

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Читаэнергосбыт» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, 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 трехуровневую 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 электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго» и сервер филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго» с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место АО «Читаэнергосбыт» (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Для ИК № 1 сигнал от УСПД по каналу связи сети Ethernet поступает в локальную вычислительную сеть (ЛВС), далее – на сервер филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго».

Для ИК №№ 2-4 сигнал от УСПД по каналу связи сети Ethernet поступает в ЛВС, далее – на сервер филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго».

На сервере филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго» и сервере филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго» 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 филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго» и сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго» один раз в сутки в автоматическом режиме информация в виде xml-файлов формата 80020 передается на АРМ по каналу связи сети Internet (основной канал).

При отказе основного канала связи передача информации от сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго» и сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго» выполняется по резервному каналу связи – телефонной сети общего пользования (ТСОП).

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния 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.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго» и часы сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго». СОЕВ имеет доступ к серверу синхронизации шкалы времени по протоколу NTP – NTP-серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-серверов первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC (SU) не превышает 10 мс. Сличение часов сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго» и часов сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго» с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ», передача точного времени через глобальную сеть интернет осуществляется с помощью протокола NTP в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия. Контроль показаний времени часов сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго» осуществляется каждый час, корректировка часов сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго» производится при расхождении с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ» на величину более $\pm 0,5$ с. Контроль показаний времени часов сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго» осуществляется каждый час, корректировка часов сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго» производится при расхождении с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ» на величину более $\pm 0,5$ с.

Для ИК № 1 сравнение показаний часов УСПД с часами сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго» осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний с часами сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго» на величину более ± 2 с.

Для остальных ИК сравнение показаний часов УСПД с часами сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго» осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний с часами сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго» на величину более $\pm 0,5$ с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами соответствующего УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиком, но не реже одного раза в 30 мин. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД на величину более ± 1 с.

Журналы событий счетчика, УСПД 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», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. 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 таблицах 1а и 1б.

Таблица 1а – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР» сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07.07
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 1б – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР» сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07.05
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименова- ние точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электри- ческой энергии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности, ($\pm\delta$) %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Беклемише- во, 1 СШ 110 кВ, яч.2, ВЛ-110 кВ СБ-123	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	A1802RALQ-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325L Рег. № 37288-08	Сервер фи- лиала ПАО «МРСК Си- бири» – «Чи- таэнерго»	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
2	ПС 35 кВ Телемба, Ввод 35 кВ 1Т	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	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	RTU-325L Рег. № 37288-08	HP Proliant ML 350	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	6,4
3	ПС 35 кВ Телемба, Ввод 35 кВ 2Т	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	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	6,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	ПС 110 кВ Никольская, 1 СШ 10 кВ, яч.5, Ф. № ФН-3	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А, С	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04 Фазы: А, В, С	A1802RL-P4GB- W-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325L Рег. № 37288-08	HP Proliant ML 350	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ± 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 для ИК №№ 2, 3 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном}$ $\cos \varphi = 0,8_{инд}$.

4 ТТ по ГОСТ 7746-2015, ТН по ГОСТ 1983-2015, счетчики в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 26035-83.

5 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 УСПД на аналогичное утвержденного типа, 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 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	4
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 2, 3 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ 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 $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °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: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД: 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 100000 24 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	172 10 45 5 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания серверов 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 счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и УСПД;
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;
УСПД;
серверов.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчика электрической энергии;
УСПД;
серверов.

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (функция автоматизирована);
серверах (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	ТОГФ-110	3
Трансформаторы тока измерительные	ТВИ-35	4
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	2
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06-10УЗ	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	4
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	3
Сервер филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго»	Сервер, совместимый с плат-формой x86	1
Сервер филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго»	HP Proliant ML 350	1
Автоматизированное рабочее место АО «Читаэнергосбыт»	–	1
Методика поверки	МП ЭПР-092-2018	1
Паспорт-формуляр	ЧЭС.753606.246.ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-092-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Читаэнергосбыт». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 13.07.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13);
- 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 АО «Читаэнергосбыт», свидетельство об аттестации № 108/RA.RU.312078/2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Читаэнергосбыт»

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

Акционерное общество «Читаэнергосбыт» (АО «Читаэнергосбыт»)
ИНН 7536066430
Адрес: 672039, г. Чита, ул. Бабушкина, д. 38
Телефон: +7 (3022) 23-33-99
Факс: +7 (3022) 23-33-98
Web-сайт: e-sbyt.ru
E-mail: delo@e-sbyt.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха,
ул. Ново-Никольская, д. 57
Телефон: +7 (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.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.