

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» КС-15 «Домбаровка» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» КС-15 «Домбаровка» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень состоит из измерительных трансформаторов тока (далее - ТТ) класса точности 0,2S и 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительных трансформаторов напряжения (далее - ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчиков активной и реактивной электроэнергии типа ЕвроАльфа класса точности 0,2S в части активной электроэнергии и 0,5 в части реактивной электроэнергии, вторичных измерительных цепей и технических средств приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ) созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее - УСПД), устройства синхронизации времени и коммутационного оборудования.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), состоящий из сервера базы данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированных рабочих мест (далее – АРМ) персонала, каналобразующей аппаратуры и программного обеспечения (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя 1-й, 2-й и 3-й уровни АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Первичный ток в счетчиках измеряется с помощью измерительных трансформаторов тока, имеющих малую линейную и угловую погрешность в широком диапазоне измерений. В цепи трансформаторов тока установлены шунтирующие резисторы, сигналы с которых поступают на вход измерительной микросхемы. Измеряемое напряжение каждой фазы через высоколинейные резистивные делители подается непосредственно на измерительную микросхему. Измерительная микросхема электронного счетчика осуществляет выборки входных сигналов токов и напряжений по каждой фазе, используя встроенные аналого-цифровые преобразователи, и выполняет различные вычисления для получения всех необходимых величин. С выходов измерительной микросхемы на микроконтроллер поступают интегрированные по времени сигналы активной и реактивной энергии. Микроконтроллер осуществляет дальнейшую обработку полученной информации и накопление данных в энергонезависимой памяти, а также микроконтроллер осуществляет управление отображением информации на ЖКИ, выводом данных по энергии на выходные импульсные устройства и обменом по цифровому интерфейсу. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средняя

активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

УСПД типа RTU-325 автоматически проводит сбор результатов измерений и состояние средств измерений со счетчика электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485). В УСПД осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, перевод измеренных значений счетчиком в именованные с учетом «постоянной» счетчиков, хранение, накопление и передача накопленных данных на уровень ИВК через основной спутниковый канал и резервный канал передачи данных - коммутируемый модем.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи через интернет-провайдера.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

Система обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ.

Контроль времени в часах счетчиков автоматически выполняет УСПД, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), синхронизация часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения часов счетчика и УСПД на величину более ± 1 секунды, но не чаще чем раз в сутки.

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически, через устройство синхронизации времени УССВ-35HVS, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS) и которое подключено к УСПД по интерфейсу RS-232. Погрешность синхронизации УССВ-35HVS происходит ежесекундно, погрешность синхронизации не более 0,1 сек. Контроль времени в часах УСПД происходит раз в 30 минут, синхронизация часов УСПД выполняется автоматически в случае расхождения часов УСПД и УССВ-35HVS на величину более ± 1 секунды.

Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

Таблица 1. Идентификационные данные ПО, установленного в ИВК АИИС

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 «Альфа-ЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных	Amrserver.exe	11.02.02	582b756b2098a6dabbe52eae57e3e239	MD5
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		b3bf6e3e5100c068b9647d2f9bfde8dd	MD5
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		764bbe1ed87851a0154dba8844f3bb6b	MD5
	Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		7dfc3b73d1d1f209cc4727c965a92f3b	MD5
	Библиотека шифрования пароля счетчиков А1700, А1140	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	MD5
	Библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	MD5

- Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов;
- Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4 нормированы с учетом ПО;
- Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровня ИК приведен в таблице 2, метрологические характеристики ИК в таблицах 3 и 4.

Таблица 2. Состав 1-го и 2-го уровня ИК

Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав 1-го и 2го уровня измерительного канала				Вид электро-энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСИД	
1	КС-15 «Дом-баровка» ЗРУ 6 кВ, Ввод № 1 яч. № 17	ТЛШ-10-1У3 Кл. т. 0,2S Ктт=2000/5 Г.р. № 11077-07 Зав. № 1175 Зав. № 1161 Зав. № 1160	НАМИ-10-95УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Г.р. № 20186-05 Зав. № 367	ЕА02РАЛ-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Г.р. № 16666-97 Зав. № 01110402	RTU-325, Зав. № 001042 (Г.р. № 37288-08)	активная, реактивная
2	КС-15 «Дом-баровка» ЗРУ 6 кВ, Ввод № 2 яч.№ 16	ТЛШ-10-1У3 Кл. т. 0,2S Ктт=2000/5 Г.р. № 11077-07 Зав. № 1166 Зав. № 1163 Зав. № 1211	НАМИ-10-95УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Г.р. № 20186-05 Зав. № 336	ЕА02РАЛ-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Г.р. № 16666-97 Зав. № 01110398		активная, реактивная
3	КС-15 «Дом-баровка» ЗРУ 6 кВ, Ввод № 3 яч. № 45	ТЛШ-10-1У3 Кл. т. 0,2S Ктт=2000/5 Г.р. № 11077-07 Зав. № 1174 Зав. № 598 Зав. № 1212	НАМИ-10-95УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Г.р. № 20186-05 Зав. № 338	ЕА02РАЛ-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Г.р. № 16666-97 Зав. № 01110401		активная, реактивная
4	КС-15 «Дом-баровка» ЗРУ 6 кВ, Ввод № 4 яч. № 34	ТЛШ-10-1У3 Кл. т. 0,2S Ктт=2000/5 Г.р. № 11077-07 Зав. № 1209 Зав. № 1213 Зав. № 1210	НАМИ-10-95УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Г.р. № 20186-05 Зав. № 755	ЕА02РАЛ-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Г.р. № 16666-97 Зав. № 01110403		активная, реактивная
5	КС-15 «Дом-баровка» ЗРУ 6 кВ, СШ 1 яч. 21 СД-6	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт=600/5 Г.р. № 1261-59 Зав. № 1772 - Зав. № 1768	НАМИ-10-95УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Г.р. № 20186-05 Зав. № 367	ЕА05РАЛ-Р3В-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97 Зав. № 01111250		активная, реактивная

Продолжение таблицы 2

Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав 1-го и 2го уровня измерительного канала				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	
6	КС-15 «Дом-баровка» ЗРУ 6 кВ, СШ 1 яч. 23 СД-7	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт=600/5 Г.р. № 1261-59 Зав. № 1710 - Зав. № 1717	НАМИ-10-95УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Г.р. № 20186-05 Зав. № 367	ЕА05РАL-Р3В-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97 Зав. № 01111257	RTU-325, Зав. № 001042 (Г.р. № 37288-08)	активная, реактивная
7	КС-15 «Дом-баровка» ЗРУ 6 кВ, СШ 1 яч. 25 СД-8	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт=600/5 Г.р. № 1261-59 Зав. № 1296 - Зав. № 1742	НАМИ-10-95УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Г.р. № 20186-05 Зав. № 367	ЕА05РАL-Р3В-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97 Зав. № 01111235		активная, реактивная
8	КС-15 «Дом-баровка» ЗРУ 6 кВ, СШ 2 яч. 14 СД-9	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт=600/5 Г.р. № 1261-59 Зав. № 48935 - Зав. № 39505	НАМИ-10-95УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Г.р. № 20186-05 Зав. № 336	ЕА05РАL-Р3В-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97 Зав. № 01111247		активная, реактивная
9	КС-15 «Дом-баровка» ЗРУ 6 кВ, СШ 2 яч. 12 СД-10	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт=600/5 Г.р. № 1261-59 Зав. № 43729 - Зав. № 40695	НАМИ-10-95УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Г.р. № 20186-05 Зав. № 336	ЕА05РАL-Р3В-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97 Зав. № 01111277		активная, реактивная
10	КС-15 «Дом-баровка» ЗРУ 6 кВ, СШ 2 яч. 8 ТСН № 1	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт=100/5 Г.р. № 1276-59 Зав. № 8394 - Зав. № 8709	НАМИ-10-95УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Г.р. № 20186-05 Зав. № 336	ЕА05РАL-Р3В-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97 Зав. № 01111273		активная, реактивная
11	КС-15 «Дом-баровка» ЗРУ 6 кВ, СШ 2 яч. 6 Жил. пос. № 1	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт=100/5 Г.р. № 1276-59 Зав. № 9033 - Зав. № 8347	НАМИ-10-95УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Г.р. № 20186-05 Зав. № 336	ЕА05РАL-Р3В-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97 Зав. № 01111254		активная, реактивная

Продолжение таблицы 2

Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав 1-го и 2го уровня измерительного канала				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	
12	КС-15 «Дом-баровка» ЗРУ 6 кВ, СШ 2 яч. 4 РРЛ 15/35	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт=100/5 Г.р. № 1276-59 Зав. № 56886 - Зав. № 8671	НАМИ-10-95УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Г.р. № 20186-05 Зав. № 336	ЕА05РАL-Р3В-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97 Зав. № 01111288	RTU-325, Зав. № 001042 (Г.р. № 37288-08)	активная, реактивная
13	КС-15 «Дом-баровка» ЗРУ 6 кВ, СШ 2 яч. 64 ВЧ	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт=100/5 Г.р. № 1856-63 Зав. № 30149 - Зав. № 29950	НАМИ-10-95УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Г.р. № 20186-05 Зав. № 336	ЕА05РАL-Р3В-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97 Зав. № 01111237		активная, реактивная
14	КС-15 «Дом-баровка» ЗРУ 6 кВ, СШ 3 яч. 39 СД-3	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт=600/5 Г.р. № 1261-59 Зав. № 1298 - Зав. № 1787	НАМИ-10-95УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Г.р. № 20186-05 Зав. № 755	ЕА05РАL-Р3В-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97 Зав. № 01111269		активная, реактивная
15	КС-15 «Дом-баровка» ЗРУ 6 кВ, СШ 3 яч. 41 СД-4	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт=600/5 Г.р. № 1261-59 Зав. № 1763 - Зав. № 2435	НАМИ-10-95УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Г.р. № 20186-05 Зав. № 755	ЕА05РАL-Р3В-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97 Зав. № 01111253		активная, реактивная
16	КС-15 «Дом-баровка» ЗРУ 6 кВ, СШ 3 яч. 43 СД-5	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт=600/5 Г.р. № 1261-59 Зав. № 1785 - Зав. № 1948	НАМИ-10-95УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Г.р. № 20186-05 Зав. № 755	ЕА05РАL-Р3В-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97 Зав. № 01111275		активная, реактивная
17	КС-15 «Дом-баровка» ЗРУ 6 кВ, СШ 4 яч. 32 СД-1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт=600/5 Г.р. № 1261-59 Зав. № 2608 - Зав. № 2556	НАМИ-10-95УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Г.р. № 20186-05 Зав. № 338	ЕА05РАL-Р3В-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97 Зав. № 01111302		активная, реактивная

Окончание таблицы 2

Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав 1-го и 2го уровня измерительного канала				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	
18	КС-15 «Дом-баровка» ЗРУ 6 кВ, СШ 4 яч. 30 СД-2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт=600/5 Г.р. № 1261-59 Зав. № 9899 - Зав. № 40701	НАМИ-10-95УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Г.р. № 20186-05 Зав. № 338	ЕА05RAL-Р3В-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97 Зав. № 01111265	RTU-325, Зав. № 001042 (Г.р. № 37288-08)	активная, реактивная
19	КС-15 «Дом-баровка» ЗРУ 6 кВ, СШ 4 яч. 42 ТСН № 2	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт=100/5 Г.р. № 1276-59 Зав. № 23414 - Зав. № 23416	НАМИ-10-95УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Г.р. № 20186-05 Зав. № 338	ЕА05RAL-Р3В-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97 Зав. № 01111240		активная, реактивная
20	КС-15 «Дом-баровка» ЗРУ 6 кВ, СШ 4 яч. 44 Жил. пос. № 2	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт=100/5 Г.р. № 1276-59 Зав. № 8702 - Зав. № 8666	НАМИ-10-95УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Г.р. № 20186-05 Зав. № 338	ЕА05RAL-Р3В-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97 Зав. № 01111242		активная, реактивная
21	КС-15 «Дом-баровка» ЗРУ 6 кВ, СШ 4 яч. 46 РРЛ 15/34	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт=100/5 Г.р. № 1276-59 Зав. № 8371 - Зав. № 8690	НАМИ-10-95УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Г.р. № 20186-05 Зав. № 338	ЕА05RAL-Р3В-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97 Зав. № 01111263		активная, реактивная
22	КС-15 «Дом-баровка» ЗРУ 6 кВ, СШ 4 яч. 50 Завод изоляции	ТОЛ-10-УТ 2.1 Кл. т. 0,5 Ктт=200/5 Г.р. № 6009-77 Зав. № 38935 - Зав. № 37883	НАМИ-10-95УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Г.р. № 20186-05 Зав. № 338	ЕА05RL-Р1В-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97 Зав. № 01111901		активная, реактивная

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Пределы относительной погрешности ИК							
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm d$), %				Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, $\pm\%$			
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1, 2, 3, 4	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	1,0	1,2	1,3	2,1	1,2	1,3	1,5	2,2
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	0,8	0,9	1,0	1,7	1,0	1,1	1,2	1,8
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,7	0,8	0,9	1,4	0,9	1,0	1,1	1,6
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,7	0,8	0,9	1,4	0,9	1,0	1,1	1,6
5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,8	2,5	2,9	5,5	2,2	2,8	3,2	5,7
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,2	1,5	1,7	3,0	1,7	1,9	2,1	3,3
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	1,6	1,7	1,8	2,6

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Пределы относительной погрешности ИК					
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm d$), %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm d$), %		
		$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 2, 3, 4	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	2,7	2,3	1,6	3,4	2,9	2,2
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,9	1,6	1,2	2,2	1,9	1,5
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,5	1,3	1,0	1,7	1,5	1,2
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,5	1,3	0,9	1,7	1,4	1,2
5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	5,8	4,7	2,9	6,3	5,1	3,4
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	3,2	2,6	1,8	3,5	3,0	2,2
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	2,5	2,1	1,5	2,8	2,4	2,0

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. Нормальные условия:

– параметры питающей сети: напряжение $(220 \pm 4,4)$ В; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;

– параметры сети: диапазон напряжения $(0,98 - 1,02)U_n$; диапазон силы тока $(1,0 - 1,2)I_n$; диапазон коэффициента мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) – $0,87(0,5)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;

– температура окружающего воздуха: ТТ от 15°C до 35°C ; ТН от 10°C до 35°C ; счетчиков: от 21°C до 25°C ; УСПД от 15°C до 25°C ;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

4. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{n1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01(0,02)(0,05) - 1,2)I_{n1}$; коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) $0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;

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

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для электросчетчиков:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 - 1,2)I_{n2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) $0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;

– магнитная индукция внешнего происхождения $0,5$ мТл;

– температура окружающего воздуха от 10°C до 30°C ;

– относительная влажность воздуха $(40-60)$ %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

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

– температура окружающего воздуха от 10°C до 30°C ;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа ЕвроАЛЬФА – не менее 50000 часов; среднее время восстановления работоспособности 2 часа;

- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Функции контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в счетчике.
- журнал событий ИВКЭ:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в УСПД.
- журнал событий ИВК:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательных коробок;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на промконтроллер (УСПД);
 - установка пароля на сервер БД.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» КС-15 «Домбаровка» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» типографическим 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 (обозначение) изделия	Кол. (шт)
Трансформаторы тока ТЛШ-10-1У3	12
Трансформаторы тока ТПОЛ-10	20
Трансформаторы тока ТПЛ-10	12
Трансформаторы тока ТВЛМ-10	26
Трансформаторы тока ТВЛМ-10	26
Трансформаторы тока ТОЛ-10-УТ 2.1	2
Трансформатор напряжения НАМИ-10-95УХЛ1	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАЛЬФА	22
Устройства сбора и передачи данных RTU-325	1
УССВ-35HVS	1
ИВК АИИС КУЭ ООО «Газпром энерго» КС-15 «Домбаровка» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	1
ПО «АльфаЦентр»	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Руководство по эксплуатации	1

Поверка

Осуществляется по документу МП 54065-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» КС-15 «Домбаровка» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в мае 2013 года.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»,
- трансформаторов напряжения – по МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения $6\sqrt{3}\dots 35$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации» и/или по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»,
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»,
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»,
- счетчиков ЕвроАЛЬФА – в соответствии с документом «Методика поверки» с помощью установок МК6800, МК6801 для счетчиков классов точности 0,2 и 0,5 и установок ЦУ 6800 для счетчиков классов точности 1,0 и 2,0, утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 1997 г.;
- УСПД RTU-325 – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.,
- 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 со счетчиками АИИС КУЭ ЕвроАЛЬФА и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01,
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от -20 до + 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» КС-15 «Домбаровка» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00225/206-272-13 от 18.04.2013 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» КС-15 «Домбаровка» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»

ГОСТ 22261-94	«Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. 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».
Методика измерений	электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» КС-15 «Домбаровка» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00225/206-272-13 от 18.04.2013 г.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Оренбургский филиал ООО «Газпром энерго»
Юридический адрес: 460021, г. Оренбург, ул. 60 лет Октября, дом 11.
Почтовый адрес: 460027, г. Оренбург, ул. Донгузская, дом 26.
Тел.: (3532) 997-124, 997-126, 997-128.

Заявитель

ООО «ЕвроМетрология»
Юридический/почтовый адрес: 140000, Московская область, Люберецкий район,
г. Люберцы, ул. Красная, д. 4.
Тел. +7 (926) 786-90-40

Испытательный центр

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

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2013 г.