GSM

С-1.02.01 по по основному и резервному каналам сотовой связи стандарта GSM в базу данных сервера ИВК АИИС КУЭ. Сервер ИВК осуществляет вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в ИАСУ КУ ОАО «АТС», региональные филиалы ОАО «СО ЕЭС» (РДУ) и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется от ИВК АИИС КУЭ по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и 80030 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «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 счетчиков 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» (АС\_Т) 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 счетчиков с сервером ИВК производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчика выполняется автоматически при расхождении с часами сервера на величину  $\pm 2$  с., но не чаще 1 раза в сутки. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

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

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ ОАО «ННК» используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Альфа ЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных	Amrserver.exe	12.07.04.01	045761ae9e8e40c82b061937aa9c5b00	MD5
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		182cd539b83b8734c8387c22d72ffff9	
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		f5df8fc01ad2da8cd818c668f5effd82	
	Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		860d26cf7a0d26da4acb3862aaee65b1	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков	Encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	Библиотека сообщений планировщика опросов	Alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

Комплексы измерительно-вычислительные для учёта электрической энергии «АльфаЦЕНТР» внесены в Государственный реестр средств измерений под регистрационным номером № 44595-10.

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

## Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровня измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав 1-го и 2-го уровня ИК АИИС КУЭ ОАО «ННК» и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Номер точки измерений на однолинейной схеме	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
			ТТ	ТН	Счетчик	ИБК		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>ООО «Биянковский щебеночный завод»</b>									
1	1	ПС 110/6 кВ "МММЗ", ЗРУ-6кВ, 1с.ш. 6 кВ, яч. №11 ф. «Щебзавод-1»	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав.№ 36386 Зав.№ 36326	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 1127	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1112121639	HP Pro- liant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070 LRY	Ак- тивная	±1,3	±3,4
							Реак- тивная	±2,5	±5,8
2	2	ПС 110/6 кВ "МММЗ", ЗРУ-6 кВ, 2с.ш. 6 кВ, яч. №21 ф. «Щебзавод-2»	ТОЛ-10-И-2 У2 Кл.т. 0,5 200/5 Зав.№ 30432 Зав.№ 30426	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 7218	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1112121532		Ак- тивная	±1,3	±3,4
						Реак- тивная	±2,5	±5,8	
3	3	КРУН-6 кВ №2 "ВТСК-Б", РУ 6кВ	ТОЛ-10-И-2 У2 Кл.т. 0,5 75/5 Зав.№ 15948 Зав.№ 15617	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав.№ 3004259 Зав.№ 3004492 Зав.№ 3004273	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1112121476	Ак- тивная	±1,3	±3,4	
						Реак- тивная	±2,5	±5,8	
<b>ООО «Комбинат строительных материалов»</b>									
4	1	ПС 110/10 кВ "Фарфоровая" ЗРУ-10 кВ, 1 сш-10 кВ, яч. 4	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав.№ 47441 ТПЛ-10с-У3 Кл.т. 0,5 300/5 Зав.№ 5708090000076	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 4155	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0607090333	HP Pro- liant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070 LRY	Ак- тивная	±1,3	±3,4
							Реак- тивная	±2,5	±5,8
5	2	ПС 110/10 кВ "Фарфоровая" ЗРУ-10 кВ, 2 сш-10 кВ, яч. 34	ТПОЛ-10У3 Кл.т. 0,5 300/5 Зав.№ 4622 ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав.№ 52679	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 8606	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0607090545		Ак- тивная	±1,3	±3,4
						Реак- тивная	±2,5	±5,8	
6	3	ТП-250/10/0,4кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра Т-1	ТТИ-А Кл.т. 0,5 400/5 Зав.№ В33017 Зав.№ В33018 Зав.№ В33014	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1112120331	Ак- тивная	±1,3	±3,3	
						Реак- тивная	±2,5	±5,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	4	ТП-100/6/0,4кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра Т-1	ТТИ-А Кл.т. 0,5 200/5 Зав.№ М21174 Зав.№ М21172 Зав.№ М21193	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1112120261	HP Pro- liant DL160 G8 E5- 2603 Зав.№ CZJ3070 LRY	Ак- тивная	±1,3	±3,3
8	5	РП ОАО «Урал- промжелдор- транс»	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Зав.№ 1111120660		Реак- тивная	±2,5	±5,7
<b>ООО «Новокиевский щебеночный завод»</b>									
9	1	ПС 110/35/10 кВ "Щебзавод" РУ- 10 кВ, с.ш. 10кВ, яч. 4	ТОЛ-СЭЩ-10-II Кл.т. 0,2S 100/5 Зав.№ 25655 09 Зав.№ 25623 09	НАМИ-10У2 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав.№ 1713	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0810112598	HP Pro- liant DL160 Gen8 E5- 2603 Зав.№ CZJ3070 LRY	Ак- тивная	± 0,8	± 2,3
10	2	ПС 110/35/10 кВ "Щебзавод", РУ- 10 кВ, с.ш. 10кВ, яч. 2	ТОЛ-10-8.2-2 Кл.т. 0,5 100/5 Зав.№ 17487 Зав.№ 17113		СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0812106513		Реак- тивная	± 1,5	± 4,2
11	3	ПС 110/35/10 кВ "Щебзавод", РУ- 10 кВ, с.ш. 10кВ, яч. 6	ТОЛ-10-8.2-2 Кл.т. 0,5 100/5 Зав.№17364 Зав.№ 17488		СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0810112570		Ак- тивная	± 1,0	± 3,3
12	4	ПС 110/35/10 кВ "Щебзавод", РУ- 10 кВ, с.ш. 10кВ, яч. 8	ТОЛ-10-8.2-2 Кл.т. 0,5 100/5 Зав.№17365 Зав.№ 17242		СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0810112563		Реак- тивная	± 2,5	± 5,7
<b>ОАО «Сортавальский дробильно-сортировочный завод»</b>									
13	1	ПС-94 110/35/10 кВ "Кириявалах- ти", КРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 6 КЛ-10кВ, Л- 94-03	ТЛМ 10 2У3 Кл.т.0,5 200/5 Зав.№ 2518 Зав.№ 9788	НАМИТ 10- 2УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 1604	A1805RAL- P4GB-DW-3 Кл.т.0,5S/1,0 Зав.№ 01188337	HP Pro- liant DL160 Gen8 E5- 2603 Зав.№ CZJ3070 LRY	Ак- тивная	±1,3	±3,4
14	2	ПС-94 110/35/10 кВ "Кириявалах- ти", КРУ-10кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. № 15 КЛ-10 кВ, Л- 94-08	ТЛМ 10 2У3 Кл.т.0,5 400/5 Зав.№ 8629 Зав.№ 7380	НАМИТ 10- 2УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 1476	A1805RAL- P4GB-DW-3 Кл.т.0,5S/1,0 Зав.№ 01188346		Реак- тивная	±2,5	±5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>ООО фирма «Импульс»</b>									
15	1	ПКУ-10 кВ	ТВЛ СЭЩ 10-П Кл.т. 0,5 50/5 Зав.№ 15562 Зав.№ 15610	ЗНОЛП-10У2 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√ 3 Зав.№ 10101 Зав.№ 9650 Зав.№ 896	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1112121490	HP Pro- liant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070 LRY	Ак- тивная	±1,3	±3,4
							Реак- тивная	±2,5	±5,8
16	2	СКТП 10/0,4 кВ В1-40/630 кВА, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра Т1	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 1000/5 Зав.№ 003390 Зав.№ 003391 Зав.№ 003392	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1112120619		Ак- тивная	± 1,0	± 3,4
						Реак- тивная	± 2,1	± 5,7	
17	3	КТП 10/0,4 кВ Пз9-749/63 кВА, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра Т1	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 100/5 Зав.№ 128443 Зав.№ 128446 Зав.№ 128449	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1112120591	Ак- тивная	± 1,0	± 3,4	
						Реак- тивная	± 2,1	± 5,7	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02)  $U_n$ ; ток (1,0 – 1,2)  $I_n$ ;  $\cos\varphi = 0,9_{\text{инд.}}$ ;
- температура окружающей среды: (20±5) °С.

5 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения – (0,9 – 1,1)  $U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока – (0,02(0,05) – 1,2)  $I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi(\sin\varphi)$  0,5 – 1,0 (0,6 – 0,87); частота – (50 ± 0,5) Гц;

– температура окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 50 °С;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

для электросчетчиков:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1)  $U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2)  $I_{н2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi(\sin\varphi)$  0,5 – 1,0 (0,6 – 0,87); частота – (50 ± 0,5) Гц;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл;

– температура окружающего воздуха для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05МК и ПСЧ-4ТМ.05М – от минус 40 °С до плюс 60 °С; для счетчиков Альфа А1800 - от минус 40 °С до плюс 65 °С;

– относительная влажность воздуха (40 – 60) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

– температура окружающего воздуха от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха ( $70 \pm 5$ ) %;
- атмосферное давление ( $100 \pm 4$ ) кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos\varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 5 °С до плюс 35 °С.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена сервера ИВК на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «ННК» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05МК – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 165\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- электросчётчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 120\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  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 счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - сервер ИВК;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - электросчетчика;
  - сервер ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- сервер ИВК - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

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

### Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-І	15128-07	4
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-08	1
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	29390-05	1
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	28139-12	6
Трансформаторы тока	Т-0,66	36382-07	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-ІІ	32139-06	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	7069-07	6
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2473-69	4
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛ СЭЩ 10	1856-63	2
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2363-68	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66У3	831-69	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	11094-87	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3344-08	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2УХЛ2	16687-02	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-10У2	23544-07	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	4
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	31857-06	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	46634-11	9
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07	2

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

## Поверка

осуществляется по документу МП 56008-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ННК». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 22 ноября 2013 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по методике 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.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК - по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М - по методике поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;
- счетчиков Альфа А1800- в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от -20 до +60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

## Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «ННК», аттестованной ООО «Техносоюз», аттестат об аккредитации № 01.00220-2013 от 05.07.2013 г.

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ННК»**

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.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52322-2005 (МЭК 62053-21:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

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

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ЗАО «Транссервисэнерго»

Юридический адрес: 121552, Российская Федерация, г. Москва, ул. Ярцевская, д. 34, стр.1

Почтовый адрес: 119296, Российская Федерация, г. Москва, Ленинский проспект, д. 64а

Тел.: (495) 380-37-70

Факс: (4922) 380-37-70

E-mail: –

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт»

(ООО «Энергостандарт»)

Юридический адрес: 123056 г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 42

Тел.: 8(495) 640-96-09

E-mail: [info@en-st.ru](mailto:info@en-st.ru)

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66;

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.