

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» Нюксенское ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» Нюксенское ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчётных 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 распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие 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 электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 26035-83, 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 устройство сбора и передачи данных RTU-327 (далее - УСПД), устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (рег. № 54074-13) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ООО «Газпром энерго», программное обеспечение (далее - ПО «АльфаЦЕНТР»), устройство синхронизации системного времени (далее - УССВ), автоматизированные рабочие места (далее - АРМ) ООО «Газпром энерго», сервер АО «Межрегионэнергосбыт», каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерений и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с единым календарным временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи стандарта RS-485 через преобразователь интерфейсов и далее по каналу связи сети Ethernet поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и передача полученных данных на сервер ООО «Газпром энерго».

В качестве основного канала передачи данных от УСПД на сервер ООО «Газпром энерго» используется спутниковая сеть передачи данных. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи стандарта GSM. На сервере ООО «Газпром энерго» осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, её формирование и хранение в базе данных, оформление отчетных документов. Передача информации в АО «АТС» и всем заинтересованным субъектам ОРЭ осуществляется по сети Internet с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP в виде отчетов в формате XML с возможностью использования электронно-цифровой подписи.

В АИИС КУЭ реализован информационный обмен данными (макеты XML формата 80020, 80030) со смежной Системой автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Межрегионэнергообит», регистрационный номер 65280-16.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации системного времени УССВ-2 и УССВ-35HVS, синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от соответствующих GPS-приемников.

Сличение часов сервера ООО «Газпром энерго» с УССВ-35HVS производится 1 раз в час, коррекция часов сервера выполняется при расхождении с УССВ-35HVS на величину более  $\pm 1$  с.

Сличение часов УСПД с УССВ-2 производится 1 раз в час, коррекция часов УСПД выполняется при расхождении с УССВ-2 на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и УСПД на величину более  $\pm 2$  с. Передача информации от счётчика электрической энергии до УСПД реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает  $\pm 5$  с.

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

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает  $\pm 1$  единицы младшего разряда.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	УСПД		Пределы допускаемой основной относительной погрешности, ( $\pm\delta$ ) %	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ( $\pm\delta$ ) %
1	ЗРУ 10 кВ ЭСН Нюксенского ЛПУ МГ, Газопровод 3, яч. 1	ТЛО-10 500/5 Кл.т. 0,2S	VRQ3n/S2 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-327	актив- ная	0,9	1,6
		Пер. № 25433-08	Пер. № 21988-01	Пер. № 31857-06		реак- тивная	1,5	3,2
2	ЗРУ 10 кВ ЭСН Нюксенского ЛПУ МГ, Газопровод 4, яч. 2	ТЛО-10 500/5 Кл.т. 0,2S	VRQ3n/S2 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5	Пер. № 41907-09	актив- ная	0,9	1,6
		Пер. № 25433-08	Пер. № 21988-01	Пер. № 31857-06		реак- тивная	1,5	3,2

\*Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.

3 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение  $(0,95-1,05)U_n$ ; ток  $(1,0-1,2)I_n$ ;  $\cos \varphi = 0,9$  инд.; частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц;

- температура окружающей среды:  $(20 \pm 5)$  °С.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

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

- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

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

- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;

- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 65 °С;

- относительная влажность воздуха не более 95 % при плюс 30 °С;

- атмосферное давление от 60,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 10)$  В; частота  $(50 \pm 1)$  Гц;

- температура окружающего воздуха от плюс 15 до плюс 25 °С;

- относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

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

6 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, какие приведены в таблице 2. Допускается замена УСПД и УССВ-2 на аналогичные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7 Все измерительные компоненты АИИС КУЭ должны быть утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик Альфа А1800 - среднее время наработки на отказ не менее  $T=120000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v=2$  ч;

- УСПД RTU-327 - среднее время наработки на отказ не менее  $T=35000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v=24$  ч;

- УССВ - среднее время наработки на отказ не менее  $T=35000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v=2$  ч;

- УССВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее  $T=74500$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v=2$  ч;

- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T=50000$  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:

- счетчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера.

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика электрической энергии;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 180 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;

- УСПД RTU-327 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 3 лет;

- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (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 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы напряжения	VR	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Устройства синхронизации системного времени	УССВ	1
Сервер	HP Proliant DL380G6	1
Методика поверки	-	1
Паспорт-формуляр	87570424.411711.041.2.ТПП-5.ПФ	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 66612-17 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» Ньюксенское ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» 19.12.2016 г.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчик Альфа А1800 - в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- RTU-327 - в соответствии с документом ДЯИМ.466215.007МП «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- УССВ-2 - в соответствии с документом МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17 мая 2013 г.

Основные средства 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 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 АИИС КУЭ.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений изложен в документе 87570424.411711.041.2.ТРП-5.ИЗ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» Ньюксенское ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта». Руководство пользователя».

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» Ньюксенское ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»**

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.

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Центрэнергобаланс» (ООО «ЦЭБ»)

ИНН 7728265661

Адрес: 117246, г. Москва, Научный проезд, д. 19

Телефон/факс: (495) 150-03-56

### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго»)

Адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1

Телефон: (499) 917-03-54

### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» (ФБУ «Курский ЦСМ»)

Адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а

Телефон/факс: (4712) 53-67-74

E-mail: [kcsms@sovtest.ru](mailto:kcsms@sovtest.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311913 от 24.10.2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.