

**СОГЛАСОВАНО**

Зам. директора  
ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

«29» декабря 2008 г.

<b>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КС-22 «Помары» Волжского ЛПУ МГ ООО «Газпром Трансгаз Нижний Новгород»</b>	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>40103-08</u>
--	--

Изготовлена ООО «Газпромэнерго» для коммерческого учета электроэнергии на объектах КС-22 «Помары» Волжского ЛПУ МГ ООО «Газпром Трансгаз Нижний Новгород» по проектной документации ООО «Газпромэнерго», согласованной ОАО «АТС», заводской номер 001.

#### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии КС-22 «Помары» Волжского ЛПУ МГ ООО «Газпром Трансгаз Нижний Новгород» (далее – 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 системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

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) 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).

## ОПИСАНИЕ

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983 и счётчики активной и реактивной электроэнергии ЕвроАльфа классов точности 0,5S по ГОСТ 30206 для активной электроэнергии и 0,5 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (18 измерительных каналов).

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе «RTU-325», каналообразующую аппаратуру, устройство синхронизации системного времени.

3-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую 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 электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы и напряжения электрического тока 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы 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 также отображение 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. Передача информации в организации–участники 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 спутников 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 БД с временем УСПД «RTU-325» 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. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1. Метрологические характеристики ИК

Номер точки измерения и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях,
1	Волжское ЛПУ МГ КЦ "Уренгой- Центр-1", ЗРУ 10 кВ Ввод №1 Т-1, яч. 1.8	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав.№ 1116 Зав.№ 1012	ЗНОЛ-06 10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 87 Зав.№ 738 Зав.№ 611	EA05R1L-C3 Кл.т.0,5S/0,5 Зав.№ 01023249	RTU-325-E1- 512-M11- B04-G Зав.№ 004138	Активная  Реактивная	± 1,2  ± 2,6     ± 3,3  ± 4,6
2	Волжское ЛПУ МГ КЦ "Уренгой- Центр-1", ЗРУ 10 кВ Ввод №3 Т-1, яч. 3.4	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав.№ 1008 Зав.№ 1430	ЗНОЛ-06 10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 441 Зав.№ 99 Зав.№ 1449	EA05R1L-C3 Кл.т.0,5S/0,5 Зав.№ 01023263			
3	Волжское ЛПУ МГ КЦ "Уренгой-Центр- 1", ЗРУ 10 кВ Ввод №2 Т-2, яч. 2.5	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав.№ 1189 Зав.№ 1633	ЗНОЛ-06 10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 721 Зав.№ 1448 Зав.№ 261	EA05R1L-C3 Кл.т.0,5S/0,5 Зав.№ 01023251			
4	Волжское ЛПУ МГ КЦ "Уренгой- Центр-1", ЗРУ 10 кВ Ввод №4 Т-2, яч. 4.3	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав.№ 1416 Зав.№ 1656	ЗНОЛ-06 10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 525 Зав.№ 123 Зав.№ 2808	EA05R1L-C3 Кл.т.0,5S/0,5 Зав.№ 01023266			
5	Волжское ЛПУ МГ КЦ "Уренгой- Центр-2", ЗРУ 10 кВ Ввод №1 Т-3, яч. 1.8	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав.№ 7599 Зав.№ 7651	ЗНОЛ-06 10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 137 Зав.№ 2586 Зав.№ 1769	EA05R1L-C3 Кл.т.0,5S/0,5 Зав.№ 01023260			
6	Волжское ЛПУ МГ КЦ "Уренгой- Центр-2", ЗРУ 10 кВ Ввод №3 Т-3, яч. 3.4	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав.№ 6629 Зав.№ 7647	ЗНОЛ-06 10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 2978 Зав.№ 4426 Зав.№ 4900	EA05R1L-C3 Кл.т.0,5S/0,5 Зав.№ 01023258			
7	Волжское ЛПУ МГ КЦ "Уренгой- Центр-2", ЗРУ 10 кВ Ввод №2 Т-4, яч. 2.3	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав.№ 7645 Зав.№ 7597	ЗНОЛ-06 10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 4685 Зав.№ 4411 Зав.№ 3773	EA05R1L-C3 Кл.т.0,5S/0,5 Зав.№ 01023255			

Продолжение таблицы 1

Номер точки измерения и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
8	Волжское ЛПУ МГ КЦ"Уренгой- Центр-2", ЗРУ10 кВ Ввод №4 Т-4,яч.4.3	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав.№ 7621 Зав.№ 7843	ЗНОЛ-06 10Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 6303 Зав.№ 3702 Зав.№ 4932	EA05R1L-C3 Кл.т.0,5S/0,5 Зав.№ 01023259	RTU-325-E1- 512-M11- B04-G Зав.№ 004138	Активная  Реактивная	± 1,2  ± 2,6	± 3,3  ± 4,6
9	Волжское ЛПУ МГ КЦ"Ямбург- Елец-1", ЗРУ10 кВ Ввод №1 Т-5,яч.1.8	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав.№ 1595 Зав.№ 1170	ЗНОЛ-06 10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 1675 Зав.№ 2315 Зав.№ 2103	EA05R1L-C3 Кл.т.0,5S/0,5 Зав.№ 01023254				
10	Волжское ЛПУ МГ КЦ"Ямбург- Елец-1", ЗРУ10 кВ Ввод №3 Т-5,яч.3.4	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав.№ 997 Зав.№ 159	ЗНОЛ-06 10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 6902 Зав.№ 3040 Зав.№ 2166	EA05R1L-C3 Кл.т.0,5S/0,5 Зав.№ 01023264				
11	Волжское ЛПУ МГ КЦ"Ямбург- Елец-1", ЗРУ10 кВ Ввод №2 Т-6,яч.2.4	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав.№ 819 Зав.№ 835	ЗНОЛ-06 10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 1793 Зав.№ 2172 Зав.№ 2080	EA05R1L-C3 Кл.т.0,5S/0,5 Зав.№ 01023253				
12	Волжское ЛПУ МГ КЦ"Ямбург- Елец-1", ЗРУ10 кВ Ввод №4 Т-6,яч.4.3	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав.№ 202 Зав.№ 531	ЗНОЛ-06 10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 5896 Зав.№ 7010 Зав.№ 2330	EA05R1L-C3 Кл.т.0,5S/0,5 Зав.№ 01023261				
13	Волжское ЛПУ МГ КЦ"Ямбург- Елец-2", ЗРУ10 кВ Ввод №1 Т-3 яч.2	ТЛП-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав.№ 13570 Зав.№ 13567	VRQ3N/S2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 0660849 Зав.№ 0660840 Зав.№ 0656651	EA05R1L-C3 Кл.т.0,5S/0,5 Зав.№ 01023267				
14	Волжское ЛПУ МГ КЦ"Ямбург- Елец-2", ЗРУ10 кВ Ввод №3 Т-3 ,яч.29	ТЛП-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав.№ 13565 Зав.№ 13569	VRQ3N/S2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 0658198 Зав.№ 0658193 Зав.№ 0658205	EA05R1L-C3 Кл.т.0,5S/0,5 Зав.№ 01023257				
15	Волжское ЛПУ МГ КЦ"Ямбург- Елец-2", ЗРУ10 кВ Ввод №2 Т-4 ,яч.13	ТЛП-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав.№ 13566 Зав.№ 13571	VRQ3N/S2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 0660866 Зав.№ 0660865 Зав.№ 0660843	EA05R1L-C3 Кл.т.0,5S/0,5 Зав.№ 01023256				
16	Волжское ЛПУ МГ КЦ"Ямбург- Елец-2", ЗРУ10 кВ Ввод №4 Т-3 ,яч 17	ТЛП-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав.№ 13560 Зав.№ 13568	VRQ3N/S2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 0660233 Зав.№ 0660235 Зав.№ 0660195	EA05R1L-C3 Кл.т.0,5S/0,5 Зав.№ 01023265				

#### 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 сети: напряжение  $(0,98 \div 1,02)$  Уном; ток  $(1 \div 1,2)$  Iном,  $\cos\phi = 0,9$  инд.;  
температура окружающей среды  $(20 \pm 5)$  °С.
4. Рабочие условия:  
параметры сети: напряжение  $(0,9 \div 1,1)$  Уном; ток  $(0,05 \div 1,2)$  Iном;  $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\phi \leq 0,8$  емк.  
допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до + 45°С, для счетчиков от минус 25 до + 60°С; для УСПД от минус 20 до +50 °С, для сервера от +15 до +35 °С;
5. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos\phi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до +40 °С;
6. 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 измерения реактивной электроэнергии;
7. 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 однотипный утвержденный типа.

#### Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 55000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{\text{в}} = 2$  ч;
- УСПД среднее время наработки на отказ не менее  $T = 75000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{\text{в}} = 2$  ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{\text{в}} = 2$  ч.

#### Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии организацию 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;
  - выключение и включение УСПД;

#### Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - электросчетчика,
  - УСПД,

- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик 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 сут (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 3 года;
- ИВК - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

## ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КС-22 «Помары» Волжского ЛПУ МГ ООО «Газпром Трансгаз Нижний Новгород».

## КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ КС-22 «Помары» Волжского ЛПУ МГ ООО «Газпром Трансгаз Нижний Новгород» определяется проектной документацией на систему.

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

## ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно–измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КС-22 «Помары» Волжского ЛПУ МГ ООО «Газпром Трансгаз Нижний Новгород». Измерительные каналы. Методика поверки», согласованным с ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2008 года.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- ЕвроАльфа – по методике поверки «Многофункциональный счетчик электрической энергии ЕвроАльфа. Методика поверки»;
- УСПД «RTU-325» – по методике поверки ДИЯМ.466453.005.МП.

Приемник сигналов точного времени.

Межповерочный интервал - 4 года.

## НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

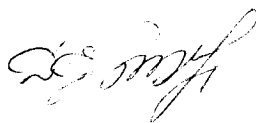
- ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;
- ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КС-22 «Помары» Волжского ЛПУ МГ ООО «Газпром Трансгаз Нижний Новгород» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Изготовитель: ООО «Газпромэнерго»  
117939, г. Москва, ул. Строителей, дом 8, корп. 1  
тел: (495) 719-83-73

И. о. директора  
Оренбургского филиала  
ООО «Газпромэнерго»



Д. И. Емельянов