

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1269 от 25.06.2018 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» Томское ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Томск» КС «Чажемто»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» Томское ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Томск» КС «Чажемто» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

**Описание средства измерений**

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) от несанкционированного доступа;
- передача в организации - участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций - участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень включает в себя измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики активной и реактивной электроэнергии Альфа А1800, вторичные измерительные цепи, образующие 2 измерительных канала (далее по тексту - ИК) системы по количеству точек учета электроэнергии.

2-ой уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных УСПД RTU-325, которое устанавливается в задании ЗРУ-10кВ КС «Чажемто», устройство синхронизации системного времени, каналы сбора данных со счетчиков, коммуникационную аппаратуру.

3-ий уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя сервер базы данных, устройство синхронизации системного времени и каналы сбора данных с уровня ИВКЭ, каналы передачи данных субъектам ОРЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации, которые усредняются за период 0,02 с.

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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производит опрос цифровых счетчиков, установленных в ЗРУ-10 кВ КС «Чажемто». Сервер уровня ИВК производит опрос УСПД не реже 1 раза в сутки.

УСПД уровня ИВКЭ в автоматическом режиме осуществляет сбор данных со счетчиков, обработку информации и передачу данных посредством каналобразующей аппаратуры на сервер уровня ИВК. Сервер уровня ИВК в автоматическом режиме осуществляет сбор данных с УСПД уровня ИВКЭ, обработку информации и передачу данных вышестоящим субъектам ОРЭ посредством каналобразующей аппаратуры.

В системе автоматически поддерживается единое время во всех ее компонентах, в частности в счетчиках, где происходит датирование измерений, с точностью не хуже  $\pm 5$  секунд/сутки. Синхронизация времени производится с помощью GPS-приемника, принимающего сигналы глобальной системы позиционирования. В качестве приемника сигналов GPS о точном астрономическом времени используются устройства синхронизации системного времени (УССВ), подключаемые к УСПД. От УССВ синхронизируются внутренние часы УСПД, от них - внутренние часы счетчиков А1800, подключенных к УСПД. Уставка, при достижении которой происходит коррекция часов УСПД, Альфа-Центра в составе ИВК верхнего уровня и счетчиков, составляет 1 с. Проверка точности хода часов во всех компонентах системы происходит 1 раз в час. Для синхронизации времени ПО «Альфа ЦЕНТР» комплектуется программным модулем Альфа ЦЕНТР Коммуникатор.

При длительном нарушении работы канала связи между УСПД и счетчиками на длительный срок, время счетчиков корректируется от переносного инженерного пульта. При снятии данных с помощью инженерного пульта через оптический порт счетчика производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счетчика.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующей корректровке.

### **Программное обеспечение**

Испытания программного обеспечения не проводились.

### **Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 1. Уровень ИВКЭ АИИС КУЭ реализован на базе устройства сбора и передачи данных УСПД RTU-325 (номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (Рег. №) 19495-03), уровень ИВК - на базе Комплекса измерительно-вычислительного учета электроэнергии АИИС КУЭ Альфа-Центр (Рег. № 20481-00).

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 1 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ п/п	Диспетчерское наименование точки учета	Состав измерительного канала			Вид электро-энергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик статический трехфазный переменного тока активной/реактивной энергии	
1	2	3	4	5	6
1	КС «Чажемто» Ввод-1 10 кВ, яч. 112	ТЛО-10 класс точности 0,5S К <sub>ТТ</sub> =1500/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ-10-2 УХЛ2 класс точности 0,2 К <sub>ТТ</sub> =10000/100 Рег. № 16687-07	A1802RALQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	активная реактивная
2	КС «Чажемто» Ввод-2 10 кВ, яч. 212	ТЛО-10 класс точности 0,5S К <sub>ТТ</sub> =1500/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ-10-2 УХЛ2 класс точности 0,2 К <sub>ТТ</sub> =10000/100 Рег. № 16687-07	A1802RALQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	активная реактивная

Таблица 2 - Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества учтенной активной электрической энергии при доверительной вероятности P = 0,95						
	Диапазон тока	Основная погрешность ИК, ± %			Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %		
		cos φ=1,0	cos φ=0,8	cos φ=0,5	cos φ=1,0	cos φ=0,8	cos φ=0,5
1, 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	$0,01 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	-	-	-	-	-	-
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,7	2,8	5,3	1,8	2,8	5,4
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,4	2,7	1,1	1,6	2,8
	$I_{H1} \leq I_1 < 1,2 I_{H1}$	0,7	1,0	1,9	0,9	1,2	2,0
Номер ИК	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества учтенной реактивной электрической энергии в рабочих условиях при доверительной вероятности P = 0,95, ± %						
	Диапазон тока	cos φ=0,8 (sin φ=0,6)			cos φ=0,5 (sin φ=0,87)		
1, 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	$0,01 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	-			-		
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	4,4			2,6		
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,3			1,5		
	$I_{H1} \leq I_1 < 1,2 I_{H1}$	1,7			1,2		

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 эксплуатации:

– параметры сети: диапазон напряжения от  $0,99 \cdot U_N$  до  $1,01 \cdot U_N$ ; диапазон силы тока от  $1,0 \cdot I_N$  до  $1,2 \cdot I_N$ ; диапазон коэффициента мощности cosφ (sinφ) от 0,5 до 1,0 (от 0,6 до 0,87); частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;

– температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 до плюс 50 °С; счетчиков - от плюс 18 до плюс 25 °С; ИВКЭ - от плюс 10 до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения от  $0,9 \cdot U_{Н1}$  до  $1,1 \cdot U_{Н1}$ ; диапазон силы первичного тока от  $0,05 \cdot I_{Н1}$  до  $1,2 \cdot I_{Н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\phi$  ( $\sin\phi$ ) от 0,5 до 1,0 (от 0,6 до 0,87); частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;

– температура окружающего воздуха от минус 30 до плюс 35 °С.

для электросчетчиков:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения от  $0,9 \cdot U_{Н2}$  до  $1,1 \cdot U_{Н2}$ ; диапазон силы вторичного тока от  $0,05 \cdot I_{Н2}$  до  $1,2 \cdot I_{Н2}$ ; коэффициент мощности  $\cos\phi$  ( $\sin\phi$ ) от 0,8 до 1,0 (0,6); частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;

– температура окружающего воздуха от плюс 10 до плюс 30 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл.

5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1. Допускается замена УСПД на одноступенчатый утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть. Порядок оформления замены измерительных компонентов, а также других изменений, вносимых в АИИС КУЭ в процессе их эксплуатации после утверждения типа в качестве единичного экземпляра, осуществляется согласно МИ 2999-2011.

Параметры надежности применяемых АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– счетчик - среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;

– УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 40000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час;

– ИВК - среднее время наработки на отказ 50000 часов.

Надежность системных решений:

– резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

– в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:

- 1) параметрирования;
- 2) пропадания напряжения;
- 3) коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

– наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- 1) счетчика;
- 2) промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- 3) испытательной коробки;
- 4) УСПД;

– наличие защиты на программном уровне:

- 1) пароль на счетчике;
- 2) пароль на УСПД;
- 3) пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

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

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение (тип)	Кол-во, шт
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	2
Устройство сбора и передачи данных	УСПД RTU-325	1
Методика поверки	МП 41358-09 с изменением № 1	1
Формуляр-паспорт	АУВП.411711.089.ФО-ПС	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 41358-09 с изменением № 1 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» Томское ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Томск» КС «Чажемто». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 25.12.2017 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения - по МИ 2845-2003 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- счетчиков Альфа А1800 - по документу МП 2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки»;
- УСПД RTU-325 - по документу «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег. № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска клейма поверителя и (или) наклейки.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» Томское ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Томск» КС «Чажемто», регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.34.2015.21341.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» Томское ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Томск» КС «Чажемто»**

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. Стадия создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ЕСН ЭНЕРГО» (ООО «ЕСН ЭНЕРГО»)

ИНН 7703237207

Адрес: 123376, г. Москва, ул. Красная Пресня, д. 24, этаж 8

Телефон: 8 (495) 234-21-99

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: 8 (495) 437-55-77

Факс: 8 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.