

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Кировэнергосбыт»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Кировэнергосбыт» (далее АИИС КУЭ ОАО «Кировэнергосбыт») предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии за интервалы времени.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ОАО «Кировэнергосбыт» является трехуровневой системой с иерархической распределенной обработкой информации:

- первый – уровень измерительных каналов (далее - ИК);
- второй – уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки;
- третий – уровень информационно-вычислительного комплекса.

В состав АИИС КУЭ ОАО «Кировэнергосбыт» входит система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), формируемая на всех уровнях иерархии.

АИИС КУЭ ОАО «Кировэнергосбыт» решает следующие задачи:

– измерение 30-ти минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и автоматический сбор результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин), привязанных к шкале UTC;

- автоматическое выполнение измерений;
- автоматическое ведение системы единого времени;
- регистрация параметров электропотребления;
- формирование отчетных документов и передачи информации в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ), ОАО «СО ЕЭС» и другим смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ ОАО «Кировэнергосбыт» включает следующие уровни:

1-й уровень состоит из 9 ИК и включает в себя:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,2S; 0,5; 0,5S;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) классов точности 0,2; 0,5;
- счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа классов точности 0,2S/0,5 и 0,5S/1;
- счетчики электрической энергии многофункциональные Альфа классов точности 0,2/0,5;

– вторичные измерительные цепи;

2-й уровень ИВКЭ включает в себя:

- УСПД типа RTU-325;
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

3-й уровень ИВК включает в себя:

- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- сервер базы данных.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчика. 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 вычисляется для интервалов времени 30 мин суммированием результатов измерений средней мощности, полученной путём интегрирования за интервал времени 0,02 с.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность на интервале времени усреднения 30 мин вычисляется по 30-ти минутным приращениям электроэнергии.

Цифровые сигналы с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 и через сегменты локальной вычислительной сети (ЛВС) поступает в УСПД, расположенный в специализированном НКУ «Шкаф АИИС КУЭ». В УСПД осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных через сегмент локальной вычислительной сети (ЛВС) по сети Ethernet на уровень сервер БД уровня ИВК, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и накопление измерительной информации.

Синхронизация времени осуществляется при помощи устройства синхронизации системного времени (УССВ), подключенного к УСПД и обеспечивающего прием сигналов точного времени спутниковой навигационной системы GPS/Глонасс. УСПД при каждом сеансе опроса счетчиков (1 раз в 30 минут) осуществляет синхронизацию времени встроенных часов счетчика со встроенными часами УСПД при расхождении времени между ними более чем на 2 с.

Регламентированный доступ к информации сервера БД АИИС КУЭ с АРМ операторов осуществляется через сегмент локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия по интерфейсу Ethernet.

Механическая защита от несанкционированного доступа обеспечивается пломбированием:

- испытательной коробки (специализированного клеммника);
- крышки клеммных отсеков счетчиков;
- Сервера;
- УСПД.

Программное обеспечение

Функции программного обеспечения (метрологически не значимой части):

- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическая регистрация событий в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- автоматическое получение отчетов, формирование макетов согласно требованиям получателей информации, предоставление результатов измерений и расчетов в виде таблиц, графиков с возможностью получения печатной копии;
- использование средств электронной цифровой подписи для передачи результатов измерений в ИАСУ КУ (КО);
- конфигурирование и параметрирование технических средств программного обеспечения;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- сбор недостающих данных после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- передача в автоматизированном режиме в ИАСУ КУ (КО), ОАО «СО ЕЭС» и другим заинтересованным субъектам ОРЭ результатов измерений;

- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;
 - обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);
 - диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ ОАО «Кировэнергосбыт», событий в АИИС КУЭ ОАО «Кировэнергосбыт»;
 - конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ОАО «Кировэнергосбыт».
- Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):
- обработка результатов измерений в соответствии с параметрированием УСПД;
 - автоматическая синхронизация времени (внутренних часов).
- Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения (наименование программного модуля, наименование файла)	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Комплексы измерительно-вычислительные для учета электроэнергии «Альфа-ЦЕНТР»	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Программа планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей, Amrserver.exe)	AC_UE	045761ae9e8e40c82b06 1937aa9c5b00	MD5
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Драйвер ручного опроса счетчиков, Amrc.exe)		05a5d6be0574fce8a274 62e3498dda62	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Драйвер автоматического опроса счетчиков, Amra.exe)		aeefde21a81569 abec96d8cb4cd3507b	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Драйвер работы с БД, Cdbora2.dll)		860d26cf7a0d26da4acb 3862aaee65b1	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Библиотека шифрования пароля счетчиков, Encryptdll.dll)		0939ce05295fbcbbba40 0eeae8d0572c	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Библиотека сообщений планировщика опросов, Alphamess.dll)		b8c331abb5e34444170 eee9317d635cd	

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010 и обеспечивается:

- установкой пароля на счетчик;
- установкой пароля на сервер;
- установкой пароля на УСПД;
- защитой результатов измерений при передаче информации (использованием электронной цифровой подписи).

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала			К _{тл} · К _{тн} · К _{сч}	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики		
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип				Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной и реактивной электроэнергии и мощности при доверительной вероятности P=0,95:		
					Основная погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %			
1	2	3	4		5	6	7	8	
1	ПС Лазарево-1 110/10 кВ ВЛ-110 кВ Дубники-1	ТТ	КТ=0.2S	А	ТБМО-110 УХЛ1	330000	Активная Реактивная	± 0,8 % ± 1,5 %	± 1,7 % ± 1,7 %
			К _{тл} =300/1	В	ТБМО-110 УХЛ1				
			23256-02	С	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	КТ=0.5	А	НКФ-110-57У1				
			К _{тн} =110000:√3/100: √3	В	НКФ-110-57У1				
			1188-58	С	НКФ-110-57У1				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	ЕвроАЛЬФА					
			К _{сч} =1						
			16666-97						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
2	ПС Лазарево-1 110/10 кВ ВЛ-110 кВ Дубники-2	ТТ	КТ=0.2S	А	ТБМО-110 УХЛ1	330000	Активная Реактивная	± 0,8 % ± 1,5 %	± 1,7 % ± 1,7 %
			КТТ=300/1	В	ТБМО-110 УХЛ1				
			23256-02	С	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	КТ=0.5	А	НКФ-110-57У1				
			КТН=110000:√3/100: √3	В	НКФ-110-57У1				
			1188-58	С	НКФ-110-57У1				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	ЕвроАЛЬФА					
			Ксч=1						
			16666-97						
3	ПС Лазарево-1 110/10 кВ ОМВ 110 кВ	ТТ	КТ=0.2S	А	ТБМО-110 УХЛ1	330000	Активная Реактивная	± 0,8 % ± 1,5 %	± 1,7 % ± 1,7 %
			КТТ=300/1	В	ТБМО-110 УХЛ1				
			23256-02	С	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	КТ=0.5	А	НКФ-110-57У1				
			КТН=110000:√3/100: √3	В	НКФ-110-57У1				
			1188-58	С	НКФ-110-57У1				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	ЕвроАЛЬФА					
			Ксч=1						
			16666-97						
4	ПС Санчурск 110/35/10 кВ ВЛ-110 кВ Пижма	ТТ	КТ=0.5S	А	ТРГ-110 П*	220000	Активная Реактивная	± 1,1 % ± 2,2 %	± 3,0 % ± 3,0 %
			КТТ=200/5	В	ТРГ-110 П*				
			26813-06	С	ТРГ-110 П*				
		ТН	КТ=0.2	А	НАМИ-110 УХЛ1				
			КТН=110000:√3/100: √3	В	НАМИ-110 УХЛ1				
			24218-08	С	НАМИ-110 УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0.5S/1.0	ЕвроАЛЬФА					
			Ксч=1						
			16666-97						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
5	ПС Кичма 35/10 кВ Фидер 10 кВ №0	ТТ	КТ=0.5S	A	ТОЛ-10-8.2-2 У2	3000	Активная Реактивная	± 1,2 % ± 2,4 %	± 3,0 % ± 4,0 %
			КТТ=150/5	B	-				
			47959-11	C	ТОЛ-10-8.2-2 У2				
		ТН	КТ=0.5	A	НАМИ-10				
			КТН=10000/100	B					
			20186-05	C					
		Счетчик	КТ=0.5S/1	ЕвроАЛЬФА					
			Ксч=1						
			16666-97						
6	НПС «Прудки», ЗРУ-10 кВ, Ввод №1 яч. 3	ТТ	КТ=0.5	A	ТВЛМ-10	30000	Активная Реактивная	± 0,9 % ± 2,0 %	± 5,0 % ± 2,5 %
			КТТ=1500/5	B	-				
			1856-63	C	ТВЛМ-10				
		ТН	КТ=0.2	A	НАМИ-10				
			КТН=10000/100	B					
			11094-87	C					
		Счетчик	КТ=0.2/0.5	Альфа					
			Ксч=1						
			14555-95						
7	НПС «Прудки», ЗРУ-10 кВ, Ввод №2 яч. 27	ТТ	КТ=0.5	A	ТВЛМ-10	30000	Активная Реактивная	± 0,9 % ± 2,0 %	± 5,0 % ± 2,5 %
			1500/5	B	-				
			1856-63	C	ТВЛМ-10				
		ТН	КТ=0.2	A	НАМИ-10				
			КТН=10000/100	B					
			11094-87	C					
		Счетчик	КТ=0.2/0.5	Альфа					
			Ксч=1						
			14555-95						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	
8	ПС Прудки 110/10 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТ	КТ= 0.5S	A	Т-0,66 М УЗ/П	20	Активная Реактивная	± 1,0% ± 2,1%	± 3,0% ± 3,0%	
			КТТ= 100/5	B	Т-0,66 М УЗ/П					
			50733-12	C	Т-0,66 М УЗ/П					
		Счетчик	ТН отсутствует							
			КТ=0.5S/1	ЕвроАЛЬФА						
			Ксч=1							
16666-97										
9	ПС Прудки 110/10 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТ	КТ= 0.5	A	Т-0,66 М УЗ/П	20	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%	
			КТТ= 100/5	B	Т-0,66 М УЗ/П					
			50733-12	C	Т-0,66 М УЗ/П					
		Счетчик	ТН отсутствует							
			КТ=0.5S/1	ЕвроАЛЬФА						
			Ксч=1							
16666-97										

Примечания:

1. В графе 7 таблицы 2 «Основная погрешность ИК, ± %» приведены границы погрешности измерений электроэнергии и мощности при доверительной вероятности $P=0,95$; $\cos\varphi=0,87$ ($\sin\varphi=0,5$) и токе ТТ, равном $I_{\text{ном}}$.

2. В графе 8 таблицы 2 «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности измерений электроэнергии и мощности посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$; $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$) и токе ТТ, равном 10 % от $I_{\text{ном}}$.

3. Нормальные условия эксплуатации:

– параметры сети: диапазон напряжения $(0,98 \div 1,02)U_{\text{ном}}$; диапазон силы тока $(1,0 \div 1,2)I_{\text{ном}}$; коэффициент мощности $\cos\varphi=0,9$ инд.

– температура окружающего воздуха для счетчиков электрической энергии: от минус 40°C до 25°C ; УСПД – от минус 40°C до 60°C ;

– магнитная индукция внешнего происхождения – 0 мТл;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (750 ± 30) мм рт.ст.

4. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 \div 1,1)U_{\text{ном1}}$; диапазон силы первичного тока $(0,01 \div 1,2)I_{\text{ном1}}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 \div 1,0$ ($0,6 \div 0,87$); частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;

– температура окружающего воздуха от -30°C до 35°C ;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (750 ± 30) мм рт.ст.

Для счетчиков электроэнергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 \div 1,1)U_{\text{ном2}}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 \div 1,2)I_{\text{ном2}}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 \div 1,0$ ($0,6 \div 0,87$); частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;

– магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;

– температура окружающего воздуха от 15°C до 30°C ;

– относительная влажность воздуха $(40 \div 60)$ %;

– атмосферное давление (750 ± 30) мм рт. ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В, частота (50 ± 1) Гц;

– температура окружающего воздуха от 15°C до 30°C ;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (750 ± 30) мм рт.ст.

5. Надежность применяемых в системе компонентов:

- счётчик электроэнергии – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более 7 суток;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\,000$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более 24 ч.;

6. Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, не менее 70 суток; при отключении питания – не менее 30 лет.

- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому ИК – не менее 45 суток (функция автоматическая); при отключении питания – не менее 3 лет.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в

таблице 2. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ОАО «Кировэнергосбыт» как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени в АИИС КУЭ ОАО «Кировэнергосбыт» ± 5 с.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений интервалов времени в АИИС КУЭ ОАО «Кировэнергосбыт» ± 5 с/сут.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится в левой верхней части титульных листов эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ОАО «Кировэнергосбыт».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Кировэнергосбыт» приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Кировэнергосбыт»

Наименование	Тип	Количество
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	9 шт.
Трансформаторы тока элегазовые	ТРГ-110 П*	3 шт.
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10-8.2-2 У2	2 шт.
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66 М У3/П	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57У1	6 шт.
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	3 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	7 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Альфа	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ДИЯМ.422231.291.ИЭ	1 шт.
Методика поверки	ДИЯМ.422231.291.МП	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу ДЯИМ.422231.291.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ОАО «Кировэнергосбыт». Методика поверки», утвержденному Инновационным фондом «РОСИСПЫТАНИЯ» 02.12.2013 г.

Рекомендуемые средства поверки:

- трансформатор напряжения лабораторный измерительный НЛЛ-15, номинальное напряжение первичной обмотки 10 000 В, класс точности 0,1 или 0,2;

- делитель напряжения ДН-220пт, коэффициент деления 1100, пределы допускаемой относительной основной погрешности при измерении напряжения переменного тока синусоидальной формы номинальной частотой 50 Гц $\pm 0,1$ %;

- прибор сравнения КНТ-03, пределы погрешности измерения: по напряжению не более $\pm (0,001+0,03 \cdot A)$ %, по углу не более $\pm (0,1+0,03 \cdot A)$ мин, где А-значения измеряемой величины.

- трансформатор тока измерительный лабораторный ГТИ-5000.5; номинальные значения первичного тока: 100 А, 150 А, 200 А, 300 А, 1500 А; номинальный класс точности 0,05;
- частотомер электронно-счетный с диапазоном измерения 0,01 Гц — 12 МГц, с пределом абсолютной погрешности измерения не более 0,01 Гц;
- измеритель нелинейных искажений с диапазоном измерения 0...10 % с пределом абсолютной погрешности измерения не более 0,1 %
- нагрузочные устройства (магазины проводимости или магазины сопротивления), обеспечивающие нагрузку поверяемого трансформатора в пределах от 25 до 100 % его номинальной мощности, с пределом допускаемой основной погрешности активной и реактивной составляющих мощности не более ± 4 %;
- установка для поверки счетчиков электрической энергии МК6801;
- блок питания Б5-30;
- секундомер механический СОПр; класс точности 2;
- оптический преобразователь для работы со счетчиками электроэнергии; переносной компьютер с возможностью выхода в интернет для связи с тайм-сервером и программным обеспечением для работы с радиочасами РЧ-011, ПО программный пакет AC_L Laptop, терминальная программа «Внешний инженерный пульт»;
- мультиметры Ресурс-ПЭ – 2 шт.;
- радиочасы РЧ-011/2.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электроэнергии приведена в документе «Методика измерений количества электроэнергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «Кировэнергосбыт» и отдельных измерительных комплексов», аттестованном Инновационным фондом «РОСИСПЫТАНИЯ». Свидетельство об аттестации № 1-02-12/13 от 02.12.2013 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии ОАО «Кировэнергосбыт»

1. ГОСТ 22261-94. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
2. ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Эльстер Метроника»
111141, Российская Федерация, г. Москва, 1-й проезд Перова Поля д.9, стр.3.
Телефон: (495) 730-0286, (495) 730-0287; Сайт: www.elster.ru

Заявитель

ООО «Эльстер Метроника»
111141, Российская Федерация, г. Москва, 1-й проезд Перова Поля д.9, стр.3.
Телефон: (495) 730-0286, (495) 730-0287; Сайт: www.elster.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ «РОСИСПЫТАНИЯ»

Адрес: 103001, г. Москва, Гранатный пер., д. 4

Телефон/факс: (499) 236-41-71/(499) 230-36-25

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ «РОСИСПЫТАНИЯ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30123-10 от 12.02.2010 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «__» _____ 2014 г.