

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» ноября 2022 г. № 2942

Регистрационный № 87407-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Читаэнергосбыт» 2 очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Читаэнергосбыт» 2 очередь (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), 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 филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго» с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР» и сервер филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» с ПО «Пирамида-Сети», устройства синхронизации времени (УСВ), каналообразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), 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.

Для ИК № 1 цифровой сигнал с выхода счетчика при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго».

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго».

На серверах филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго» и филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От серверов один раз в сутки в автоматическом режиме информация в виде xml-файлов установленных форматов передается на АРМ 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго», часы сервера филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» и 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 филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго» с часами соответствующего УСВ осуществляется каждые 30 мин, корректировка часов сервера филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго» производится при расхождении с часами соответствующего УСВ более ± 1 с.

Сравнение показаний часов сервера филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» с часами соответствующего УСВ осуществляется с установленным интервалом проверки текущего времени, корректировка часов сервера филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» производится при расхождении с часами соответствующего УСВ более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком, но не реже одного раза в 30 мин. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами сервера филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго» более ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком раз в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами сервера ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» более ± 3 с.

Журналы событий счетчиков и серверов 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 001, указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Пирамида-Сети».

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» 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 «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

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 указана в таблице 2. Уровень защиты ПО «Пирамида-Сети» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «Пирамида-Сети»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
	Binary Pack Controls.dll	Check Data Integrity.dll	Coml ECFunc-tions.dll	ComMod-busFunc-tions.dll	Com StdFunc-tions.dll	DateTime-Pro-cessing.dll	Safe Values DataUp-date.dll	Simple Verify Data Status-es.dll	Summary Check CRC.dll	Values DataProce-ssing.dll
Идентификационное наименование ПО										
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0									
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E 0072ACF E1C7972 69B9DB1 5476	E021CF9 C974DD 7EA9121 9B4D47 54D5C7	BE77C56 55C4F19F 89A1B412 63A16CE 27	AB65EF4 B617E4F7 86CD87B 4A560FC 917	EC9A864 71F3713E 60C1DA D056CD6 E373	D1C26A2 F55C7FEC FF5CAF8 B1C056F A4D	B6740D 3419A3 BC1A42 763860B B6FC8A B	61C1445B B04C7F9 BB4244D 4A085C6 A39	EFCC55 E91291D A6F8059 79323644 30D5	013E6FE 1081A4C F0C2DE9 5F1BB6E E645

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 3 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускемой основной относительной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы допускемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Беклемишево, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, яч.2, ВЛ-110 кВ СБ-123 (ПС 110 кВ Сосновое-Озерская - ПС 110 кВ Беклемишево)	ТОГФ-110 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 44640-11 Фазы: А, В, С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08 Фазы: А, В, С	А1802RALQ- P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	УСВ-2 Рег. № 54074-13	HP Proliant ML 350R	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,6
2	ПС 35 кВ Телемба, РУ-35 кВ, СШ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т-1	ТВИ-35 Кл.т. 0,5S 200/1 Рег. № 37159-08 Фазы: А, С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	А1805RL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	СТВ-01 Рег. № 49933-12	HP Proliant ML 350	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 6,4

3	ПС 35 кВ Телемба, РУ-35 кВ, СШ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т-2	ТВИ-35 Кл.т. 0,5S 200/1 Рег. № 37159-08 Фазы: А, С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	А1805RL-Р4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 6,4
---	--	--	--	--	--	--	--------------------------------------	----------------	----------------

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	ПС 110 кВ Никольская, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.3, ВЛ-10 кВ ф.Н-3 Харауз	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А, С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	А1802RL-P4GB-W-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	СТВ-01 Рег. № 49933-12	НР Proliant ML 350	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,6
5	ТП-349-31 ВЧТ 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А, В, С	-	МИР С-07.05S-230-5(10)-RP-Q-D Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 61678-15			Активная Реактивная	1,0 2,1	3,2 5,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									

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 ИК №№ 2, 3 для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК - для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\phi = 0,8$ инд.
4. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типы с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденные типов, а также замена серверов 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 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	5
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 2, 3 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\phi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 2, 3 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\phi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения серверов, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа А1800: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа МИР С-07: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для СТВ-01: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для серверов: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 290000 2 74500 2 100000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типа А1800: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа МИР С-07: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	180 10 290 10 3,5

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 счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков 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 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	3
Трансформаторы тока измерительные	ТВИ-35	4
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	2

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	4
Счетчики электрической энергии	МИР С-07	1
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Комплексы измерительно-вычислительные	СТВ-01	1
Сервер филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго»	HP Proliant ML 350R	1
Сервера филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго»	HP Proliant ML 350	1
Паспорт-формуляр	ЧЭС.753606.247.ПФ	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Читаэнерго» 2 очередь», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Читаэнерго» (АО «Читаэнерго»)
ИНН 7536066430
Адрес: 672039, г. Чита, ул. Бабушкина, д. 38
Телефон: (3022) 23-33-99
Факс: (3022) 23-33-98
Web-сайт: e-sbyt.ru
E-mail: delo@e-sbyt.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Читаэнерго» (АО «Читаэнерго»)
ИНН 7536066430
Адрес: 672039, г. Чита, ул. Бабушкина, д. 38
Телефон: (3022) 23-33-99
Факс: (3022) 23-33-98
Web-сайт: e-sbyt.ru
E-mail: delo@e-sbyt.ru

Испытательный центр

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

ИНН 9731056291

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

