

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» апреля 2023 г. № 912

Регистрационный № 87407-22

Лист № 1
Всего листов 10

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 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), 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 каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго» с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», сервер филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» с ПО «Пирамида-Сети», устройства синхронизации времени (УСВ), каналобразующую 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 соответствующее УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, её накопление и передача накопленных данных на сервер филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго», а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На сервере филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго» и сервере 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 УСПД, часы сервера филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго», часы сервера филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» и УСВ. УСВ обеспечивают 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 счетчика (для ИК № 1) 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 УСПД с часами сервера филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» осуществляется во время сеанса связи с УСПД раз в сутки. Корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний с часами сервера ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» более ± 3 с.

Сравнение показаний часов счетчиков (для остальных ИК) с часами соответствующего УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиком раз в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами соответствующего УСПД более ± 3 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД 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. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ АО «Читаэнергосбыт» 2 очередь наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне АРМ, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

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

ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

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									
Идентификационное наименование ПО	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 Sta-tuses.dll	Summary Check CRC.dll	Values DataProce-ssing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0									
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 3, 4.

Таблица 3 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты					Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические ха- рактеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ			Границы допускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти ($\pm\delta$), %	Границы допускае- мой относи- тельной по- грешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 110 кВ Беклемишево, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, яч.2, ВЛ-110 кВ СБ-123 (ПС 110 кВ Сосново- Озерская - ПС 110 кВ Бекле- мишево)	ТОГФ-110 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 44640-11 Фазы: А, В, С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 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	—	УССВ-2 Рег. № 54074-13	HP Proliant DL 380 G5	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	2,9 4,5
2	ПС 35 кВ Те- лемба, 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	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	RTU-325L Рег. № 37288-08	СТВ-01 Рег. № 49933-12	VMWare	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	11
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	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	RTU-325L Рег. № 37288-08	СТВ-01 Рег. № 49933-12	VMWare	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	6,4
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	A1802RL-P4GB-W-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325L Рег. № 37288-08			Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	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)-RR-S2T2HQ-D Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 61678-15	МИР МК Рег. № 73640-18			Актив- ная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)										±5 с

Примечания:

- В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 2, 3 для силы тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
- Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов 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 утвержденных 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
1	2
Количество ИК	5
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % 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 $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 2, 3 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения 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 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 УСПД типа RTU-325L: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД типа МИР МК 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 100000 24 290000 1 74500 2 100000 2 70000 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации:	
для счетчиков типа А1800:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	180
при отключении питания, лет, не менее	10
для счетчиков типа МИР С-07:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	290
при отключении питания, лет, не менее	10
для УСПД типа RTU-325L:	
суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
при отключении питания, лет, не менее	5
для УСПД типа МИР МК:	
суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	90
при отключении питания, лет, не менее	10
для серверов:	
хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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.
- журнал УСПД:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени;
 пропадание и восстановление связи со счетчиками.
- журнал сервера:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени;
 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;
 УСПД;

- сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчиков электрической энергии;
 - УСПД;
 - сервера.
- Возможность коррекции времени в:
 - счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
 - УСПД (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.
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	3
Трансформаторы тока измерительные	ТВИ-35	4
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	2
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
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	2
Модемы-коммуникаторы	МИР МК	1
Сервер филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго»	HP Proliant DL 380 G5	1
Сервера филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго»	VMWare	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 «Читаэнергосбыт» 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 «Читаэнергосбыт» (АО «Читаэнергосбыт»)

ИНН 7536066430

Юридический 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 «Читаэнергосбыт» (АО «Читаэнергосбыт»)

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»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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