

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Волгоградская генерирующая компания» (Волгоградская ТЭЦ-2)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Волгоградская генерирующая компания» (Волгоградская ТЭЦ-2) (далее – 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 измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый 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 электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя контроллер сетевой индустриальный СИКОН С50 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер базы данных, устройство синхронизации времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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.

Для всех ИК, кроме ИК 19 – 21, цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи через интерфейс RS-485 поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных по каналам Ethernet на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Для ИК 19 – 21 цифровой сигнал от счетчиков в УСПД поступает по радиоканалу.

В сервере базы данных, располагающемся в центре сбора и обработки информации (далее – ЦСОИ) АУ ООО «ЛУКОЙЛ – Волгоградэнерго», производится сбор, 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, в том числе в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов 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 с использованием ЭЦП субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с сервера базы данных настоящей системы с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в АИИС КУЭ «Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии (АИИС) ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» Госреестр № 28563-05.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе УСВ-1, синхронизирующим собственное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приёмника, входящего в состав УСВ-1. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени составляет не более 0,5 с. Сервер базы данных периодически (не реже чем 1 раз в 1 час) сравнивает своё системное время с УСВ-1, корректировка часов сервера АИИС КУЭ осуществляется при наличии расхождения ± 1 с. Часы УСПД синхронизированы по времени с часами сервера базы данных, сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи, коррекция часов производится при наличии расхождения ± 1 с. Абсолютная погрешность измерений времени УСПД составляет $\pm 1,5$ с/сутки. Сличение показаний часов счетчиков и УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов осуществляется при наличии расхождения ± 1 с, но не чаще 1 раза в сутки. Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «Пирамида 2000», в состав которого входят модули, 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 ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroN SI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3cce41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр № 21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

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 электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4, 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 АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета, точка измерений по документации энергообъекта	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	ИБК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Волгоградская ТЭЦ-2 ТГ-7	ТШВ15 6000/5 Кл. т. 0,5 А № 1547 В № 1586 С № 1550	ЗНОМ-15 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 А № 12930 В № 12928 С № 12927	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 02059137	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
2	Волгоградская ТЭЦ-2 ТГ-8	ТШВ15 6000/5 Кл. т. 0,5 А № 1549 В № 2345 С № 2356	ЗНОМ-15 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 А № 14665 В № 16731 С № 14015	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 03051230	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
3	Волгоградская ТЭЦ-2 ТГ-9	ТШВ15 6000/5 Кл. т. 0,5 А № 3429 В № 3402 С № 3415	ЗНОЛ.06 10000/ $\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 А № 53 В № 192 С № 78	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 03051027	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
4	Волгоградская ТЭЦ-2 ТГ-10	ТШВ15 6000/5 Кл. т. 0,5 А № 2047 С № 2164	ЗНОМ-15 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 А № 18996 В № 18995 С № 18994	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 03051867	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
5	Волгоградская ТЭЦ-2 ТГ-2	ТПШФ 4000/5 Кл. т. 0,5 А № 104760 В № 91197 С № 122965	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 № 7132	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02054688	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
6	Волгоградская ТЭЦ-2, ВЛ-110 кВ № 26	ТФМ-110-II 1500/1 Кл. т. 0,5 А № 6435 В № 6438 С № 6439	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 03051206	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
7	Волгоградская ТЭЦ-2, ВЛ-110 кВ № 29	ТФМ-110-II 1500/1 Кл. т. 0,5 А № 6437 В № 6436 С № 6434	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808090042	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
8	Волгоградская ТЭЦ-2, ОВ-110 кВ	ТФЗМ 110Б-IV 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 15151 В № 15155 С № 15213	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 844821 В № 663046 С № 663047	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108055210	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
9	Волгоградская ТЭЦ-2, ВЛ-110 кВ № 23	ТФЗМ 110Б-IV 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 15152 В № 15162 С № 15160	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 03051682	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
10	Волгоградская ТЭЦ-2, ВЛ-110 кВ № 24	ТФЗМ 110Б-IV 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 15149 В № 15216 С № 15150	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 03051895	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
11	Волгоградская ТЭЦ-2, ВЛ-110 кВ № 25	ТФЗМ 110Б-IV 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 15159 В № 15156 С № 15217	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 03051092	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
12	Волгоградская ТЭЦ-2, ВЛ-110 кВ № 28	ТФЗМ 110Б-III 1500/1 Кл. т. 0,5 А № 605 В № 611 С № 614	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02054673	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
13	Волгоградская ТЭЦ-2, ВЛ-110 кВ № 38	ТФЗМ 110Б-IV 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 15214 В № 15218 С № 15158	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02059242	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
14	Волгоградская ТЭЦ-2, ВЛ-110 кВ № 39	ТФЗМ 110Б-IV 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 15154 В № 15219 С № 15215	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 03051043	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
15	Волгоградская ТЭЦ-2, ВЛ-110 кВ Канатная-I	ТФЗМ 110Б-IV 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 15161 В № 15221 С № 15222	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 03051219	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
16	Волгоградская ТЭЦ-2, ВЛ-110 кВ Канатная-II	ТФЗМ 110Б-IV 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 15220 В № 15153 С № 15157	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 03050328	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
17	Волгоградская ТЭЦ-2, ГРУ-6 кВ, яч. 1, КЛ-1	ТОЛ-СЭЩ 200/5 Кл. т. 0,5S А № 27352-14 С № 27523-14	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 6000/100 Кл. т. 0,5 № 3125	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812142473	СИКОН С50 Зав. № 08.108	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
18	Волгоградская ТЭЦ-2 ОАО «Вымпелком»	Т-0,66 У3 50/5 Кл. т. 0,5 А № 03007 В № 03040 С № 02722	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807091619	СИКОН С50 Зав. № 08.108	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
19	Волгоградская ТЭЦ-2 ГСК-26 Ввод-1	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5 А № 193506 В № 193507 С № 193508	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807091391	СИКОН С50 Зав. № 08.108	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
20	Волгоградская ТЭЦ-2 ГСК-26 Ввод-2	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5 А № 193509 В № 193510 С № 193512	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803111219	СИКОН С50 Зав. № 08.108	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
21	Волгоградская ТЭЦ-2 ООО «Вива»	Т-0,66 М У3/II 100/5 Кл. т. 0,5 А № 211829 В № 211830 С № 109866	–	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108058239	СИКОН С50 Зав. № 08.108	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
22	Волгоградская ТЭЦ-2, КВЛ-110 кВ № 1	TG145 N 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 06595 В № 06596 С № 06597	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805131512	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
23	Волгоградская ТЭЦ-2, КВЛ-110 кВ № 2	TG145 N 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 06594 В № 06593 С № 06592	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805131546	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
24	Волгоградская ТЭЦ-2, КЛ-110 кВ № 3	TG145 N 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 06599 В № 06600 С № 06598	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805131469	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
25	Волгоградская ТЭЦ-2, КВЛ-110 кВ № 4	TG145 N 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 06591 В № 06589 С № 06590	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805131476	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
26	Волгоградская ТЭЦ-2 РТСН-3	ТФ3М 110Б-III 1500/1 Кл. т. 0,5 А № 543 В № 2165 С № 2142	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 03051853	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
27	Волгоградская ТЭЦ-2 ЛСН-8	ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 А № 17640 С № 13038	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 № 560	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108073764	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
28	Волгоградская ТЭЦ-2 ЛСН-6	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 А № 4688 С № 4264	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 № 560	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02054666	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
29	Волгоградская ТЭЦ-2 ЛСН-7	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 А № 9322 С № 10460	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 № 259	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02059763	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
30	Волгоградская ТЭЦ-2 ЛСН-5	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 А № 9248 С № 13528	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 № 3124	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02059288	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
31	Волгоградская ТЭЦ-2 ЛСН-4	ТПОФ 1000/5 Кл. т. 0,5 А № 41470 С № 41476	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 № 560	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02059307	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
32	Волгоградская ТЭЦ-2 РЛСН-1	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 А № 18286 С № 17447	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 № 259	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02059161	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
33	Волгоградская ТЭЦ-2 ЛСН-3	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 А № 18402 С № 17755	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 № 3124	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02059296	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
34	Волгоградская ТЭЦ-2 РЛСН-2	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 А № 18285 С № 18220	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 № 3125	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02054695	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
35	Волгоградская ТЭЦ-2 ЛСН-2	ТПОФ Коэф. тр. 1000/5 Кл. т. 0,5 А № 113061 С № 113064	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 № 3125	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02059319	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
36	Волгоградская ТЭЦ-2 ЛСН-1	ТПОФ Коэф. тр. 1000/5 Кл. т. 0,5 А № 113058 С № 113053	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 № 3125	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02059133	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
37	УУГ ООО «Газпром межре- гионгаз Волгоград» в составе Волгоградской ТЭЦ-2	ТТИ-А Коэф. тр. 10/5 Кл. т. 0,5S А № Т66392 В № Т66395 С № Т66394	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804112527	СИКОН С50 Зав. № 08.108	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, %		
		cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5	cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5
1 – 7; 12; 26 – 36 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±1,0	±1,2	±2,2	±1,3	±1,5	±2,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±1,3	±1,6	±2,9	±1,5	±1,8	±3,0
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±2,3	±2,8	±5,4	±2,4	±2,9	±5,5
8 – 11; 13-16; 22 – 25 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±0,8	±0,9	±1,4	±1,1	±1,2	±1,6
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±0,8	±0,9	±1,4	±1,1	±1,2	±1,6
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±0,9	±1,0	±1,6	±1,2	±1,3	±1,8
17 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±1,0	±1,2	±2,2	±1,3	±1,5	±2,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±1,0	±1,2	±2,2	±1,3	±1,5	±2,3
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±1,3	±1,6	±2,9	±1,5	±1,8	±3,0
18 – 21 (ТТ 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±0,8	±1,0	±1,8	±1,1	±1,2	±1,9
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±1,1	±1,4	±2,6	±1,4	±1,6	±2,8
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±2,2	±2,7	±5,2	±2,3	±2,8	±5,3
37 (ТТ 0,5S; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±0,8	±1,0	±1,8	±1,1	±1,2	±1,9
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±0,8	±1,0	±1,8	±1,1	±1,2	±1,9
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±1,1	±1,4	±2,6	±1,4	±1,6	±2,8
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	±2,2	±2,8	±5,3	±2,4	±2,9	±5,3

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, %		
		sin j = 0,4 cos j = 0,9	sin j = 0,6 cos j = 0,8	sin j = 0,9 cos j = 0,5	sin j = 0,4 cos j = 0,9	sin j = 0,6 cos j = 0,8	sin j = 0,9 cos j = 0,5
1 – 6; 12; 26 – 36 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±2,6	±1,8	±1,2	±2,7	±2,0	±1,5
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±3,5	±2,4	±1,5	±3,6	±2,6	±1,7
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±6,4	±4,4	±2,6	±6,6	±4,6	±2,8
7 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±2,6	±1,9	±1,2	±3,1	±2,6	±2,1
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±3,5	±2,4	±1,5	±3,9	±3,0	±2,3
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±6,4	±4,3	±2,5	±6,6	±4,7	±3,1
8-11; 13-16 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±1,7	±1,3	±0,9	±1,9	±1,6	±1,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±1,7	±1,3	±1,0	±2,0	±1,6	±1,3
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±2,1	±1,6	±1,2	±2,8	±2,1	±1,7
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	±3,3	±2,4	±1,7	±4,6	±3,4	±2,5
17 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±2,6	±1,9	±1,2	±3,1	±2,6	±2,1
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±2,6	±1,9	±1,2	±3,1	±2,6	±2,1
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±3,5	±2,4	±1,5	±3,9	±3,0	±2,3
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	±6,4	±4,4	±2,7	±6,7	±4,8	±3,2
18 – 20 (ТТ 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±2,2	±1,5	±1,0	±2,8	±2,3	±2,0
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±3,1	±2,2	±1,3	±3,6	±2,8	±2,2
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±6,2	±4,2	±2,4	±6,4	±4,6	±3,0
21 (ТТ 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±2,1	±1,5	±1,0	±2,3	±1,7	±1,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±3,1	±2,2	±1,3	±3,3	±2,4	±1,6
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±6,2	±4,3	±2,4	±6,4	±4,5	±2,7
22 – 25 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±1,7	±1,3	±1,0	±2,5	±2,2	±2,0
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±1,7	±1,3	±1,0	±2,5	±2,2	±2,0
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±1,9	±1,4	±1,1	±2,6	±2,3	±2,1
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	±2,8	±2,1	±1,6	±3,3	±2,8	±2,4
37 (ТТ 0,5S; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±2,2	±1,5	±1,0	±2,8	±2,3	±2,0
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±2,2	±1,5	±1,0	±2,8	±2,3	±2,0
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±3,1	±2,2	±1,3	±3,6	±2,8	±2,2
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	±6,3	±4,3	±2,6	±6,5	±4,7	±3,1

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. Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры сети: диапазон напряжения (0,99 – 1,01) U_n ; диапазон силы тока (0,02 – 1,2) I_n , частота (50±0,15) Гц; коэффициент мощности $\cos j = 0,5; 0,8; 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды:
 - ТТ и ТН от минус 45 до плюс 40 °С;
 - счетчиков от плюс 21 до плюс 25 °С;
 - УСПД от плюс 15 до плюс 25 °С;
 - ИВК от плюс 15 до плюс 25 °С;
 - 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_{n1} ; диапазон силы первичного тока (0,01 – 1,2) I_{n1} ; коэффициент мощности $\cos j (\sin j) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5)$; частота (50 ± 0,4) Гц;
 - температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С.
 - для счетчиков электроэнергии:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) U_{n2} ; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2) I_{n2} ; коэффициент мощности $\cos j (\sin j) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5)$; частота (50 ± 0,4) Гц;
 - температура окружающего воздуха: температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.
5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos j = 0,5; 0,8; 0,9$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 35 °С.
6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ 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.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 36697-08) – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 36697-12) – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД СИКОН С50 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер HP PROLIANT DL380G4 – среднее время наработки на отказ не менее $T=120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ 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:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера базы данных;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера базы данных.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 113 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД – тридцатиминутный суточный график средних мощностей по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 5 лет;
- сервер базы данных – 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) ООО «Волгоградская генерирующая компания» (Волгоградская ТЭЦ-2) типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТШВ15	5718-76	11
Трансформаторы тока	ТПШФ	519-50	3
Трансформаторы тока	ТФМ-110-II	53622-13	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-IV	26422-06	24
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-III	26421-04	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	51623-12	2
Трансформаторы тока	Т-0,66УЗ	36382-07	3
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	52667-13	6
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ/II	50733-12	3
Трансформаторы тока	TG145 N	30489-09	12
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	7069-07	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-59	12
Трансформаторы тока	ТПОФ	518-50	6
Трансформаторы тока	ТТИ-А	28139-07	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15	1593-62	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3344-04	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	1
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	1188-84	9
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-05	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	831-53	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	27
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	5
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С50	28523-05	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	1
Сервер	HP PROLIANT DL380G4	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 62243-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Волгоградская генерирующая компания» (Волгоградская ТЭЦ-2). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июле 2015 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 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.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 36697-08) – 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.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 36697-12) – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- СИКОН С50 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С50. Методика поверки ВЛСТ 198.00.000 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2010 году;
- УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройства синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ.221.00.000МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.2004 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 количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии ООО «Волгоградская генерирующая компания» (Волгоградская ТЭЦ-2) и измерительно-информационных комплексов (АИИС и ИИК КУЭ ООО «Волгоградская генерирующая компания» (Волгоградская ТЭЦ-2)), аттестованной ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Волгоградская генерирующая компания» (Волгоградская ТЭЦ-2)

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

ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

ИНН 3327304235

Юридический (почтовый) адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д.8

Тел. / Факс: (4922) 33-67-66 / (4922) 42-45-02

E-mail: st@sicon.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Сервис-Метрология»
(ООО «Сервис-Метрология»)

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

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

Тел./Факс: (499) 755-63-32

E-mail: info@s-metr.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 / (495)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

М.п.

« ____ » _____ 2015 г.