

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ставролен» - II очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ставролен» - II очередь (далее по тексту - АИИС КУЭ), предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, 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-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-1994, ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-1983, ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Метрологические и технические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 3.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя комплект технических средств Landis + GyrDGC300, устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-2, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (далее - ПО) ПО «С300» (Версия 1.2) Landis + Gyr, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Результаты измерений электроэнергии (W , кВт·ч, Q , квар·ч) передаются в целых числах и соотносены с единым календарным временем.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на второй уровень системы (ИВК) по основным проводным каналам связи и по резервным каналам связи сотового оператора GSM-стандарта.

На уровне ИВК выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации - участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

Данные хранятся в сервере АИИС КУЭ. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных.

Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Отчеты в формате XML могут быть сформированы как на ИВК и АРМ АИИС КУЭ ООО «Ставролен» - II очередь, так и на ИВК и АРМ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 64984-16 (далее-рег.№)). Далее на ИВК или АРМ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС» отчеты формируются в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности, подписываются электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляются по выделенному каналу связи сети Ethernet в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергетики и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается устройством синхронизации времени типа УСВ-2. УСВ-2 синхронизирует собственное системное время к единому координированному времени по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Погрешность хода часов УСВ-2 не более $\pm 10^{-5}$ с. УСВ-2 подключено к ИВК. Сличение часов ИВК осуществляется не реже, чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. ИВК во время сеанса связи со счетчиками сличает время в счетчиках электроэнергетики. В программном обеспечении установлена настройка по умолчанию порога срабатывания синхронизации времени счетчиков от ИВК ± 3 секунды. При обнаружении расхождения более 3 секунд внутреннего времени в счетчике электроэнергетики от времени в ИВК «ИКМ-Пирамида» производится синхронизация времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Погрешность СОЕВ АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «Ставролен» - II очередь используется ПО «С300» (Версия не ниже 1.2) Landis + Gyr, в состав которого входят метрологически значимые модули, указанные в таблице 1. ПО «С300» (Версия не ниже 1.2) Landis + Gyr 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 «С300» (Версия не ниже 1.2) Landis + Gyr.

Таблица 1 - Метрологически значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
1	2
Идентификационное наименование модулей ПО	Tracer.exe
Цифровой идентификатор ПО	E0A18381CAC87713F96B7CFE21631A91
Идентификационное наименование модулей ПО	RTUProcessor400.exe
Цифровой идентификатор ПО	FAB18281440ADE6784DCC846EEDCD8AA
Идентификационное наименование модулей ПО	RTUProcessor.exe
Цифровой идентификатор ПО	72B6C87A763898DD8EA5FF176E65260E
Идентификационное наименование модулей ПО	MonitorCenter.exe

Продолжение таблицы 1

1	2
Цифровой идентификатор ПО	30BFCF28269AA5D0D6056FED2B586E68
Идентификационное наименование модулей ПО	DataReplicator.exe
Цифровой идентификатор ПО	08B88D0CE04BB362DFB2C7BAE0472423
Идентификационное наименование модулей ПО	DataAnalyser.exe
Цифровой идентификатор ПО	F1368A8EB2AECB87C93B4B1EEB631E40
Идентификационное наименование модулей ПО	Container.exe
Цифровой идентификатор ПО	E61CD747C8FA9C5EA77018645EECEBD0
Идентификационное наименование модулей ПО	Aliens.dll
Цифровой идентификатор ПО	2D83F45AE9A18D7EA2E5B3A986EB4959
Идентификационное наименование модулей ПО	Auth.dll
Цифровой идентификатор ПО	0012596B71E943992B092A08EF34417F
Идентификационное наименование модулей ПО	DataCleaner.dll
Цифровой идентификатор ПО	9EBDCAC7F46C71E8D8C2B6C590749753
Идентификационное наименование модулей ПО	DataProfiler.dll
Цифровой идентификатор ПО	C6C14229716EFD63FD0FC0616409D160
Идентификационное наименование модулей ПО	DataProvider.dll
Цифровой идентификатор ПО	0158B7B1791DD738D540C5D27A6B790A
Идентификационное наименование модулей ПО	EMFFLAG.dll
Цифровой идентификатор ПО	879F12F774A4E1AC2C8565EECBD83288
Идентификационное наименование модулей ПО	Exchanger.dll
Цифровой идентификатор ПО	595C8DAED010D91EDFDEC3E649D6C590
Идентификационное наименование модулей ПО	IEC1107.dll
Цифровой идентификатор ПО	77AA15336EA7C2FC3F1CE71E26AC7881
Идентификационное наименование модулей ПО	IECParser.dll
Цифровой идентификатор ПО	88AA8CFBE9D6A85E89CEB9731898145B
Идентификационное наименование модулей ПО	LUCA.DLL
Цифровой идентификатор ПО	E7B292A914497B1124673DE91AC5430E
Идентификационное наименование модулей ПО	Mailer.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6B1B5FC3992C27CCE006D42A098ADDE
Идентификационное наименование модулей ПО	RepGen.dll
Цифровой идентификатор ПО	20F75F2146553A2EAE1DE4709F6CF565
Идентификационное наименование модулей ПО	script.dll
Цифровой идентификатор ПО	343741F1F9153DCF35F37DE317C72318
Идентификационное наименование модулей ПО	SCTM.dll
Цифровой идентификатор ПО	9AAE28CDC61CD090D7CCCC846335E5BF
Идентификационное наименование модулей ПО	SerialChannel.dll
Цифровой идентификатор ПО	C167771F5A08C45376590AC3F8ACB109
Идентификационное наименование модулей ПО	SLb.dll
Цифровой идентификатор ПО	02A1216ED408C826C7B1338C2977B264
Идентификационное наименование модулей ПО	TapiChannel.dll
Цифровой идентификатор ПО	0E5675675325966C9FC06753A2539B2C

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 счетчиков электроэнергии и измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Метрологические характеристики измерительных каналов (далее-ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее-ИК) и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК			
		ТТ	ТН	Счётчик	ИВК	УСВ		Основная погрешность, (±) %	Погрешность в рабочих условиях, (±) %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
1	РТП ГПУ-1, КРУ-10 кВ, Ввод 1, яч.5	ТЛО-10 1000/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 (10000/√3)/(100/√3) КТ 0,2 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03.06 КТ 0,2S /0,5 Рег. № 27524-04	Комплект технических средств Landis + GyrDGC300	УСВ-2, Рег.№ 41681-10	активная	1,1	2,8		
								реактивная	1,6	4,4	
2	РТП ГПУ-1, КРУ-10 кВ, Ввод 2, яч.4	ТЛО-10 1000/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 (10000/√3)/(100/√3) КТ 0,2 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03.06 КТ 0,2S/ 0,5 Рег. № 27524-04					активная	1,1	2,8
									реактивная	1,6	4,4
3	ПС 110/10кВ "ГПП-2", ЗРУ-10 кВ, I секция, ячейка 113	ТОЛ-10-I 600/5 КТ 0,5S Рег. № 15128-07	ЗНОЛП-10У2 (10000/√3)/(100/√3) КТ 0,5 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/ 0,5 Рег. № 36697-12					активная	1,2	3,1
							реактивная	1,9	5,4		
4	ПС 110/10кВ "ГПП-2", ЗРУ-10 кВ, IV секция, ячейка 402	ТОЛ-10-I 600/5 КТ 0,5S Рег. № 15128-07	ЗНОЛП-10У2 (10000/√3)/(100/√3) КТ 0,5 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/ 0,5 Рег. № 36697-12			активная	1,2	3,1		
							реактивная	1,9	5,4		
5	КТП-4/6 10кВ, РУ-0,4кВ, яч.7 КЛ-0,4кВ ООО "БГПБС"	Т-0,66 У3 50/5 КТ 0,5S Рег. №22656-02	-	Landis + Gyr Dialog серии ZMD и ZFD (мод. ZMD-405 СТ 44.0257.00) КТ 0,5S/1,0 Рег.№22422-02			активная	1,1	3,0		
							реактивная	1,8	5,0		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
6	КТП №60 10кВ, РУ-0,4кВ ввод 0,4кВ В/ч 52380	T-0,66 У3 400/5 КТ 0,5S Рег. №22656-02	-	Landis + Gyr Dialog серии ZMD и ZFD (мод. ZMD-405 СТ 44.0257.00) КТ 0,5S/1,0 Рег.№22422-02	Комплект технических средств Landis + GyrDGC300	УСВ-2, Рег.№ 41681-10	активная	1,1	3,0	
								реактивная	1,8	5,0
7	ШР-2 0,4кВ Корпус МЦК РММ, 2гр., КЛ-0,4кВ ООО "Дизайн-Сервис"	T-0,66 У3 20/5 КТ 0,5S Рег. №22656-02	-	Landis + Gyr Dialog серии ZMD и ZFD (мод. ZMD-405 СТ 44.0257.00) КТ 0,5S/1,0 Рег.№22422-02					активная	1,1
							реактивная	1,8	5,0	
8	ШР-2 0,4кВ Корпус МЦК РММ,1гр., КЛ-0,4кВ ООО "Буденнов- ский КАМА- Центр"	T-0,66 У3 50/5 КТ 0,5S Рег. №22656-02	-	Landis + Gyr Dialog серии ZMD и ZFD (мод. ZMD-405 СТ 44.0257.00) КТ 0,5S/1,0 Рег.№22422-02			активная	1,1	3,0	
							реактивная	1,8	5,0	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Допускается замена измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков, УСВ-2 и ИВК «Комплект технических средств Landis + GyrDGC300» на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на ООО «Ставролен» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.
4. Погрешность в рабочих условиях указана для $I = 0,01 I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд, основная погрешность указана для $I = I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $+10^{\circ}\text{C}$ до $+35^{\circ}\text{C}$.

Таблица 3 - Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	8
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С ZMD-405 СТ 44.0257.00 СЭТ-4ТМ.03 СЭТ-4ТМ.03М - температура окружающей среды для ИВК, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк} от -45 до +40 от -40 до +85 от -40 до +55 от -40 до +55 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика ZMD-405 СТ 44.0257.00 для счетчика СЭТ-4ТМ.03М для счетчика СЭТ-4ТМ.03 УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	235000 165000 90000 45000 2 50000 1
Глубина хранения информации Счетчики ZMD-405 СТ 44.0257.00: - хранение информации (расчетные данные) при отключенном питании, лет - данные профиля нагрузки, лет Счетчики СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	10 1 114 40 3,5

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 ИВК:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и ИВК;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений приращений электроэнергии на интервалах 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений - не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ставролен» - II очередь типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	12 шт.
	ТЛО-10	6 шт.
	ТОЛ-10-1	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6 шт.
	ЗНОЛП-10У2	6 шт.
Счётчики электрической энергии электронные многофункциональные	Landis + Gyr Dialog серии ZMD и ZFD (мод. ZMD-405 СТ 44.0257.00)	4 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.06	2 шт.
	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.
Информационно-вычислительный комплекс	Комплект технических средств Landis + GyrDGC300	1 шт.
Основной сервер	Fujitsu Siemens RX300	1 шт.
Резервный сервер	Fujitsu Siemens RX300S7	1 шт.
АРМ (автоматизированное рабочее место)	-	1 шт.
Методика поверки	МП 4222-34-7714348389-2017	1 экз.
Формуляр	ФО 4222-34-7714348389-2017	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 4222-34-7714348389-2017 Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта (АИИС КУЭ) ООО «Ставролен» - II очередь. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 18.08.2017 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторы тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторы 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»;
- счетчики Landis + Gyr Dialog серии ZMD и ZFD (мод. ZMD-405 СТ 44.0257.00) - в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии электронные многофункциональные Landis + Gyr Dialog серии ZMD и ZFD. Методика поверки», утвержденному ФГУП ВНИИМС;
- счетчики электрической энергии многофункциональные 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.411152.145 РЭ1, утверждённому руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05. 2012 г.- счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;
- УСВ-2 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 41681-10) - в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ. 237.00.000 МП», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 31.08.2009 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04);
- термогигрометр CENTER 314 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-04);
- 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);
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33750-12).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска и (или) наклейки со штрихкодом и заверяется подписью поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ставролен» - II очередь. МВИ 4222-34-7714348389-2017 аттестованной в соответствии с требованиями Приказа Минпромторга РФ от 15.12.2015 г № 4091 ФБУ «Самарский ЦСМ» 11.08.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ставролен» - II очередь

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 31819.22-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S.

ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. (IEC 62053-23:2003, MOD)

Изготовитель

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

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д.2, к. 12

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

ФБУ «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»
(ФБУ Самарский ЦСМ)

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: +7 (846) 336-08-27, факс: +7 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.