

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 11 » марта 2026 г. № 453

Регистрационный № 97944-26

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Читаэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Читаэнерго» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя ТН, ТТ, счетчики, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя Сервер сбора данных, Сервер управления, NTP-сервер, АРМ, устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

Сервер сбора данных, с периодичностью не реже одного раза в сутки, опрашивает счетчики и считывает 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

От сервера измерительная информация в виде xml-файлов установленных форматов поступает на АРМ оператору АИИС КУЭ по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АРМ 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 производится по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов 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.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

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

Сравнение показаний часов NTP сервера с часами УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в час. Корректировка часов NTP-сервера производится при наличии расхождении времени NTP-сервера и УССВ.

Сравнение показаний часов сервера управления с часами NTP-сервера осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в час. Корректировка часов сервера управления производится при наличии расхождении времени сервера управления и NTP-сервера.

Сравнение показаний часов сервера сбора данных с часами сервера управления осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в час. Корректировка часов сервера сбора данных производится при наличии расхождении времени сервера сбора данных и сервера управления.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера сбора данных осуществляется во время каждого сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении времени счетчиков и сервера на величину более чем ± 2 с.

Цикличность сравнения времени корректируемого и корректирующего компонентов, а также величина порога синхронизации времени являются программируемыми параметрами.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер – 7500, указывается в формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на тыльной стороне сервера БД уровня ИВК типографическим способом.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида-Сети».

ПО «Пирамида-Сети» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида-Сети».

Метрологически значимая часть ПО «Пирамида-Сети» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида-Сети» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Наименование ПО	«Пирамида-Сети»
Идентификационное наименование ПО	BinaryPackControls.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.10
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
Идентификационное наименование ПО	CheckDataIntegrity.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.10
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7
Идентификационное наименование ПО	ComIECFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.10
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
Идентификационное наименование ПО	ComModbusFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.10
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
Идентификационное наименование ПО	ComStdFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.10
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
Идентификационное наименование ПО	DateTimeProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.10
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
Идентификационное наименование ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.10
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
Идентификационное наименование ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.10
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
Идентификационное наименование ПО	SummaryCheckCRC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.10
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
Идентификационное наименование ПО	ValuesDataProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 10.10
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ "Беклемишево", ОРУ-110 кВ, ВЛ-110-СБ-123	ТОГФ-110 кл.т 0,5 КТТ = 300/5 рег. № 44640-11	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94; НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,5 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
2	ПС 110 кВ "Кличка", ОРУ-110 кВ, ВЛ-110-26	ТФЗМ 110Б-IV кл.т 0,5 КТТ = 600/5 рег. № 26422-04; ТФНД-110М кл.т 0,5 КТТ = 600/5 рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	Сервер сбора данных; Сервер управления; NTP-сервер;
3	ПС 110 кВ "Кличка", ОРУ-110 кВ, ВЛ-110-27	ТФЗМ 110Б-IV кл.т 0,5 КТТ = 600/5 рег. № 26422-04; ТФНД-110М кл.т 0,5 КТТ = 600/5 рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	СТВ-01, рег. № 86603-22
4	ПС 110 кВ "Турга", ОРУ-110 кВ, ВЛ-110-64	ТФМ-110 кл.т 0,5 КТТ = 1200/5 рег. № 16023-97	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
5	ПС 110 кВ "Турга", ОРУ-110 кВ, ВЛ-110-65	ТФМ-110 кл.т 0,5 КТТ = 1200/5 рег. № 16023-97	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ПС 110 кВ "Турга" ОВ-110	ТФЗМ 110Б-IV кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1200/5 рег. № 26422-06	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	Сервер сбора данных; Сервер управления; NTP-сервер, СТВ-01, рег. № 86603-22

Примечания:

1. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2. Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 4-6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
2-3 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 4-6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
2-3 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	2,7	1,8	1,5

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 4-6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
2-3 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	2,2	1,7	1,6
	0,8	-	3,2	2,1	1,8
	0,5	-	5,7	3,3	2,6
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 4-6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	2,0
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
2-3 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	5,5	4,0	3,7
	0,5	-	4,0	3,4	3,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC					5
Примечание: 1 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 5 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для серверов, УССВ ИВК</p>	<p>от 90 до 110 от 5 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +18 до +24</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ ИВК Сервер точного времени СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее</p>	<p>120000 2 220000 2 100000</p>
<p>Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45 3,5</p>

Надежность системных решений:

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты;

– в журналах событий счетчиков фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

– наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электроэнергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
- испытательной коробки.

– наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчиках электроэнергии;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока измерительный	ТФНД-110М	4
Трансформатор тока	ТОГФ-110	3
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-IV	2
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-IV	3
Трансформатор тока	ТФМ-110	6
Трансформатор напряжения антирезонансный	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	9
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	4
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Сервер сбора данных	-	1
Сервер управления	-	1
NTP-сервер	-	1
Сервер точного времени	СТВ-01	1
Формуляр	ФО 26.51.43/50/25	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Читаэнерго», аттестованном ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.314746 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства РФ от 16.11.2020 N 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 6.12; п. 6.13);

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».

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Россети Сибирь»
(ПАО «Россети Сибирь»)
ИНН 2460069527
Юридический адрес: 660021, г. Красноярск, ул. Богграда, д.144-а
Факс: +7 (391) 274-41-25
E-mail: info@rosseti-sib.ru
Сайт: www.rosseti-sib.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Россети Сибирь»
(ПАО «Россети Сибирь»)
ИНН 2460069527
Юридический адрес: 660021, г. Красноярск, ул. Богграда, д.144-а
Адрес места осуществления деятельности: Филиал публичного акционерного общества «Россети Сибирь» - «Читаэнерго» (Филиал ПАО «Россети Сибирь» - «Читаэнерго»), 672010, Забайкальский край, г. Чита, ул. Анохина, д.7
Факс: +7 (3022) 38-88-01
E-mail: info@ch.rosseti-sib.ru
Сайт: www.rosseti-sib.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест»
(ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, дом 2А, корпус 22А, офис 207
Телефон: +7 (495) 109-09-22
Web-сайт: www.enertest.ru
E-mail: info@enertest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314754

