

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1638 от 24.12.2015 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Муромский завод трубопроводной арматуры»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Муромский завод трубопроводной арматуры» предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов. Областью применения данной АИИС КУЭ является коммерческий учет электроэнергии на объектах филиала «Владимирэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья», г. Муром.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений, которая состоит из 5 измерительных каналов (далее-ИК), измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (далее-ИВКЭ) и информационно-вычислительного комплекса АИИС КУЭ (далее - ИВК).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (один раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные каналы (ИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, счётчики активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03 класса точности 0,5S по ГОСТ 30206 (в части активной электроэнергии) и 1,0 по ГОСТ 26035 (в части реактивной электроэнергии) и выделенные линии связи, установленных на ПС «Орловская» филиала «Владимирэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья», указанные в таблице 2 (5 точек измерений).

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) «СИКОН С70», аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи и специализированное программное обеспечение.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, вклю-

чающий в себя устройство синхронизации системного времени УСВ-1, сервер базы данных (БД) АИИС КУЭ, аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала и специализированное программное обеспечение.

Первичные фазные 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 1 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 1 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 по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД (уровень - ИВКЭ), установленный на ПС «Орловская», где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по внутренним основному и резервному каналам связи на верхний уровень системы (сервер ИВК), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. В качестве внутреннего резервного канала связи используется беспроводной канал сотовой связи – GSM.

На третьем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, получаемой с ПС «Орловская», в частности резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД или АРМ операторов, по внешнему каналу связи. Для осуществления связи с поставщиком электроэнергии, филиалом «Владимирэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья», а так же смежными субъектами используется канал связи Интернет.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройств синхронизации системного времени УСВ-1, сервера ИВК, УСПД, счетчиков. В состав устройства синхронизации времени УСВ-1 входит приемник сигналов точного времени атомных часов спутников глобальной системы позиционирования (GPS).

Внутреннее время сервера ИВК синхронизируется со временем устройства синхронизации времени УСВ-1 по сигналам единого календарного времени один раз в 1 час.

Сервер ИВК осуществляет коррекцию внутреннего времени УСПД. Сличение времени УСПД со временем сервера ИВК происходит один раз в 30 минут, корректировка времени УСПД выполняется при расхождении со временем сервера ИВК более чем на 2с.

Сличение времени УСПД со временем счетчиков* один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени УСПД и счетчика более чем на 2 с.

Абсолютная погрешность хода внутренних часов счетчика составляет $\Delta T = \pm 0,5$ с/сут., УСПД - $\Delta T = \pm 1,0$ с/сут. (см. Описание типа на счетчики и УСПД).

Задержка сигнала синхронизации в линии УСПД – счетчик составляет 0,1с. (см. Описание протокола RS 485).

Погрешность измерения системного времени не превышает ± 5 с.

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

* Счетчики СЭТ-4ТМ.03 позволяет выполнять коррекцию времени хода встроенных часов один раз в сутки

Для защиты измерительной системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрен многоступенчатый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (пломбирование, физическая защита оборудования АИИС КУЭ (установка в специализированные запирающие шкафы), индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и базы данных).

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «Муромский завод трубопроводной арматуры» используется ПО «ПИРАМИДА-2000». ПО «ПИРАМИДА 2000» имеет структуру автономного ПО и состоит из нескольких основных программных компонентов (модулей). Программный комплекс выполняет функции сбора и обработки данных с различных устройств, контроль их достоверности, ведения точного времени, а также предоставляет возможность отображения и редактирования данных.

В ПО «ПИРАМИДА 2000» реализовано разделение ПО с выделением метрологически значимой части. Файлы метрологически значимой части и идентификационные данные приведены в таблице 1.

ПО «ПИРАМИДА 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26.10.2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС». Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает ± 1 единицы младшего разряда.

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, что соответствует уровню «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	Модуль расчета небаланса энергии/мощности	Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3	3	3	3	3
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5	MD5	MD5	MD5	MD5

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативной справочной информации	Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramida.dll	SynchroNSI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3	3	3	3	3
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5	MD5	MD5	MD5	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала						Метрологические характеристики					
Номер ИК, Код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, Класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер	К _{гр} Ж _{пр} Ж _{сч}	Наименование Измеряемой величины	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества учетной активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности P=0,95	Основная погрешность ИК, ± %			Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %		
								Cos φ=1,0	Cos φ=0,8	Cos φ=0,5	Cos φ=1,0	Cos φ=0,8	Cos φ=0,5
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ИВК	Сервер	АИИС КУЭ	№	АИИС КУЭ ООО «Муромский завод трубопроводной арматуры»	№ 002	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8						9	10	11	12	13	14
3	ПС 110/6/6 кВ "Орловская" ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.№16	ТТ	КТ=0,5 K _{ТТ} =1000/5 №1261-02	А	ТПОЛ-10	№ 9117	12000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время												
			В																	
		ТН	КТ=0,5 K _{ТТ} =6000/100 №380-49	А	НТМИ-6	№ 3569														
			В																	
С																				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 K _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0105080172																
4	ПС 110/6/6 кВ "Орловская", ЗРУ-6 кВ, 3СШ 6 кВ, яч.№45	ТТ	КТ=0,5 K _{ТТ} =400/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	№ 3394	4800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	- в диапазоне тока 0,05 I _{Н1} ≤ I ₁ < 0,2 I _{Н1}	1,8	2,9	5,5	2,3	3,3	5,8					
			В			-				4,7	2,9	-	5,3	3,6						
			С	ТПЛ-10	№ 3326															
		ТН	КТ=0,5 K _{ТТ} =6000/100 №380-49	А	НТМИ-6	№ 3695														
			В																	
			С																	
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 K _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0105080846																
5	ПС 110/6/6 кВ "Орловская", ЗРУ-6 кВ, 3СШ 6 кВ, яч.№49	ТТ	КТ=0,5 K _{ТТ} =600/5 №1261-02	А	ТПОЛ-10	№ 2643	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	- в диапазоне тока I _{Н1} ≤ I ₁ < 1,2 I _{Н1}	1,0	1,3	2,3	1,7	2,0	2,8					
			В			-				2,1	1,5	-	2,6	2,2						
			С	ТПОЛ-10	№ 8160															
		ТН	КТ=0,5 K _{ТТ} =6000/100 №380-49	А	НТМИ-6	№ 3695														
			В																	
			С																	
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 K _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0105081173																

Примечания:

1. В Таблице 2 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в реальных условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);

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

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры питающей сети: напряжение - $(220 \pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- параметры сети для ИК: диапазон напряжения - $(0,99 - 1,01) U_n$; диапазон силы тока - $(1,0 - 1,2) I_n$; диапазон коэффициента мощности $\cos j$ ($\sin j$) - $0,5 - 1,0$ ($0,6 - 0,87$); частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков) - не более $0,05$ мТл;
- температура окружающего воздуха: ТН и ТТ - от минус 40 °С до плюс 50 °С; счетчиков - от плюс 18 °С до плюс 25 °С; УСПД и ИВК - от плюс 15 °С до плюс 25 °С;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

4. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети для ИК: диапазон первичного напряжения - $(0,99 - 1,1) U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,05 - 1,2) I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) - $0,5 - 1,0$ ($0,6 - 0,87$); частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 35 °С до плюс 40 °С;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

Для электросчетчиков:

- параметры сети для ИК: диапазон вторичного напряжения - $(0,99 - 1,1) U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,05 - 1,2) I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) - $0,8 - 1,0$ ($0,6$); частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков) - не более $0,5$ мТл;
- температура окружающего воздуха - для ИК № 1 - 5 от 0 °С до плюс 20 °С;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение - $(220 \pm 1,0)$ В; частота - $(50 \pm 1,0)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от плюс 15 °С до плюс 25 °С;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

5. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 5 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном в филиале «Владимирэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- В качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983 и ГОСТ 7746, определены средний срок службы и средняя наработка до отказа;
- электросчётчик - среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_v = 2$ часов;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_v = 2$ часов;
- Сервер БД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 113060$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- Резервирование электрического питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование электрического питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал событий УСПД:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в УСПД;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- испытательных коробок;
- УСПД;
- сервера;
- защита информации на программном уровне:
- результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи)
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - 35 суток; (функция автоматизирована); при отключении питания – не менее 3 лет;
- ИВК - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений - не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно - измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Муромский завод трубопроводной арматуры».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплекте поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа ТПОЛ-10	8шт.
Измерительный трансформатор тика типа ТПЛ-10	2 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НТМИ-6	2 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа СЭТ-4ТМ.03.01	5 шт.
Комплектность ИВКЭ:	
УСПД «СИКОН С70»	1 шт.
GSM модем Siemens MC35i	1 шт.
Модуль связи (МС)-ИРПС, «токовая петля» 20 мА	1 шт.
Модуль грозозащиты (ГЗКС)	1 шт.
Источник бесперебойного питания	1 шт.
Комплектность ИВК:	
Сервер БД ИВК	1 шт.
GSM модем Siemens MC35i	1 шт.
АРМ Диспетчера	3 шт.
Устройство синхронизации времени УСВ-1	1 шт.
Источник бесперебойного питания	1 шт.
Модуль связи (МС)-ИРПС, «токовая петля» 20 мА	1 шт.
Модуль грозозащиты (ГЗКС)	1 шт.
ПО счетчиков «Конфигуратор СЭТ-4ТМ»	1 шт.
ПО «ПИРАМИДА 2000»	1 шт.
Дополнительная лицензия	2 шт.
Руководство пользователя	1 экземпляр
Инструкция по эксплуатации	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

Поверка

осуществляется по документу МП 39925-08 «ГСИ. Система автоматизированная информационно – измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Муромский завод трубопроводной арматуры». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в январе 2009.

Перечень основных средств поверки:

- Средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- Средства поверки счетчиков электрической энергии типа «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 2004г.;
- Средства поверки УСПД в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 году;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);

- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус 40 °С до плюс 50 °С

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в формуляре на систему автоматизированную информационно – измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Муромский завод трубопроводной арматуры» № 75637927.425210.042.000.ФО

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Муромский завод трубопроводной арматуры»

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ 34.601-90	«Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
ГОСТ 22261-94	Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
ГОСТ Р 8.596-2002	ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
МИ 3000-2006	Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно – измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Муромский завод трубопроводной арматуры».

Изготовитель

ООО «Энергобаланс-Центр» Филиал во Владимирской области; ИНН 7726590659
600000, г. Владимир, ул. Большая Нижегородская, д. 77
Тел./факс: (4922) 23-46-92

Модернизация системы автоматизированной информационно – измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Муромский завод трубопроводной арматуры» проведена ООО «НПО СоюзЭнергоСтрой»; ИНН 3334005606
602263, Владимирская обл., г. Муром, ул. Заводская, 12
Тел./факс: (49234) 9-11-32

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 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

С.С. Голубев