

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Газпромнефть - ОНПЗ"

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Газпромнефть - ОНПЗ" (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2011, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU 325 (далее – УСПД), каналаобразующую аппаратуру, устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ) УССВ-35HVS и программное обеспечение (далее – ПО).

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и ПО.

Первичные 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 преобразуют 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков 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, 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 заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на основе, синхронизирующего собственное системное время по сигналам поверки времени, получаемым от GPS-приемника. 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 каждые 30 мин, и корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД  $\pm 2$  с. Сличение времени счетчиков 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.

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

В АИИС КУЭ ОАО "Газпромнефть - ОНПЗ" используется ПО "Альфа-Центр" версии 11, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО "Альфа-Центр" обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечивающее программными средствами ПО "Альфа-Центр".

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма используемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5	6
ПО «Альфа-ЦЕНТР»	программопланировщик опроса и передачи данных	amrserver.exe	v.11.04.01	582b756b2098a 6dabbe52eae57 e3e239	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe		b3bf6e3e5100c 068b9647d2f9b fde8dd	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe		764bbe1ed8785 1a0154dba8844 f3bb6b	
	драйвер работы с БД	cdbora2.dll		7dfc3b73d1d1f 209cc4727c965 a92f3b	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
ПО «Альфа-ЦЕНТР»	библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll	v.11.04.01	0939ce05295fb cbbba400eeae8 d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34 444170eee9317 d635cd	

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «Альфа-Центр», в состав которых входит ПО «Альфа Центр», внесены в Госреестр СИ РФ № 44595-10.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «Альфа-Центр», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Альфа-Центр».

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

## Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

№ п/п	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Ввод D01 ИК №1	AMT 245/1 Кл. т. 0,2 800/1 Зав. № 103558; Зав. № 103557; Зав. № 103556	STE 1/245 Кл. т. 0,2 220000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Зав. № 10334; Зав. № 10337; Зав. № 10340	A1R-4-AL-C29-T+ Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01095511	RTU 325- E-512-M3- B4-Q-i2-G Зав. № 0013 58	активная	±0,6	±1,4
		AMT 245/1 Кл. т. 0,2 800/1 Зав. № 103547; Зав. № 103548; Зав. № 103549	STE 1/245 Кл. т. 0,2 220000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Зав. № 10336; Зав. № 10341; Зав. № 10342	A1R-4-AL-C29-T+ Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01095512		реактивная	±1,2	±2,2
2	Ввод D02 ИК №2	AMT 245/1 Кл. т. 0,2 800/1 Зав. № 103547; Зав. № 103548; Зав. № 103549	STE 1/245 Кл. т. 0,2 220000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Зав. № 10336; Зав. № 10341; Зав. № 10342	A1R-4-AL-C29-T+ Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01095512	RTU 325- E-512-M3- B4-Q-i2-G Зав. № 0013 58	активная	±0,6	±1,4
		AMT 245/1 Кл. т. 0,2 800/1 Зав. № 103552; Зав. № 103551; Зав. № 103550	STE 1/245 Кл. т. 0,2 220000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Зав. № 10335; Зав. № 10333; Зав. № 10338	A1R-4-AL-C29-T+ Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01095513		реактивная	±1,2	±2,2
3	Ввод D03 ИК №3	AMT 245/1 Кл. т. 0,2 800/1 Зав. № 103552; Зав. № 103551; Зав. № 103550	STE 1/245 Кл. т. 0,2 220000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Зав. № 10335; Зав. № 10333; Зав. № 10338	A1R-4-AL-C29-T+ Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01095513	RTU 325- E-512-M3- B4-Q-i2-G Зав. № 0013 58	активная	±0,6	±1,4
						реактивная	±1,2	±2,2

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Ввод D04 ИК №4	AMT 245/1 Кл. т. 0,2 800/1 Зав. № 103553; Зав. № 103554; Зав. № 103555	STE 1/245 Кл. т. 0,2 220000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Зав. № 103339; Зав. № 103343; Зав. № 103344	A1R-4-AL-C29-T+ Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01095514	RTU 325- E-512-M3- B4-Q-i2-G Зав.№0013 58	активная реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,2$	$\pm 1,4$ $\pm 2,2$

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение  $(0,98 \div 1,02) U_{ном}$ ; ток  $(1 \div 1,2) I_{ном}$ , частота -  $(50 \pm 0,15) \text{ Гц}$ ;  $\cos\phi = 0,9$  инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от минус  $40^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$ ; счетчиков - от  $+18^{\circ}\text{C}$  до  $+25^{\circ}\text{C}$ ; УСПД - от  $+10^{\circ}\text{C}$  до  $+30^{\circ}\text{C}$ ; ИВК - от  $+10^{\circ}\text{C}$  до  $+30^{\circ}\text{C}$ ;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более  $0,05 \text{ мТл}$ .

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1) U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока -  $(0,05 \div 1,2) I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\phi(\sin\phi)$   $0,5 \div 1,0$  ( $0,87 \div 0,5$ ); частота -  $(50 \pm 0,4) \text{ Гц}$ ;

– температура окружающего воздуха - от минус  $40$  до плюс  $70^{\circ}\text{C}$ .

- для счетчиков электроэнергии "Альфа Плюс":

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1) U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока -  $(0,02 \div 1,2) I_{н2}$ ; коэффициент мощности  $\cos\phi(\sin\phi)$  -  $0,5 \div 1,0$  ( $0,87 \div 0,5$ ); частота -  $(50 \pm 0,4) \text{ Гц}$ ;

– для счётчиков электроэнергии "Альфа Плюс" от минус  $40^{\circ}\text{C}$  до плюс  $55^{\circ}\text{C}$ ;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более -  $0,5 \text{ мТл}$ .

5. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos\phi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от  $0^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ ;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83;

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 2. Замена оформляется актом в установленном на ОАО "Газпромнефть - ОНПЗ" порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИС КУЭ измерительных компонентов:

– электросчётчик "Альфа Плюс" – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 90\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 2$  ч;

– УСПД RTU 325-E-512-M3-B4-Q-i2-G - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 2$  ч;

– сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 1$  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 счётика:

– 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:

- электросчёта;
- 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 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 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;

– УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 10 лет;

– Сервер АИИС - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Газпромнефть - ОНПЗ" типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

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	Кол-во, шт.
1	2
Трансформатор тока АМТ 245/1	12
Трансформатор напряжения STE 1/245	12
Устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325	1
Счётчик электрической энергии "Альфа Плюс"	4
Методика поверки	1
Формуляр	1
Руководство по эксплуатации	1

### Проверка

осуществляется по документу МП 49253-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Газпромнефть - ОНПЗ". Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки" и/или МИ 2925-2005 "Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя";
- "Альфа Плюс" - по документу "Многофункциональные счётчики электрической энергии типа АЛЬФА. Методика поверки";
- УСПД RTU-300 – по документу "Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки";
- Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии "Альфа-Центр" - по документу "Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии "Альфа-Центр". Методика поверки", ДЯИМ.466453.06МП, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2005 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО "Газпромнефть - ОНПЗ".

### Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Газпромнефть - ОНПЗ"

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

2. ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

4. Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета ОАО "Газпромнефть - ОНПЗ".

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Росэнергосервис»  
ООО «Росэнергосервис»

Юридический адрес: 600017, Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9  
Почтовый адрес: 600017, Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9

Тел.: (4922) 44-87-06  
Факс: (4922) 33-44-86

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Тест-Энерго»  
ООО «Тест-Энерго»  
Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3  
Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35  
Тел.: (499) 755-63-32  
Факс: (499) 755-63-32  
E-mail: [info@t-energo.ru](mailto:info@t-energo.ru)

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»  
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес:  
119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46  
тел./факс: 8 (495) 437-55-77

Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

**Заместитель**

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

м.п. «\_\_\_\_\_» 2012 г.