

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПГУ-410Т г. Салават

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПГУ-410Т г. Салават(далее-АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70(далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени (далее – УСВ).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

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

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации,

оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/ІР.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность часов УСВ не более ± 1 с. Устройство синхронизации времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД и УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени приемника более чем на ± 1 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов УСПД и времени приемника не более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ 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 корректровке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» версии не ниже 7.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» 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 «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2000» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики 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 и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

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

Порядковый номер	Номер ИК	Наименование объекта и номер ИК	Измерительные компоненты				Вид электроэнергетики	Метрологические характеристики ИК	
			ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
1	1	НС ПГУ Генератор ТГ-1 20 кВ	GAR3/3K Кл.т. 0,2S 12000/1 Зав. № 1416791-01; Зав. № 1416791-02; Зав. № 1416791-03	УКМ 24/3 Кл.т. 0,2 20000:√3/100:√3 Зав. № 14/16799-01; Зав. № 14/16799-02; Зав. № 14/16799-03	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810141214	СИКОН С70 Зав. № 07515	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,4 ±2,4
2	2	НС ПГУ Генератор ТГ-2 15,75 кВ	GAR3/2K Кл. т. 0,2S 8000/1 Зав. № 1416793-01; Зав. № 1416793-02; Зав. № 1416793-03	УКМ 24/3 Кл.т. 0,2 15750:√3/100:√3 Зав. № 14/16796-01; Зав. № 14/16796-02; Зав. № 14/16796-03	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810141228	СИКОН С70 Зав. № 07515	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,4 ±2,4
3	1.1	ВКЛ 220 кВ Ново-Салаватская ПГУ - Ашкадар № 2	АМТ 245/1-В775 Кл. т. 0,2S 1200/1 Зав. № 12/117943; Зав. № 12/117944; Зав. № 12/117945	SU245/S Кл. т. 0,2 220000:√3/100:√3 Зав. № 12/117978; Зав. № 12/117981; Зав. № 12/117979	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810141207	СИКОН С70 Зав. № 07515	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,4 ±2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
4	1.2	ВКЛ 220 кВ Ново-Салаватская ПГУ - Ашкадар № 1	АМТ 245/1-В775 Кл. т. 0,2S 1200/1 Зав. № 12/121020; Зав. № 12/121021; Зав. № 12/121022	SU245/S Кл. т. 0,2 220000:√3/100:√3 Зав. № 12/117976; Зав. № 12/117980; Зав. № 12/117977	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810141144	СИКОН С70 Зав. № 07515	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,4 ±2,4
5	1.3	ВКЛ 220 кВ Ново-Салаватская ПГУ - Самаровка	АМТ 245/1-В775 Кл. т. 0,2S 1200/1 Зав. № 12/117940; Зав. № 12/117941; Зав. № 12/117942	SU245/S Кл.т. 0,2 220000:√3/100:√3 Зав. № 12/117978; Зав. № 12/117981; Зав. № 12/117979	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810142228	СИКОН С70 Зав. № 07515	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,4 ±2,4
6	1.4	Ново-Салаватская ПГУ КРУЭ-220 кВ ШСВ 220 кВ	АМТ 245/1-В775 Кл. т. 0,2S 1200/1 Зав. № 12/117958; Зав. № 12/117959; Зав. № 12/117960	SU245/S Кл.т. 0,2 220000:√3/100:√3 Зав. № 12/117976; Зав. № 12/117980; Зав. № 12/117977	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810142185	СИКОН С70 Зав. № 07515	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,4 ±2,4
7	2.1	Ново-Салаватская ТЭЦ (110/6 кВ), ЗРУ 110 кВ №1, яч. 3	ТВ-ЭК 110М3А УХЛ1 Кл. т. 0,2S 800/5 Зав. № 15-19034; Зав. № 15-19033; Зав. № 15-19035	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 828221; Зав. № 828225; Зав. № 828199	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812140565	СИКОН С70 Зав. № 07515	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
8	2.2	Ново-Салаватская ТЭЦ (110/6 кВ), ЗРУ 110 кВ №1, яч. 4, ОВ 110 кВ	ТВ-ЭК 110МЗА УХЛ1 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 15-19078; Зав. № 15-19079; Зав. № 15-19080	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 828221; Зав. № 828225; Зав. № 828199	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0104062175	СИКОН С70 Зав. № 07515	активная реактив- ная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,6
9	2.3	ВЛ 110 кВ Ново-Салаватская ТЭЦ - Самаровка	ТВ-ЭК 110МЗС УХЛ1 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 40813; Зав. № 40812; Зав. № 40811	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 828211; Зав. № 828201; Зав. № 828202	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812140522	СИКОН С70 Зав. № 07515	активная реактив- ная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,6
10	2.4	Ново-Салаватская ТЭЦ (110/6 кВ), ЗРУ 110 кВ №1, яч. 15	ТВ-ЭК 110МЗА УХЛ1 Кл. т. 0,2S 800/5 Зав. № 15-19037; Зав. № 15-19038; Зав. № 15-19036	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 828211; Зав. № 828201; Зав. № 828202	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812140396	СИКОН С70 Зав. № 07515	активная реактив- ная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,6
11	2.5	Ново-Салаватская ТЭЦ (110/6 кВ), ГРУ 6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 41Б	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 20567; Зав. № 20991	НТМИ-6-66У3 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 313	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810135175	СИКОН С70 Зав. № 07515	активная реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6

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: напряжение $(0,98 - 1,02) \cdot U_{ном}$; ток $(1,0 - 1,2) \cdot I_{ном}$, частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц; $\cos j = 0,9$ инд.;

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

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

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

4. Рабочие условия эксплуатации:

а) для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 - 1,1) \cdot U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,02 - 1,2) \cdot I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

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

б) для счетчиков электроэнергии:

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

- относительная влажность воздуха (40 - 60) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

- температура окружающего воздуха:

- для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М.16 от минус 40 до плюс 60 °С;

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

- для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М.01 от минус 40 до плюс 60 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

в) для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

- температура окружающего воздуха от плюс 10 до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos j = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 11 от плюс 15 до плюс 35 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на одноступенчатый утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ПГУ-410Т г. Салават порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М.16 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М.01 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ 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;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;

– УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;

– Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПГУ-410Т г. Салават типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	GAR3/3K	52590-13	3
Трансформатор тока	GAR3/2K	52590-13	3
Трансформатор тока	AMT 245/1-B775	37101-14	12
Трансформатор тока	ТВ-ЭК 110МЗА УХЛ1	56255-14	9
Трансформатор тока	ТВ-ЭК 110МЗС УХЛ1	39966-10	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1261-08	2
Трансформатор напряжения	УКМ 24/3	58436-14	6
Трансформатор напряжения	SU245/S	37115-08	9
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	14205-05	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66У3	2611-70	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.16	36697-12	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-12	1
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 62227-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПГУ-410Т г. Салават. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в октябре 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 без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.16 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- УСПД СИКОН С70 – по документу «Контроллеры сетевые промышленный СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2005 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы GlobalPositioningSystem (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ПГУ-410Т г. Салават, аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПГУ-410Т г. Салават

- 1 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- 2 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- 3 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Оренбургский филиал общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго»
(Оренбургский филиал ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Юридический адрес: 460021, г. Оренбург, ул. 60 лет Октября, д. 11

Почтовый адрес: 460027, г. Оренбург, ул. Донгузская, д. 26, 5 этаж

Тел.: (3532) 687-126

Факс: (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8(495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2015 г.