

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛМЗ «Машсталь»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛМЗ «Машсталь» (далее - 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-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, 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), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – 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 преобразуют 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 поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/Р.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Устройство синхронизации времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и вре-

мени приемника более чем на ± 1 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов сервера БД и времени приемника не более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «ЛМЗ «Машсталь» используется ПО «АльфаЦЕНТР» версии 11, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» 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 – 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 «АльфаЦЕНТР»	программа-планировщик опроса и передачи данных	amrserver.exe	v.11.04.01	582b756b2098a6dabbe52eae57e3e239	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe		b3bf6e3e5100c068b9647d2f9bfde8dd	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe		764bbe1ed87851a0154dba8844f3bb6b	
	драйвер работы с БД	cdbora2.dll		7dfc3b73d1d1f209cc4727c965a92f3b	
	библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba40eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР», в состав которых входит ПО «АльфаЦЕНТР», внесены в Госреестр СИ РФ № 44595-10.

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР».

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 измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ООО «ЛМЗ «Машсталь»								
1	ПС 110/6 кВ Химмаш яч.89	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 800/5 Зав. № 03144; Зав. № 31392	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № ЕВРА	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812101321	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
2	ПС 110/6 кВ Химмаш яч.61	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 800/5 Зав. № 46999; Зав. № 46967	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 4127	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806126259	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
3	ЦРП-6кВ яч.1 ООО «Центрмолитстрой»	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 6305; Зав. № 61998	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2002	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0612112474	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ЦРП-6кВ яч.7 ФКУ ИК-7 УФ- СИН	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 4603; Зав. № 5691	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2002	ПСЧ-4ТМ.05.08 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0302083600	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,2
5	ЦРП-6кВ яч.12 ФКУ ИК-7 УФ- СИН	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 7722; Зав. № 7723	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2002	ПСЧ-4ТМ.05.08 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0302083558	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,2
6	ПС 110/10/6 кВ ТПА яч. 58 ПГВ 110/6-10кВ ОАО ПТПА	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 23083; Зав. № 28070	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № СВПА	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0809136223	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
7	ПС 110/10/6 кВ ТПА яч. 56 ПГВ 110/6-10кВ ОАО ПТПА	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 1500/5 Зав. № 28713; Зав. № 16440	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № СВПА	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0809136183	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
8	ПС 110/10/6 кВ ТПА яч. 52 ПГВ 110/6-10кВ ОАО ПТПА	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 78199; Зав. № 14396	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № СВПА	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0809136237	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	ПС 110/10/6 кВ ТПА яч. 42 ПГВ110/6-10кВ ОАО ПТПА	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 1500/5 Зав. № 1325; Зав. № 1612	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 1287	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0809136009	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
10	ПС 110/10/6 кВ ТПА яч. 44 ПГВ 110/6-10кВ ОАО ПТПА	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 1500/5 Зав. № 4604; Зав. № 4505	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 1287	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0809135994	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
11	ПС 110/10/6 кВ ТПА яч. 46 ПГВ 110/6-10кВ ОАО ПТПА	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 1500/5 Зав. № 65412; Зав. № 65413	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 1287	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0809136017	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
12	ПС 110/10/6 кВ ТПА яч. 30 ПГВ 110/6-10кВ ОАО ПТПА	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 51935; Зав. № 52354	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 1287	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0809136153	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
13	ПС 110/10/6 кВ ТПА яч. 54 ПГВ 110/6-10кВ ОАО ПТПА	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 21289; Зав. № 21275	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № СВПА	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0809135033	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	ПС 110/10/6 кВ ТПА яч. 6 ПГВ 110/6-10кВ ОАО ПТПА	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 10011; Зав. № 13828	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 6176	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0809130113	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
15	ПС 110/10/6 кВ ТПА яч. 31 ПГВ 110/6-10кВ ОАО ПТПА	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 35355; Зав. № 60067	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 7731	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0809136003	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
16	ПС 110/10/6 кВ ТПА яч. 2 ПГВ 110/6-10кВ ОАО ПТПА	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 93483; Зав. № 93763	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 6176	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0809136274	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
17	7РП-10кВ ОАО ПТПА яч. 4	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 3623; Зав. № 2390	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 1593	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0809135974	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
18	7РП-10кВ ОАО ПТПА яч.11	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 4272; Зав. № 18090	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 1452	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0809136072	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	ПС 110/10/6 кВ ТПА яч. 28 8ТП-6кВ ОАО ПТПА	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 13648; Зав. № 78182	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 1287	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0809135143	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
20	7РП-10кВ ОАО ПТПА яч.2 44ТП-10кВ ОАО ПТПА	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 7335; Зав. № 7504	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 1593	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0809130093	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
21	21ТП-6кВ РУ- 0,4кВ ООО «ЛМЗ «Маш- Сталь» Резерв- ное питание ПГВ 110/6-10 кВ ОАО «ПТПА»	Т-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 00140; Зав. № 00032; Зав. № 00160	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810100305	-	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,6
22	52ТП-10кВ РУ- 0,4кВ авт. №6 ООО «ЛМЗ «МашСталь» КПП «Северные ворота» ОАО«ПТПА»	ТТЭ А Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 2443; Зав. № 2444; Зав. № 2442	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810100332	-	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,6

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. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) $U_{ном}$; ток (1,0 – 1,2) $I_{ном}$, частота - (50 ± 0,15) Гц; $\cos\varphi = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 °С до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 21 °С до плюс 25 °С; ИВК - от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 – 1,1) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - (0,05 – 1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 – 1,1) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - (0,01 – 1,2) $I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ - 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– относительная влажность воздуха (40 - 60) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

– температура окружающего воздуха:

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– для счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05 от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– для счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М от минус 40 °С до плюс 60 °С;

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

- 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 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до плюс 40 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на ООО «ЛМЗ «Машсталь» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

– электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

– электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

– сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время

восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ 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;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- 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 БД - 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) ООО «ЛМЗ «Машсталь» 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, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	1856-63	20
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1276-59	12
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2473-05	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10	7069-02	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10	38395-08	2
Трансформатор тока	Т-0,66	36382-07	3
Трансформатор тока	ТТЭ А	32501-08	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	831-53	5
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	831-69	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-12	17
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.12	36355-07	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05.08	27779-04	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	36697-12	2
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 56252-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛМЗ «Машсталь». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в декабре 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 ПСЧ-4ТМ.05 – по документу ИЛГШ.411152.126 РЭ1 Методика поверки, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2005 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М – по документу ИЛГШ.411152.146 РЭ1 Методика поверки, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу ИЛГШ.411152.145 РЭ1, утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2012 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 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 «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ООО «ЛМЗ «Машсталь», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛМЗ «Машсталь»

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 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 осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Росэнергосервис»

(ЗАО «Росэнергосервис»)

Юридический адрес: 600017, Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9

Почтовый адрес: 600017, Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9

Тел.: (4922) 44-87-06

Факс: (4922) 33-44-86

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Тест-Энерго»
(ООО «Тест-Энерго»)

Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3

Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35

Тел.: (499) 755-63-32

Факс: (499) 755-63-32

E-mail: info@t-energo.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: 8 (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.