

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ННК» с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ННК» с Изменением № 1 (далее по тексту - АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ННК», регистрационный №56008-13, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, приведенных в таблице 2. 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, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

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 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по 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, каналообразующую 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 преобразуются 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05М, и СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на коммуникаторы 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 коммуникатора GSM С-1.02.01 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 ± 2 с., но не чаще 1 раза в сутки. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 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 коррективке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «ННК» с Изменением № 1 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		0939ce05295fcbba400eeae8d0572c	
	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, составляют 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 уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ОАО «ННК» с Изменением № 1 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
ООО «Сангалыкский диоритовый карьер»									
1	1	ПС-70 110/6 кВ "Мансурово" ЗРУ-6 кВ, 1 сш-6 кВ, яч. 7, ф. «Ввод 1»	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав.№ 3457 Зав.№ 3942	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 230 Зав.№ 240	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0608120704	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-70 110/6 кВ "Мансурово" ЗРУ-6 кВ, 2 сш-6 кВ, яч. 39, ф. «Ввод 2»	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав.№ 3463 Зав.№ 3752	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 180 Зав.№ 160	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0608120758		Ак- тивная	±1,3	±3,4
							Реак- тивная	±2,5	±5,8
3	3	ПС-70 110/6 кВ «Мансурово» ЗРУ-6 кВ, 1 сш-6 кВ, яч. 3, ф. «ТСН1»	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав.№ 34666 Зав.№ 34237	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ ХСК	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0608120612		Ак- тивная	±1,3	±3,4
							Реак- тивная	±2,5	±5,8
4	4	ПС-70 110/6 кВ «Мансурово» ЗРУ-6 кВ, 2 сш-6 кВ, яч. 35, ф. "ТСН2"	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав.№ 37692 Зав.№ 34182	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 9372	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0623121404		Ак- тивная	±1,3	±3,4
							Реак- тивная	±2,5	±5,8
5	5	ПС-70 110/6 кВ «Мансурово» ЗРУ-6 кВ, 1 сш-6 кВ, яч. 8, ф. ЗАО НПФ «БЗК»	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав.№ 37748 Зав.№ 38401	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ ХСК	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0608120598	Ак- тивная	±1,3	±3,4	
					ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0608120605	Реак- тивная	±2,5	±5,8	
6	6	ПС-70 110/6 кВ «Мансурово» ЗРУ-6 кВ, 1 сш-6 кВ, яч. 13, ф. «70-13»	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав.№ 42590 Зав.№ 42534	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 9372	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0608120611	Ак- тивная	±1,3	±3,4	
					ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0608120807	Реак- тивная	±2,5	±5,8	
7	7	ПС-70 110/6 кВ «Мансурово» ЗРУ-6 кВ, 2 сш-6 кВ, яч. 29, ф. «70-29»	ТПЛ-10 У3 Кл.т. 0,5 150/5 Зав.№ 38198 Зав.№ 38829	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 9372	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0608120611	Ак- тивная	±1,3	±3,4	
					ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0608120807	Реак- тивная	±2,5	±5,8	
8	8	ПС-70 110/6 кВ «Мансурово» ЗРУ-6 кВ, 2 сш-6 кВ, яч. 36, ф. «70-36»	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав.№ 38606 Зав.№ 2672			Ак- тивная	±1,3	±3,4	
						Реак- тивная	±2,5	±5,8	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
20	7	ТП-3 6/0,4 кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4 кВ транс- форматора Т-2	ТНШЛ 0,66 У2 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав.№ 3000615 Зав.№ 3000616 Зав.№ 627	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1107132588	HP Pro- liant DL160 Gen8 E5- 2603 Зав.№ CZJ3070 LRY	Ак- тивная	±1,0	±3,3
21	8	ТП-1 6/0,4 кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4 кВ транс- форматора Т-1	ТНШЛ 0,66 У2 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав.№ 618 Зав.№ 624 Зав.№ 3000611	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1107132601		Ак- тивная	±1,0	±3,3
22	9	ТП-1 6/0,4 кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4 кВ транс- форматора Т-2	ТНШЛ-0,66 У2 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав.№ 3000547 Зав.№ 3000613 Зав.№ 3000551	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1112121267		Ак- тивная	±1,0	±3,3
23	10	ТП-2 6/0,4 кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4 кВ транс- форматора Т-1	ТНШЛ-0,66 У2 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав.№ 3000761 Зав.№ 3000760 Зав.№ 622	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1112120914		Ак- тивная	±1,0	±3,3
24	11	ТП-2 6/0,4 кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4 кВ транс- форматора Т-2	ТНШЛ-0,66 У2 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав.№ 3000538 Зав.№ 3000543 Зав.№ 619	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1107132671		Ак- тивная	±1,0	±3,3
25	12	ВРУ-0,4 кВ Станция БХО (Строение 1)	ТТИ-А Кл.т. 0,5 150/5 Зав.№ С20241 Зав.№ С20267 Зав.№ С20256	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1107132630		Ак- тивная	±1,0	±3,3
26	13	ВРУ-0,4 кВ Станция БХО (Строение 2)	ТТИ-А Кл.т. 0,5 150/5 Зав.№ С20259 Зав.№ С20262 Зав.№ С20243	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1107132097	Ак- тивная	±1,0	±3,3	
ООО «Сильницы»									
27	1	ПС 35/6 кВ "Ка- раш", КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 10, ф. "Ввод1"	ТВЛМ-10 Кл.т.0,5 300/5 Зав.№ 48191 Зав.№ 37883	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 2018	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0803136603	HP Pro- liant DL160 Gen8 E5- 2603 Зав.№ CZJ3070 LRY	Ак- тивная	±1,3	±3,4
28	2	ПС 35/6 кВ "Ка- раш", КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 19, ф. "Ввод2"	ТВЛМ-10 Кл.т.0,5 300/5 Зав.№ 37824 Зав.№ 33032	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 3217	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0809121584		Ак- тивная	±1,3	±3,4
29	3	ПС 35/6 кВ "Ка- раш", КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 13, ф. «2	ТВЛМ-10 Кл.т.0,5 100/5 Зав.№ 2775 Зав.№ 6342	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 2018	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0805130031		Ак- тивная	±1,3	±3,4
							Реак- тивная	±2,5	±5,8
							Реак- тивная	±2,5	±5,8
							Реак- тивная	±2,5	±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
30	4	ПС 35/10 кВ "Дертники", ОРУ-35 кВ, ф. "Ввод"	ТОЛ-35 III-II УХЛ1 Кл.т.0,5S 75/5 Зав.№ 886 Зав.№ 919 Зав.№ 904	ЗНОЛ.4-35III УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000:√3/100: √3 Зав.№ 6836 Зав.№ 6797 Зав.№ 6798	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0807125288	HP Pro- liant DL160 Gen8 E5- 2603 Зав.№ CZJ3070 LRY	Ак- тивная Реак- тивная	±1,3 ±2,5	±3,5 ±5,8

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 минут);

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 (0,9 – 1,1) U_n ; ток (0,02 – 1,2) I_n ; $\cos\phi = 0,9_{\text{инд.}}$; частота (50 ± 0,2) Гц;

– 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 $\cos\phi(\sin\phi)$ 0,5 – 1,0 (0,6 – 0,87); частота – (50 ± 0,2) Гц;

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

– относительная влажность воздуха не более 98 % при 35 °С;

– атмосферное давление от 84,0 кПа до 106,7 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 $\cos\phi(\sin\phi)$ 0,5 – 1,0 (0,6 – 0,87); частота – (50 ± 0,2) Гц;

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

– температура окружающего воздуха для счетчиков – от минус 40°С до плюс 60 °С;

– относительная влажность воздуха не более 90 % при 30 °С;

– атмосферное давление от 84,0 кПа до 106,7 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 не более 80 % при 20 °С;

– атмосферное давление от 84,0 кПа до 106,7 кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\phi = 0,8$ 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 $T = 165\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.02М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\ 000$ 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;
- 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 выделенного канала связи сети Интернет по электронной почте или с помощью сотовой связи

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - – коррекции времени в счетчике и сервере;
 - – пропадание и восстановление связи со счетчиком;

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» с Изменением № 1 типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. 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	ТПШЛ-10	1423-60	4
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2363-68	8
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	22
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10 У3	51178-12	2
Трансформаторы тока шинные	ТНШЛ-0,66	47957-11	18
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ	28139-07	6
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	1856-63	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-35	21256-07	3
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	159-49	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	831-53	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	46738-11	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	36697-12	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	50460-12	8
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07	18
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 56008-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ННК» с Изменением № 1. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2014 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 документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.
- счетчиков СЭТ-4ТМ.02М - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 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.;
- 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» с Изменением № 1», 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)

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.

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

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, 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. «_____» _____ 2014 г.