

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

### Назначение средства измерений

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

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики) в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе контроллера сетевого промышленного СИКОН С70 и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации системного времени УСВ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28716-05), автоматизированное рабочее место персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД, где производится обработка измерительной информации - перевод в именованные величины с учетом постоянной счетчика, умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, а также осуществляется накопление, хранение и передача полученных данных на сервер по проводным линиям связи, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На сервере осуществляется сбор и обработка полученных данных, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов. От сервера информация в виде xml-макетов формата 80020 передается на АРМ сбытовой организации по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи через интернет-провайдер.

Передача информации от АРМ сбытовой организации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» 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 АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени УСВ-1, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника.

Сравнение часов сервера с УСВ-1 осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера и УСВ-1 на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение часов УСПД с часами сервера осуществляется 1 раз в час, корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение часов счетчиков с часами УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в сутки). Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более  $\pm 1$  с. Передача информации от счетчика до УСПД, от УСПД до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, а также с помощью специальных программных средств, что соответствует уровню «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает  $\pm 1$  единицы младшего разряда.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrol-ogy.dll	Parse-Bin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramida.dll	SynchroNSI.dll	Verify-Time.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0 b1b21906 5d63da94 9114dae4	b1959ff70 be1eb17c 83f7b0f6d 4a132f	d79874d1 0fc2b156 a0fdc27e 1ca480ac	52e28d7b6 08799bb3c cea41b548 d2c83	6f557f885 b7372613 28cd7780 5bd1ba7	48e73a92 83d1e664 94521f63 d00b0d9f	c391d642 71acf405 5bb2a4d3 fe1f8f48	ecf532935 ca1a3fd32 15049af1f d979f	530d9b01 26f7cdc2 3ecd814c 4eb7ca09	1ea5429b 261fb0e2 884f5b35 6a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименова- ние точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы допускаемой основной относительной погрешности, (±δ) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС «ЛГВ» 110кВ, ввод№3, ЗРУ 6кВ, яч.№10	ТЛШ-10У3 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 6811-78	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,2
2	ПС «ЛГВ» 110кВ, ввод№2, ЗРУ 6кВ, яч.№37	ТЛШ-10У3 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 6811-78  ТПЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	FRONT RACK	Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,2
3	ПС «ЛГВ» 110кВ, ввод№1, ЗРУ 6кВ, яч.№13	ТЛШ-10У3 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 6811-78	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
4	ПС «ЛГВ» 110кВ, ввод№4, ЗРУ 6кВ, яч.№34	ТЛШ-10У3 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 6811-78	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	FRONT RACK	Активная	1,3	3,3		
								Реактив- ная	2,5	5,2	
5	ПС «ЛГВ» 110кВ, ЗРУ 6кВ, яч. № 6	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Активная	1,3	3,3
								Реактив- ная	2,5	5,2	
6	ПС «ЛГВ» 110кВ, ЗРУ 6кВ, яч. № 14	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Активная	1,3	3,3
								Реактив- ная	2,5	5,2	
7	ПС «ЛГВ» 110кВ, ЗРУ 6кВ, яч. № 16	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Активная	1,3	3,3
								Реактив- ная	2,5	5,2	
8	ПС «ЛГВ» 110кВ, ЗРУ 6кВ, яч. № 18	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Активная	1,3	3,3
								Реактив- ная	2,5	5,2	
9	ПС «ЛГВ» 110кВ, ЗРУ 6кВ, яч. № 20	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,3	3,3		
						Реактив- ная	2,5	5,2			
10	ПС «ЛГВ» 110кВ, ЗРУ 6кВ, яч. № 38	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,3	3,3		
						Реактив- ная	2,5	5,2			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
11	ПС «ЛГВ» 110кВ, ЗРУ 6кВ, яч. № 42	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	FRONT RACK	Активная	1,3	3,3		
								Реактив- ная	2,5	5,2	
12	РУ-2 6кВ, яч.№5	ТПФ-10 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 517-50	НОЛ.08 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08					Активная	1,3	3,3
									Реактив- ная	2,5	5,6
13	РУ-4 6кВ, яч.№7	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Активная	1,3	3,3
									Реактив- ная	2,5	5,2
14	РУ-4 6кВ, яч.№6	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Активная	1,3	3,3
									Реактив- ная	2,5	5,2
15	ПС «ЛГВ» 110кВ, ЗРУ 6кВ, яч. № 5	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,3	3,3		
							Реактив- ная	2,5	5,2		
16	ПС «ЛГВ» 110кВ, ЗРУ 6кВ, яч. № 21	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,3	3,3		
							Реактив- ная	2,5	5,2		
17	ПС «ЛГВ» 110кВ, ЗРУ 6кВ, яч. № 27	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,3	3,3		
							Реактив- ная	2,5	5,2		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
18	ПС «ЛГВ» 110кВ, ввод №1, ТСН-2	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 17551-98	–	ПСЧ-4ТМ.05М.10 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	FRONT RACK	Активная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
19	ПС «ЛГВ» 110кВ, ввод №2, ТСН-1	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 17551-98	–	ПСЧ-4ТМ.05М.10 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Активная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от  $I_{ном} \cos \varphi = 0,8$  инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД и УСВ-1 на аналогичные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	19
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>– ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>– коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></li> <li>– частота, Гц</li> </ul> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>– ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>– коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></li> <li>– частота, Гц</li> </ul> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения УСПД и сервера, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики типа СЭТ-4ТМ.03:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>– среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>счетчики типов ПСЧ-4ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>– среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>– среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УСВ-1:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>– среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>– среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul>	<p>90000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>счетчик:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</li> <li>– при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее</li> <li>– при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p>113</p> <p>5</p> <p>45</p> <p>5</p> <p>3,5</p>

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

**Защищенность 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);
- сервере (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).

**Знак утверждения типа**

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

**Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТЛШ-10УЗ	11 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛШ-10	1 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	6 шт.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	10 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПФ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	5 шт.
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	16 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	2 шт.
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	1 шт.
Сервер	FRONT RACK	1 шт.
Методика поверки	МП ЭПР-022-2017	1 экз.
Паспорт-формуляр	ТРЭП.773141.002 ФО	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-022-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Пензадизельмаш». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 25.08.2017 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- счетчик 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 СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- счетчик ПСЧ-4ТМ.05М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;
- контроллеры СИКОН С70 - в соответствии с документом ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки», утвержденным ВНИИМС в 2005 г.;
- УСВ-1 - в соответствии с документом ВЛСТ 221.00.000МП «Устройства синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.04 г.;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в эксплуатационном документе.

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

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

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

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Трансэнергопром» (ООО «Трансэнергопром»)  
ИНН 7731411714

Адрес: 123317, г. Москва, ул. Литвина-Седого, д. 4, стр. 1

Юридический адрес: 115035, г. Москва, Садовническая ул., д. 24, стр. 6, пом. 6

Телефон: (495) 103-45-72

### **Испытательный центр**

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

Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: [energopromresurs2016@gmail.com](mailto:energopromresurs2016@gmail.com)

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.