УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2021 г. № 2307

Регистрационный № 66641-17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «КировТЭК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «КировТЭК» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной отдельными технологическими объектами ЗАО «КировТЭК», сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;

периодический (1 раз в 30 минут, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому времени измеренных данных о приращениях электрической энергии и значениях электрической энергии с нарастающим итогом с дискретностью учета 30 мин и данных о состоянии средств измерений;

хранение результатов измерений в стандартной базе данных в течение не менее 3,5 лет;

обеспечение ежесуточного резервирования базы данных на внешних носителях информации;

разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;

обмен (передача и получение) результатами измерений, данными о состоянии средств измерений в различных форматах с организациями-участниками оптового и розничного рынков электрической энергии (далее – внешними организациями);

передача результатов измерений по электронной почте в XML-формате по программно-задаваемым адресам;

предоставление контрольного санкционированного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со стороны внешних организаций;

обеспечение по запросу дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений на всех уровнях АИИС КУЭ;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);

диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;

ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс точек измерения (далее – ИИК ТИ), включающий:

измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ);

измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН);

вторичные измерительные цепи;

счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счетчики);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий:

устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа СИКОН С70.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий:

сервер центра сбора и обработки данных АО «ЭСК» (далее – сервер АО «ЭСК») с программным обеспечением (далее – ПО) «АльфаЦентр»;

сервер центра сбора и обработки данных ПАО «Ленэнерго» (далее – сервер ПАО «Ленэнерго») с ПО «Пирамида 2000»;

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

устройства синхронизации системного времени УССВ-2 и УСВ-2.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии.

Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

Измерения активной мощности (P) счетчиками выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (u) и тока (i) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (p) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q = (S^2 – P^2)^{0,5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени. Счетчики электрической энергии ИИК ТИ производят измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности с интервалом усреднения 30 минут, самодиагностику и запись результатов измерений (профилей нагрузки) и данных самодиагностики (журналов событий) в энергонезависимую встроенную память.

По запросу с УСПД уровня ИВКЭ (для измерительных каналов (далее – ИК) №№ 13–15) с периодичностью один раз в 30 минут собираются данные с ИК №№ 13–15. По запросу с сервера ПАО «Ленэнерго» с периодичностью один раз в 30 минут данные с уровня ИВКЭ собираются в базу данных сервера ПАО «Ленэнерго». С периодичностью один раз в сутки данные из базы данных сервера ПАО «Ленэнерго» передаются в базу данных сервера АО «ЭСК».

По запросу с сервера АО «ЭСК» (ИК №№ 9–12) с периодичностью один раз в 30 минут данные с ИК №№ 9–12 собираются в базу данных сервера АО «ЭСК».

Сервера осуществляют сбор и обработку результатов измерений, расчет активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер АО «ЭСК» осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными о состоянии средств измерений с внешними организациями с другими АИИС КУЭ, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Обмен результатами измерений и данными о состоянии средств измерений осуществляется по выделенным каналам или коммутируемым телефонным линиям связи через интернет-провайдера в XML-формате, в том числе с электронно-цифровой подписью.

Серверы баз данных уровня ИВК по запросу обеспечивают возможность дистанционного доступа организациям-участникам оптового рынка электрической энергии к компонентам АИИС КУЭ.

Для обеспечения единого времени на средствах измерений, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счетчики электрической энергии, УСПД, сервер центра сбора и обработки данных АО «ЭСК» и ПАО «Ленэнерго»), предусмотрена система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ).

СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда), привязанное к национальной шкале координированного времени UTC(SU), на всех компонентах и уровнях системы.

Базовыми устройствами СОЕВ являются устройства синхронизации времени типа УСВ-2 и УССВ-2, синхронизирующие собственную шкалу времени со шкалой национального координированного времени UTS(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее – ГЛОНАСС).

Сервер АО «ЭСК» не реже одного раза в час синхронизирует свою шкалу времени по сигналу, получаемому от УССВ-2, при превышении поправки часов сервера АО «ЭСК» относительно шкалы времени УССВ-2 более чем на 1 секунду.

Сервер АО «ЭСК» не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики (для ИК №№ 9-12), если поправка часов счетчиков относительно шкалы времени сервера АО «ЭСК» превышает ± 2 с происходит коррекция часов счетчиков.

УСПД уровня ИВКЭ (для ИК №№ 13–15) не реже одного раза в час синхронизируют свою шкалу времени по сигналу, получаемому от УСВ-2, при превышении поправки часов УСПД уровня ИВКЭ относительно шкалы времени УСВ-2 более чем на 1 секунду.

УСПД уровня ИВКЭ не реже одного раза в 30 минут опрашивает счетчики (для ИК №№ 13–15), если поправка часов счетчиков относительно шкалы времени УСПД уровня ИВКЭ превышает ± 2 с происходит коррекция часов счетчиков.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков, УСПД и серверов АИИС КУЭ.

Журналы событий счетчиков электрической энергии и серверов отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков и серверов в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерения не предусмотрено. Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Данные о поверке передаются в Федеральный информационный фонд (далее – ФИФ).

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР» и ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	amrserver.exe amrc.exe amra.exe cdbora2.dll encryptdll.dll ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.10.5.0 и выше 4.11.0.0 и выше 4.3.0.0 и выше 4.10.0.0 и выше 2.0.0.0 и выше 12.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3.0	E55712D0-B1B21906-5D63DA94-9114DAE4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3.0	B1959FF7-0BE1EB17-C83F7B0F-6D4A132F	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3.0	D79874D1-0FC2B156-A0FDC27E-1CA480AC	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3.0	52E28D7B-608799BB-3CCEA41B-548D2C83	MD5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3.0	6F557F88-5B737261-328CD778-05BD1BA7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3.0	48E73A92-83D1E664-94521F63-D00B0D9F	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3.0	C391D642-71ACF405-5BB2A4D3-FE1F8F48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3.0	ECF53293-5CA1A3FD-3215049A-F1FD979F	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3.0	530D9B01-26F7CDC2-3ECD814C-4EB7CA09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3.0	1EA5429B-261FB0E2-884F5B35-6A1D1E75	MD5

Уровень защиты ПО «Альфа-ЦЕНТР» и ПО «Пирамида 2000» соответствует уровню «ВЫСОКИЙ» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и метрологические характеристики

№ ИК	Наименование присоединения	Измерительные компоненты					Вид эл. энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УССВ/Сервер		Границы допускаемой основной относительной погрешности, %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	ГПП-1 (ПС-170) 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ, 1,3 с.ш. 6 кВ	ТШЛ-10 4000/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 3972-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М.01 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х(57,7-115)/(100-200) В класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 1,0 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 36697-08	-	УССВ-2, Рег. № 54074-13/ ПЭВМ (IBM совместимый) с ПО «АльфаЦЕНТР» (АО «ЭСК»)	Активная Реактивная	± 1,9 ± 2,9	± 2,3 ± 4,3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	ГПП-1 (ПС-170) 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ, 2,4 с.ш. 6 кВ	ТШЛ-10 4000/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 3972-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М.01 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х(57,7-115)/(100-200) В класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 36697-08	-	УССВ-2, Рег. № 54074-13/ ПЭВМ (IBM совместимый) с ПО «АльфаЦЕНТР» (АО «ЭСК»)	Активная Реактивная	± 1,9 ± 2,9	± 2,3 ± 4,3
11	ГПП-1 (ПС-170) 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ, 5 с.ш. 6 кВ	ТЛШ-10 4000/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 64182-16	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М.01 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х(57,7-115)/(100-200) В класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 1,0 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 36697-08			Активная Реактивная	± 1,9 ± 2,9	± 2,3 ± 4,3
12	ГПП-1 (ПС-170) 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ, 6 с.ш. 6 кВ	ТЛШ-10 4000/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 64182-16	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М.01 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х(57,7-115)/(100-200) В класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 1,0 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 36697-08			Активная Реактивная	± 1,9 ± 2,9	± 2,3 ± 4,3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	ПС-19 «Краснопутиловская» 110/6 кВ КРУ-6 кВ, 4с 6 кВ, яч. № 403	ТОЛ-НТЗ-10 1500/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-6 6000/√3 / 100/√3 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х(57,7-115)/(100-200) В класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 1,0 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 36697-08	СИКОН С70, Рег. № 28822-05	УСВ-2, Рег. № 41681-10/ ПЭВМ (IBM совместимый) с ПО «Пирамида 2000» (ПАО «Ленэнерго»)	Активная Реактивная	± 1,8 ± 2,7	± 2,2 ± 4,2
14	ПС-19 «Краснопутиловская» 110/6 кВ КРУ-6 кВ, 3с 6 кВ, яч. № 303	ТОЛ-НТЗ-10 1500/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-6 6000/√3 / 100/√3 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х(57,7-115)/(100-200) В класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 1,0 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 36697-08			Активная Реактивная	± 1,8 ± 2,7	± 2,2 ± 4,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	ПС-19 «Краснопутиловская» 110/6 кВ КРУ-6 кВ, 4с 6 кВ, яч. № 405	ТОЛ-НТЗ-10 200/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-6 6000/√3 / 100/√3 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х(57,7-115)/(100-200) В класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 1,0 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 36697-08	СИКОН С70, Рег. № 28822-05	УСВ-2, Рег. № 41681-10/ ПЭВМ (IBM совместимый) с ПО «Пирамида 2000» (ПАО «Ленэнерго»)	Активная Реактивная	± 1,8 ± 2,7	± 2,2 ± 4,2

Примечания

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электрической энергии на интервале времени 30 минут.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 5 % от $I_{ном}$ cosφ = 0,8 инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) ± 5 с.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	7
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от Uном ток, % от Iном коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды, °С	 От 98 до 102 От 1 до 120 0,9 инд. От 49,8 до 50,2 От плюс 20 до плюс 25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от Uном ток, % от Iном коэффициент мощности: cosφ sinφ частота, Гц Диапазон температур для компонентов системы, °С: - ТТ и ТН, счетчиков - УСПД, УССВ, сервер	 От 95 до 105 От 1 до 120 От 0,5 до 1,0 От 0,5 до 0,87 От 49,5 до 50,5 От плюс 5 до плюс 30 От плюс 18 до плюс 22
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее: счетчиков: трансформаторов тока: - ТЛШ-10, ТШЛ-10 - ТОЛ-НТЗ-10 трансформаторов напряжения: - НАМИ-10 - ЗНОЛП-НТЗ-6 УСПД СИКОН С70 УССВ-2 УСВ-2 сервера БД	 165000 4000000 219000 4400000 219000 70000 35000 35000 100000
Глубина хранения информации: счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее УСПД: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях по каждому ИК, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 45 30 45 5 за весь срок эксплуатации системы

Надежность системных решений:

резервирование питания компонентов АИИС КУЭ с помощью дополнительного питания;

резервирование каналов связи: для передачи информации внешним организациям организованы два независимых канала связи.

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

попыток несанкционированного доступа;

связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;

коррекции текущих значений времени и даты;

отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;

перерывов питания;

самодиагностики (с записью результатов);

б) УСПД:

попыток несанкционированного доступа;

связи с УСПД, приведших к каким-либо изменениям данных;

коррекции текущих значений времени и даты;

перерывов питания;

самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

счетчиков электрической энергии;

клемм вторичных обмоток трансформаторов тока, напряжения;

промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;

испытательных клеммных коробок;

УСПД;

сервер БД;

б) защита информации на программном уровне:

установка паролей на счетчиках электрической энергии;

установка паролей на устройствах сбора и передачи данных;

установка пароля на сервер;

возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «КировТЭК».

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛШ-10 ТШЛ-10 ТОЛ-НТЗ-10	4 шт. 4 шт. 9 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 ЗНОЛП-НТЗ-6	4 шт. 6 шт.
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	7 шт.
УСПД	СИКОН С70	2 шт.
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1 шт.
	УСВ-2	1 шт.
Сервер центра сбора и обработки данных	АО «ЭСК» ПАО «Ленэнерго»	1 шт. 1 шт.
Программное обеспечение	«Альфа-ЦЕНТР» AC_UE (АО «ЭСК»)	1 шт.
	«Пирамида 2000» (ПАО «Ленэнерго»)	1 шт.
Паспорт	04/16.01.000 ПС	1 экз.
В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

Сведения о методиках (методах) измерений

Измерения производятся в соответствии с документом 04/16.00.000 МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «КировТЭК». Свидетельство об аттестации № 08-RA.RU.311468-2016 от 26.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «КировТЭК»

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

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «КировТЭК» (ЗАО «КировТЭК»)
ИНН 7805060502
Адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, пр. Стачек, д. 47
Тел. (812) 302-60-06, факс (812) 326-56-10; E-mail: www.kirovtek.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области» (ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1
Телефон: (812) 244-62-28, 244-12-75, факс: (812) 244-10-04
E-mail: letter@rustest.spb.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311484 от 03.02.2016 г.