

Приложение
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «31» декабря 2020 г. № 2441

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Сен-Гобен Строительная Продукция Рус»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Сен-Гобен Строительная Продукция Рус» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер на базе закрытой облачной системы VMware (сервер) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер. На сервере 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. От сервера информация передается на АРМ по каналу связи Ethernet.

Передача информации от уровня ИВК в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом SMTP сети Internet в виде xml-файлов установленного формата в соответствии с Приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Дополнительно сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера, УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера и УСВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов сервера на величину более ± 3 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	Устройство синхронизации времени			Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110кВ Асфальтная, РУ-10кВ, 1 Сек 10кВ, яч.5А, КЛ-10кВ в сторону ТП-11 10кВ	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART-00- PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	VMware	Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
2	ПС 110кВ Асфальтная, РУ-10кВ, 1 Сек 10кВ, яч.6, КЛ-10кВ в сторону ТП-3 10кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-00 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART-00- PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
3	ПС 110кВ Асфальтная, РУ-10кВ, 1 Сек 10кВ, яч.7, КЛ-10кВ в сторону ТП-10 10кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-00 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART-00- PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	Активная	1,3	3,3		
					Реактивная	2,5	5,6		
4	ПС 110кВ Асфальтная, РУ-10кВ, 2 Сек 10кВ, яч.11, КЛ-10кВ в сторону ТП-10 10кВ	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART-00- PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	Активная	1,3	3,3		
					Реактивная	2,5	5,6		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110кВ Асфальтная, РУ-10кВ, 2 Сек 10кВ, яч.12, КЛ-10кВ в сторону ТП-9 10кВ	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 15128-01 Фазы: А; С	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART-00- PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	VMware	Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
6	ПС 110кВ Асфальтная, РУ-10кВ, 2 Сек 10кВ, яч.20, КЛ-10кВ в сторону ТП-11 10кВ	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART-00- PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
7	ТП-8 10кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ тр-ра Т-1	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 230 ART-03- PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Активная	1,0	3,2
							Реактивная	2,1	5,5
8	ТП-5-2 10кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ тр-ра Т-1	ТНШЛ-0,66 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 230 ART-03- PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Активная	1,0	3,2
							Реактивная	2,1	5,5
9	ТП-6 10кВ, РУ-0,4кВ, Сек 0,4кВ, КЛ-0,4кВ в сторону ВРУ-0,4кВ Насосной	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 230 ART-03- PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Активная	1,0	3,2
							Реактивная	2,1	5,5
10	ТП-3 10кВ, РУ-0,4кВ, 1 Сек 0,4кВ, ШУ 0,4кВ АПСК, КЛ-0,4кВ в сторону ЭУ 0,4кВ АПСК	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 230 ART-03- PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	Активная	1,0	3,2		
					Реактивная	2,1	5,5		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	ТП-9 10кВ, РУ-0,4кВ, 1 Сек 0,4кВ, Пункт учета, КЛ-0,4кВ Ф.1	ТТИ-40 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 28139-07 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 230 ART-03- PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Активная	1,0	3,2
							Реактивная	2,1	5,5
12	ТП-9 10кВ, РУ-0,4кВ, 1 Сек 0,4кВ, Пункт учета, КЛ-0,4кВ Ф.6	ТТИ-40 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 28139-07 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 230 ART-03- PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Активная	1,0	3,2
							Реактивная	2,1	5,5
13	ТП-9 10кВ, РУ-0,4кВ, 2 Сек 0,4кВ, ШУ АПСК, КЛ-0,4кВ в сторону ЭУ 0,4кВ АПСК	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 230 ART-03- PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	VMware	Активная	1,0	3,2
							Реактивная	2,1	5,5
14	ПС 110 кВ Промышленная, РУ-10 кВ, Сек 10 кВ, яч. 11	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 7069-07 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
15	ПС 35 кВ Бокинская, КРУ-10 кВ, 2 Сек 10 кВ, яч. 08	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-00 Фазы: А; С	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
16	РП 10 кВ Изорок, РУ-10 кВ, Сек 10 кВ, ввод ВЛ-10 кВ с ПС 35 кВ Бокинская	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1261-08 Фазы: А; С	ЗНОЛ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 51177-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	ПС 110кВ Бородинская, ЗРУ- 10кВ, СШ 10кВ, Яч. №7, КЛ-10кВ МАКСИТ-1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 38394-08 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	VMware	Активная Реактив- ная	1,3 2,5	3,3 5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

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 электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков 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. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	17
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>коэффициент мощности $\cos\phi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>коэффициент мощности $\cos\phi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +5 до +35</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типа Меркурий 230:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСВ:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для сервера:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>150000</p> <p>2</p> <p>220000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>45000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков типа Меркурий 230:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для сервера:</p> <p>хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>85</p> <p>10</p> <p>113</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

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 по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчика электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчика электрической энергии;
сервера.

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	8
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	2
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока шинные	ТНШЛ-0,66	3
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	9
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-40	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-10	3
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЦ-10	1
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	13
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	VMware	1
Методика поверки	МП ЭПР-102-2018	1
Формуляр	ЭНСТ.411711.162.01.ФО с Изменением № 1	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-102-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Сен-Гобен Строительная Продукция Рус». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 20.09.2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчиков Меркурий 230 – по документу АВЛГ.411152.021 РЭ1 «Счетчики электрической энергии трехфазные статические «Меркурий 230». Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки» с изменением № 1, утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21.02.2018 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17) – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 03.04.2017 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08) – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145Э, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;
- УСВ-2 – по документу ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
- радиочасы МИР РЧ-02 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);

- анализатор количества и показателей качества электрической энергии AR.5L (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44131-10);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-10).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Сен-Гобен Строительная Продукция Рус», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Сен-Гобен Строительная Продукция Рус»

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

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

ИНН 5024145974

Адрес: 143443, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Испытательный центр

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

Адрес: 143443, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.