

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1635 от 27.07.2017 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КС-22 «Помары» Волжского ЛПУ МГ ООО «Газпром Трансгаз Нижний Новгород»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КС-22 «Помары» Волжского ЛПУ МГ ООО «Газпром Трансгаз Нижний Новгород» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные могут быть использованы для коммерческих расчетов.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИСКУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодически (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью (30 мин.);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и 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-й уровень - измерительные комплексы, включающие в себя:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде для ТЛШ-10 - 6811-78; регистрационный номер в Федеральном информационном фонде для ТЛП-10 - 30709-06;
- трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде для ЗНОЛ-06 - 3344-04 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде для VRQ3n/S2 - 21988-01;
- счетчики активной и реактивной электроэнергии ЕвроАльфа классов точности 0,5S по ГОСТ 30206 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде для EA05RL-C-3W, EA05R1L-C-3, EA05R1L-C-3W - 16666-97, установленные на объектах, указанных в таблице 1.

2-й уровень - устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе «RTU-327», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 41907-09, каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации системного времени.

3-й уровень информационно-измерительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы и напряжения электрического тока в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной 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 выходы УСПД, 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 (сервер БД), а так же отражение информации по подключенным к УСПД устройствам.

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемник сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Время УСПД синхронизировано с временем приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера и счетчиков. Сличение времени сервера с временем УСПД «RTU-327» осуществляется раз в час, и корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД  $\pm 2$  с. Сличение времени счетчиков ЕвроАльфа с временем УСПД каждые 30 мин, корректировка времени счетчиков при расхождении со временем УСПД  $\pm 2$  с. Ход часов компонентов системы за сутки не превышает  $\pm 5$  с/сут.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «АльфаЦентр», которое обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами.

Таблица 1- Идентификационные данные метрологически значимых частей ПО

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 ПО	MD5

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «Высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

**Метрологические и технические характеристики**

Метрологические характеристики и состав ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Метрологические характеристики и состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 220 кВ «Восток», ЗРУ 10кВ «Уренгой-Центр-1», Ввод № 1 Т-1, яч. 1.8	ТЛШ-10; КТ 0,5; К <sub>ТТ</sub> =3000/5	ЗНОЛ.06 10; КТ 0,5; К <sub>ТН</sub> =10000/100;	EA05RL-C-3W; КТ 0,5S/1,0;	RTU-327	Активная	±1,2	±3,3
						Реактивная	±2,6	±4,6
2	ПС 220 кВ «Восток», ЗРУ 10 кВ «Уренгой-Центр-1», Ввод № 3 Т-1, яч. 3.4	ТЛШ-10; КТ 0,5; К <sub>ТТ</sub> =3000/5	ЗНОЛ.06 10; КТ 0,5; К <sub>ТН</sub> =10000/100;	EA05R1L-C-3; КТ 0,5S/1,0;		Активная	±1,2	±3,3
						Реактивная	±2,6	±4,6
3	ПС 220 кВ «Восток», ЗРУ 10кВ «Уренгой-Центр-1», Ввод № 2 Т-2, яч. 2.5	ТЛШ-10; КТ 0,5; К <sub>ТТ</sub> =3000/5	ЗНОЛ.06 10; КТ 0,5; К <sub>ТН</sub> =10000/100;	EA05R1L-C-3; КТ 0,5S/1,0;		Активная	±1,2	±3,3
					Реактивная	±2,6	±4,6	
4	ПС 220 кВ «Восток», ЗРУ 10кВ «Уренгой-Центр-1», Ввод № 4 Т-2, яч. 4.3	ТЛШ-10; КТ 0,5; К <sub>ТТ</sub> =3000/5	ЗНОЛ.06 10; КТ 0,5; К <sub>ТН</sub> =10000/100;	EA05R1L-C-3; КТ 0,5S/1,0;	Активная	±1,2	±3,3	
					Реактивная	±2,6	±4,6	
5	ПС 220 кВ «Восток», ЗРУ 10кВ «Уренгой-Центр-2», Ввод № 1 Т-3, яч. 1.8	ТЛШ-10; КТ 0,5; К <sub>ТТ</sub> =3000/5	ЗНОЛ.06 10; КТ 0,5; К <sub>ТН</sub> =10000/100;	EA05R1L-C-3W; КТ 0,5S/1,0;	Активная	±1,2	±3,3	
					Реактивная	±2,6	±4,6	

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК				Вид электроэнергетики	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ПС 220 кВ «Восток», ЗРУ 10кВ «Уренгой-Центр-2», Ввод № 3 Т-3, яч. 3.4	ТЛШ-10; КТ 0,5; К <sub>ТТ</sub> =3000/5	ЗНОЛ.06 10; КТ 0,5; К <sub>ТН</sub> =10000/100;	ЕА05RL-С-3W; КТ 0,5S/1,0;		Активная	±1,2	±3,3
						Реактивная	±2,6	±4,6
7	ПС 220 кВ «Восток», ЗРУ 10кВ «Уренгой-Центр-2», Ввод № 2 Т-4, яч. 2.3	ТЛШ-10; КТ 0,5; К <sub>ТТ</sub> =3000/5	ЗНОЛ.06 10; КТ 0,5; К <sub>ТН</sub> =10000/100;	ЕА05RL-С-3W; КТ 0,5S/1,0;		Активная	±1,2	±3,3
						Реактивная	±2,6	±4,6
8	ПС 220 кВ «Восток», ЗРУ 10кВ «Уренгой-Центр-2», Ввод № 4 Т-4, яч. 4.3	ТЛШ-10; КТ 0,5; К <sub>ТТ</sub> =3000/5	ЗНОЛ.06 10; КТ 0,5; К <sub>ТН</sub> =10000/100;	ЕА05R1L-С-3; КТ 0,5S/1,0;	RTU-327	Активная	±1,2	±3,3
						Реактивная	±2,6	±4,6
9	ПС 220 кВ «Заря», ЗРУ 10кВ «Ямбург-Елец-1», Ввод № 1 Т-5, яч. 1.8	ТЛШ-10; КТ 0,5; К <sub>ТТ</sub> =3000/5 Г.р. № 6811-78	ЗНОЛ.06 10; КТ 0,5; К <sub>ТН</sub> =10000/100;	ЕА05R1L-С-3W; КТ 0,5S/1,0;		Активная	±1,2	±3,3
						Реактивная	±2,6	±4,6
10	ПС 220 кВ «Заря», ЗРУ 10кВ «Ямбург-Елец-1», Ввод № 3 Т-5, яч. 3.4	ТЛШ-10; КТ 0,5; К <sub>ТТ</sub> =3000/5	ЗНОЛ.06 10; КТ 0,5; К <sub>ТН</sub> =10000/100;	ЕА05R1L-С-3W; КТ 0,5S/1,0;		Активная	±1,2	±3,3
						Реактивная	±2,6	±4,6

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ПС 220 кВ «Заря», ЗРУ 10кВ «Ямбург-Елец-1», Ввод № 2 Т-6, яч. 2.4	ТЛШ-10; КТ 0,5; К <sub>ТТ</sub> =3000/5	ЗНОЛ.06 10; КТ 0,5; К <sub>ТН</sub> =10000/ 100;	EA05RL- С-3W; КТ 0,5S/1,0;		Активная	±1,2	±3,3
						Реактивная	±2,6	±4,6
12	ПС 220 кВ «Заря», ЗРУ 10кВ «Ямбург-Елец-1», Ввод № 4 Т-6, яч. 4.3	ТЛШ-10; КТ 0,5; К <sub>ТТ</sub> =3000/5	ЗНОЛ.06 10; КТ 0,5; К <sub>ТН</sub> =10000/ 100;	EA05R1L- С-3W; КТ 0,5S/1,0;	RTU-327	Активная	±1,2	±3,3
						Реактивная	±2,6	±4,6
13	ПС 220 кВ «Заря», ЗРУ 10кВ «Ямбург-Елец-2», Ввод № 1 Т-3, яч. 2	ТЛП-10; КТ 0,5S; К <sub>ТТ</sub> =3000/5	VRQ3n/S2; КТ 0,5; К <sub>ТН</sub> =10000/ 100;	EA05R1L- С-3; КТ 0,5S/1,0;		Активная	±1,2	±3,3
						Реактивная	±2,6	±4,6
14	ПС 220 кВ «Заря», ЗРУ 10кВ «Ямбург-Елец-2», Ввод № 3 Т-3, яч. 29	ТЛП-10; КТ 0,5S; К <sub>ТТ</sub> =3000/5	VRQ3n/S2; КТ 0,5; К <sub>ТН</sub> =10000/ 100;	EA05R1L- С-3; КТ 0,5S/1,0;		Активная	±1,2	±3,3
						Реактивная	±2,6	±4,6
15	ПС 220 кВ «Заря», ЗРУ 10кВ «Ямбург-Елец-2», Ввод № 2 Т-4, яч. 13	ТЛП-10; КТ 0,5S; К <sub>ТТ</sub> =3000/5	VRQ3n/S2; КТ 0,5; К <sub>ТН</sub> =10000/ 100;	EA05R1L- С-3; КТ 0,5S/1,0;		Активная	±1,2	±3,3
						Реактивная	±2,6	±4,6
16	ПС 220 кВ «Заря», ЗРУ 10кВ «Ямбург-Елец-2», Ввод № 4 Т-4, яч. 17	ТЛП-10; КТ 0,5S; К <sub>ТТ</sub> =3000/5	VRQ3n/S2; КТ 0,5; К <sub>ТН</sub> =10000/ 100;	EA05R1L- С-3; КТ 0,5S/1,0;		Активная	±1,2	±3,3
						Реактивная	±2,6	±4,6

Примечания:

1 Характеристики основной относительной погрешности ИК, и относительной погрешности в рабочих условиях (границы интервала, соответствующие вероятности 0,95) даны для измерения электроэнергии средней мощности (получасовой);

2 Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02)  $U_{ном}$ ; ток (1,0-1,2)  $I_{ном}$ ,  $\cos j = 0,90$  инд.;
- температура окружающего воздуха (20±5) °С;

3 Рабочие условия:

- параметры сети: параметры сети: напряжение (0,9-1,1)  $U_{ном}$ ; ток (0,05 - 1,20)  $I_{ном}$ , 0,5 инд. <  $\cos j$  < 0,8 емк;
- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 60 °С; счетчиков электрической энергии от минус 25 до плюс 60 °С; для УСПД от минус 20 до плюс 50 °С, для сервера от плюс 15 до плюс 35 °С.

4 Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos j = 0,8$  инд., и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 40 °С;

5 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 в режиме измерений реактивной электроэнергии;

6 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1. Допускается замена УСПД на одностипный утвержденного типа. При этом владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик ИК.

7 Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электрической энергии-среднее время наработки на отказ не менее 55000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 75000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа.

8 Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД с помощью источников бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации - участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

9 В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекция времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекция времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
  - выключение и включение УСПД.

- 10 Защищенность применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
    - электросчетчика;
    - промежуточных клеммников и вторичных цепей напряжения;
    - испытательной коробки;
    - УСПД;
    - сервера;
  - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
    - электросчетчика;
    - УСПД;
    - сервера.
- 11 Возможность коррекции времени в:
- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
  - УСПД (функция автоматизирована);
  - ИВК (функция автоматизирована).
- 12 Возможность сбора информации:
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
  - о результатах измерений (функция автоматизирована).
- 13 Цикличность:
- измерений 30 мин. (функция автоматизирована);
  - сбора (функция автоматизирована).
- 14 Глубина хранения информации:
- счетчик электрической энергии - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 117 суток, сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
  - УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - 45 суток (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания - 3 года;
  - ИВК - хранение результатов измерений, состояния 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**

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование изделия	Обозначение	Количество шт.
Счетчик электрической энергии	EA05RL-C-3W	4
Счетчик электрической энергии	EA05R1L-C-3	8
Счетчик электрической энергии	EA05R1L-C-3W	4
Трансформатор тока	ТЛШ-10	24
Трансформатор тока	ТЛП-10	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-06	36
Трансформатор напряжения	VRQ 3n/S2	12
УСПД	RTU-327	1
Сервер БД с ПО «АльфаЦентр»	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
Методика поверки	—	1
Инструкция по эксплуатации	АУВП.411711.037-01ЭД-ИЭ	1
Паспорт	АУВП.411711.037-01ЭД-ФО-ПС	1

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 40103-08 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КС-22 «Помары» Волжского ЛПУ МГ ООО «Газпром Трансгаз Нижний Новгород», Измерительные каналы, Методика поверки», согласованному с ФГУП «ВНИИМС» 29 декабря 2008 года.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- для трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6√3...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- для счетчиков электрической энергии многофункциональных ЕвроАльфа - в соответствии с документом "Многофункциональный счетчик электрической энергии ЕвроАльфа. Методика поверки»;

- для устройства УСПД - в соответствии с документом ДЯИМ.466215.007 МП «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;

- радиосервер РСТВ-01, принимающий сигналы спутниковой навигационной системы (GPS), (Регистрационный № 40586-09 в Федеральном информационном фонде).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

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

приведены в эксплуатационном документе.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КС-22 «Помары» Волжского ЛПУ МГ ООО «Газпром Трансгаз Нижний Новгород»**

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»

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

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (ООО «Газпром энерго») ИНН 7736186950

Почтовый адрес: г. Москва, ул. Строителей, д.8, корп. 1

Юридический адрес: г. Москва, пр. Вернадского, д. 101, корпус 3

Тел./Факс: 8 (495) 428-45-60/ 8 (495) 428-45-70

E-mail: [info@adm.energo.gazprom.ru](mailto:info@adm.energo.gazprom.ru)

### **Испытательный центр**

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

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел (факс): 8 (495) 437-37-29 (437-56-56)

Web-сайт: [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

E-mail: [office@vniims.ru](mailto: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.



В части внесенных изменений:

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в республике Марий Эл» (ФБУ «Марийский ЦСМ»)

Адрес: 424006, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, д. 3

Тел (факс): 8 (8362) 41-20-18 (41-16-94)

Web-сайт: [www.maricsm.ru](http://www.maricsm.ru)

E-mail: [gost@maricsm.ru](mailto:gost@maricsm.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Марийский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30118-11 от 16.02.2017 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.