

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Павловск Неруд» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

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-информационные комплексы (ИИК), включающие 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 электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ Р 52323-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005, 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 электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных на базе RTU-325 (далее – УСПД), устройство синхронизации системного времени на базе Garmin 35LVS (далее – УССВ-35LVS) и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер с программным обеспечением (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места (далее – АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

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

Для ИК 1-9 цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД. Для ИК 10, 13-16, 18-20 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы GSM-модемов, далее информация передаётся в УСПД. Для ИК 21 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы радио-модемов, далее информация передаётся в УСПД. В УСПД происходит вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление измерительной информации, ее хранение и передача на верхний уровень системы.

По запросу ИВК, УСПД передает запрашиваемую информацию на верхний уровень системы с помощью средств для организации локальной вычислительной сети. На верхнем – третьем уровне системы осуществляется обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал ОАО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется 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 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 уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени УССВ-35LVS. Сличение часов УСПД с УССВ-35LVS производится 1 раз в 30 минут, коррекция часов УСПД осуществляется при обнаружении расхождения более чем ± 2 с. Погрешность хода внутренних часов не более ± 2 с. Сравнение показаний часов сервера с часами УСПД производится 1 раз в 30 минут, корректировка часов сервера БД выполняется при расхождении показаний с часами УСПД на величину более ± 2 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи со счётчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов УСПД на величину более ± 2 с, но не чаще одного раза в сутки. Передача информации от счётчиков электрической энергии до УСПД, от УСПД до сервера БД реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД и сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение на базе 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 программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение					
	Идентификационное наименование ПО	Am-rserver.exe	Amrc.exe	Amra.exe	Cdbora2.dll	Encryptdll.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	5.05.01					
Цифровой идентификатор ПО	0b56f71f10b4bda374cbea5f97a0d4a7	e98348689effc6f699b99c58690b9e82	0e369a296788fedf088363725065621e	5d8c1bbb486f5cc2d62004a839d14295	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5					

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ОАО «Павловск Неруд» и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/35/10/6 кВ Павловск-4 ОРУ-35 кВ 1 с.ш. Ввод 35 кВ №1	ТФН-35М 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. №3535 Зав. №3547	ЗНОМ-35-65 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №1011410 Зав. №1174870 Зав. №1185562	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0120070135	RTU-325 Зав. №002573	Активная	± 1,1	± 3,0
						Реактивная	± 2,3	± 4,6
2	ПС 110/35/10/6 кВ Павловск-4 ЗРУ-6 кВ 1 с.ш. Ввод 6кВ №1	ТПШЛ-10 4000/5 Кл. т. 0,5 Зав. №4514 Зав. №4516	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №5588	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0101070728		Активная	± 1,1	± 3,0
						Реактивная	± 2,3	± 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ПС 110/35/10/6 кВ Павловск-4 ОРУ-35 кВ 2 с.ш. Ввод 35 кВ №2	ТФН-35М 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. №3546 Зав. №2729	ЗНОМ-35-65 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №1023796 Зав. №1023984 Зав. №1023963	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0101072330	RTU-325 Зав. № 002573	Ак- тивная	± 1,1	± 3,0
						Реак- тивная	± 2,3	± 4,6
4	ПС 110/35/10/6 кВ Павловск-4 ЗРУ-6 кВ 2 с.ш. Ввод бкВ №2	ТПШЛ-10 4000/5 Кл. т. 0,5 Зав. №1829 Зав. №1827	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №5872	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0108075560		Ак- тивная	± 1,1	± 3,0
						Реак- тивная	± 2,3	± 4,6
5	ПС 110/35/10/6 кВ Павловск-4 РУ-10 кВ 2 с.ш. Ввод 10 кВ №2	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Зав. №21856 Зав. №326	НОМ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №908 Зав. №984	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0108078104		Ак- тивная	± 1,1	± 3,0
						Реак- тивная	± 2,3	± 4,6
6	ПС 110/35/10/6 кВ Павловск-4 РУ-10 кВ 1 с.ш. Ввод 10 кВ №1	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Зав. №12063 Зав. №1680	НОМ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №1029 Зав. №1012	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0108078063		Ак- тивная	± 1,1	± 3,0
						Реак- тивная	± 2,3	± 4,6
7	ПС 110/35/10/6 кВ Павловск-4 ЗРУ-6 кВ 1 с.ш. яч.7	ТПЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. №94844 Зав. №94877	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №1996	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0108070613		Ак- тивная	± 1,1	± 3,0
						Реак- тивная	± 2,3	± 4,6
8	ПС 110/35/10/6 кВ Павловск-4 ЗРУ-6 кВ 2 с.ш. яч.26	ТПЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. №60660 Зав. №91792	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №5897	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0108070606	Ак- тивная	± 1,1	± 3,0	
				СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0811121253	Реак- тивная	± 2,3	± 4,6	
9	ПС 110/35/10/6 кВ Павловск-4 ЗРУ-6 кВ 2 с.ш. яч.18	ТПЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. №10089 Зав. №10084			Ак- тивная	± 1,1	± 3,0	
					Реак- тивная	± 2,3	± 4,7	
10	КТП 6/0,4 кВ №33 вывод 0,4 кВ ТМ-100 кВА	Т-0,66 У3 75/5 Кл. т. 0,5 Зав. №77060 Зав. №77059 Зав. №76002	—	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0108079410	Ак- тивная	± 0,9	± 2,9	
					Реак- тивная	± 1,9	± 4,5	
13	ПС 35/10 кВ Павловск-5 РУ-10 кВ 2 с.ш. Ввод 10 кВ №2 яч.17	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. №12569 Зав. №12561	НОМ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №1359 Зав. №1364	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0120070121	Ак- тивная	± 1,1	± 3,0	
					Реак- тивная	± 2,3	± 4,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	ПС 35/10 кВ Павловск-5 РУ- 10 кВ 1 с.ш. Ввод 10 кВ №1 яч.2	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. №11157 Зав. №16905	НОМ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №2325 Зав. №1058	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0120071247	RTU-325 Зав. № 002573	Ак- тивная	± 1,1	± 3,0
						Реак- тивная	± 2,3	± 4,6
15	ПС 35/10 кВ Павловск-5 ТСН-2	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. №20921 Зав. №33907 Зав. №7437	—	СЭТ- 4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0108079654		Ак- тивная	± 0,9	± 2,9
						Реак- тивная	± 1,9	± 4,5
16	ПС 35/10 кВ Павловск-5 ТСН-1	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. №66911 Зав. №41639 Зав. №84384	—	СЭТ- 4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0108079297		Ак- тивная	± 0,9	± 2,9
						Реак- тивная	± 1,9	± 4,5
18	ТП 10/6/0,4 кВ №15 Вывод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 М У3 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. №316793 Зав. №316794 Зав. №316796	—	СЭТ- 4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0108079416		Ак- тивная	± 0,9	± 2,9
						Реак- тивная	± 1,9	± 4,5
19	ПС 35/6 кВ Павловск-3 ОРУ-35 кВ Ввод 35 кВ Т-1	GIF 40.5 150/5 Кл. т. 0,5S Зав. №30933879 Зав. №30933878 Зав. №30933880	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №3469	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0811141007	Ак- тивная	± 1,1	± 3,0	
					Реак- тивная	± 2,3	± 4,7	
20	ПС 35/6 кВ Павловск-3 ОРУ-35 кВ Ввод 35 кВ Т-2	GIF 40.5 150/5 Кл. т. 0,5S Зав. №30933882 Зав. №30933881 Зав. №30933883	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №3461	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0811140378	Ак- тивная	± 1,1	± 3,0	
					Реак- тивная	± 2,3	± 4,7	
21	ТП-45 6/0,4 кВ Вывод 0,4 кВ ТМ-630 кВА	ТТИ-125 1500/5 Кл. т. 0,5 Зав. №Н27436 Зав. №Н27050 Зав. №Н27402	—	СЭТ- 4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0108079382	Ак- тивная	± 0,9	± 2,9	
					Реак- тивная	± 1,9	± 4,5	

*Примечания

1 В качестве характеристик погрешности указаны границы интервала (соответствующие вероятности 0,95) относительной погрешности измерения активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале усреднения 0,5 ч.

2 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение (0,95 – 1,05) U_n ; ток (1,0 – 1,2) I_n ; $\cos \varphi = 0,9$ инд.; частота (50 ± 0,2) Гц;

- температура окружающей среды: (23 ± 2) °С.

3 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) U_{n1} ; диапазон силы первичного тока (0,01 (0,05) – 1,2) I_{n1} ; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота (50 ± 0,2) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

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

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) U_{n2} ; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2) I_{n2} ; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота (50 ± 0,2) Гц;

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

- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °С;

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

- атмосферное давление от 70,0 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 5 до плюс 40 °С;

- относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

4 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 (5) % $I_{ном}$ $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 40 °С.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена сервера и УСПД на одностипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

6 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- счётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- УСПД RTU-325 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ 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 и УСПД 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.

- журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера.

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика электрической энергии;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (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:

- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 111 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 114 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД RTU-325 – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу – 45 сут; сохранение информации при отключении питания – 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 систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Павловск Неруд» 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 компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока	ТФН-35М	3690-73	4
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	1423-60	4
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-59	8
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2363-68	4
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	2
Трансформаторы тока	T-0,66	36382-07	9
Трансформаторы тока	GIF 40.5	56411-14	6
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ	28139-07	3
Трансформаторы тока	T-0,66 М У3	36382-07	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	912-70	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	4
Трансформаторы напряжения	НОМ-10-66	4947-75	4
Трансформаторы напряжения	НОМ-10-66	4947-98	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	19813-09	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	15
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	3
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	37288-08	1
Устройство синхронизации системного времени	—	—	1
Сервер	HP ProLiant DL320 G3	—	1
Методика поверки	—	—	1
Паспорт-формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 61906-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Павловск Неруд». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 20 августа 2015 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»;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ,03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
- УСПД RTU-325 – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.

Перечень основных средств поверки:

- 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 минус 20 до плюс 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 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Павловск Неруд». Руководство пользователя» ЭСКВ.466645.015.ИЗ.

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

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 «АтомСбыт»

(АО «Атомсбыт»)

Юридический адрес: 394018, Российская Федерация, г. Воронеж, ул. Дзержинского, д. 12а

Почтовый адрес: 394018, Российская Федерация, г. Воронеж, ул. Дзержинского, д. 12а

ИНН 3666092377

Тел.: (473) 253-09-47

Факс: (473) 222-71-41, 222-71-42

E-mail: office@atomsbyt.ru

Заявитель

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

Юридический адрес: 105122, г. Москва, Щелковское шоссе, д. 9

Почтовый адрес: 115114, г. Москва, ул. Дербеневская, д.1 стр.2

Тел.: (495) 640-96-09

Факс: (495) 640-96-06

E-mail: info@t-souz.ru www.t-souz.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, 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

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2015 г.