

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Коми энергосбытовая компания»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Коми энергосбытовая компания» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения интервалов времени, активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных на базе RTU 325L (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру и программное обеспечение (далее – ПО).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, сервер сбора данных и сервер баз данных АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени УССВ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД RTU 325L, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее, по запросу ИВК, УСПД передает запрашиваемую информацию на верхний уровень системы с помощью технологии GSM. При отказе основного канала сервер переключается на резервный, цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на уровень ИВК. Резервный канал организован по технологии GSM.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации от ИВК в ИАСУ КУ ОАО «АТС» и другие смежные субъекты ОПЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TSP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и 80030 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на основе УССВ, синхронизирующего собственное системное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Часы сервера синхронизированы по времени часов приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 1 с. Сервер осуществляет коррекцию часов УСПД. Сличение часов УСПД с часами сервера осуществляется каждые 30 мин, и корректировка часов выполняется при расхождении часов сервера и УСПД ± 2 с. Погрешность синхронизации не более $\pm 0,5$ с. Сличение часов счетчиков по времени часов УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (каждые 30 минут). Корректировка времени осуществляется при расхождении с временем УСПД ± 1 с, но не реже 1 раза в сутки. Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Коми энергосбытовая компания» используется программное обеспечение (далее – ПО) АИИС КУЭ на базе «АльфаЦЕНТР», которое функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение счетчика;
- программное обеспечение УСПД;
- программное обеспечение АРМ;
- программное обеспечение сервера БД.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии и УСПД, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействии со смежными системами.

ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО.

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «АльфаЦЕНТР»	программа-планировщик опроса и передачи данных	amrserve r.exe	12.07.03	582b756b2098a6d abbe52eae57e3e2 39	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe		b3bf6e3e5100c06 8b9647d2f9bfde8 dd	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe		764bbe1ed87851a 0154dba8844f3bb 6b	
	драйвер работы с БД	cdbora2. dll		7dfc3b73d1d1f20 9cc4727c965a92f 3b	
	библиотека шифрования пароля счетчиков А1700, А1140	encryptdl l.dll		0939ce05295fbc bba400eeae8d057 2c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphames s.dll		b8c331abb5e3444 4170eee9317d635 cd	

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР», в состав которых входит ПО «АльфаЦЕНТР», внесены в Госреестр СИ РФ № 20481-00;

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения;

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР»;

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 1, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ОАО «Коми энергосбытовая компания» и их основные метрологические характеристики

Номер точки измерений на однолинейной схеме	Наименование объекта	Состав измерительных каналов			УСПД	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС Жешарт, ВЛ-110 кВ «Жешарт-Яренск»	ТФЗМ 110Б Кл.т. 0,2 200/5 Зав. № 13436 Зав. № 13435 Зав. № 13437	НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000:√3/ 100:√3 Зав. № 4627 Зав. № 4601 Зав. № 4600 Зав. № 55181 Зав. № 55161 Зав. № 55239	A1805RAL -P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01171623	RTU 325L Зав №002814	Ак- тивная Реак- тивная	± 1,0 ± 1,8	± 2,2 ± 3,7
2	ПС Жешарт, ОМВ-110 кВ	ТФЗМ 110Б Кл.т. 0,2 200/5 Зав. № 13439 Зав. № 13438 Зав. № 13440	НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000:√3/ 100:√3 Зав. № 55181 Зав. № 55161 Зав. № 55239	A1805RAL -P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01171632		Ак- тивная Реак- тивная	± 1,0 ± 1,8	± 2,2 ± 3,7

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;

4. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 ÷ 1,02) Ун; ток (1,0 ÷ 1,2) Ин; cosφ = 0,9инд.;
- температура окружающей среды: (20±5) °С;

5. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 ÷ 1,1) Ун₁; диапазон силы первичного тока - (0,02 ÷ 1,2) Ин₁; коэффициент мощности cosφ(sinφ) 0,5 ÷ 1,0 (0,87 ÷ 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70 °С.

- для счетчиков электроэнергии Альфа А1800:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1) U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,02 \div 1,2) I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ - $0,5 \div 1,0$ ($0,87 \div 0,5$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до плюс 65 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

6. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 (5) % $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до + 40 °С;

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по и ГОСТ Р 26035-83.

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 7 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСПД и УССВ на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Коми энергосбытовая компания» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

9. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик Альфа А1800– среднее время наработки на отказ не менее $T = 120\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- УСПД RTU-325L- среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ часа;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ ч.

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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 10 лет;
- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Коми энергосбытовая компания» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока типа ТФЗМ-110Б	26420-08	6
Трансформатор напряжения типа НКФ-110	26452-04	6
Счетчик электрической энергии Альфа А1800	31857-06	2
Устройство сбора и передачи данных RTU-325L	37288-08	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	—	1
Руководство по эксплуатации	—	1

Поверка

Осуществляется по документу МП 54281-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Коми энергосбытовая компания». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в июне 2013 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки";

- счетчики Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки»;
- устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325L по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯ-ИМ.466.453.005.МП.»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Коми энергосбытовая компания», аттестованной ФГУП "ВНИИ метрологической службы", аттестат об аккредитации № 01.00225-2008 от 25.09.2008 г., 119361, Москва, ул. Озерная, 46.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Коми энергосбытовая компания»

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.

МИ 3000-2006 «Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Прософт-Системы»
(ООО «Прософт-Системы»)
Юридический адрес: 620062, г. Екатеринбург, пр. Ленина, д.95, кв.16
Почтовый адрес: 620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, 194а
ИНН 6660149600
Тел. +7 (343) 356-51-11
Факс +7 (343) 310-01-06
e-mail: info@prosoftsystems.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт» (ООО «Энергостандарт»)
Юридический адрес: 123056, г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 42
Почтовый адрес: 115114, г. Москва, ул. Летниковская, д. 11/10, строение 4, 2 этаж
Тел.: 8 (985) 99-22-781

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
тел./факс: 8(495)437-55-77
Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2013 г.