



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.34.004.A № 51087**

**Срок действия бессрочный**

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО АК "Транснефть"  
в части ОАО "Верхневолжскнефтепровод" по НПС "Коломна"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **02/01**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Общество с ограниченной ответственностью "Прософт-Системы"  
(ООО "Прософт-Системы"), г. Екатеринбург**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **53803-13**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

**МП 53803-13**

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **13 июня 2013 г. № 587**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." ..... 2013 г.

Серия СИ

№ **010301**

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО АК «Транснефть» в части ОАО «Верхневолжскнефтепровод» по НПС «Коломна»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО АК «Транснефть» в части ОАО «Верхневолжскнефтепровод» по НПС «Коломна» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, мощности, времени, интервалов 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 уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК) включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, 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 уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени (далее – УСВ), входящее в состав УСПД.

3 уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), сервер точного времени ССВ-1Г и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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

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 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 обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК), погрешность часов компонентов системы не превышает  $\pm 5$  с. Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов компонентов системы АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г, (Госреестр СИ №39485-08), входящими в состав ИВК. ССВ-1Г непрерывно обрабатывает данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC спутниковой навигационной системы. Информация о точном времени распространяется устройством в сети ТСР/ІР согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК.

Устройство синхронизации времени, входящее в состав УСПД обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД и счетчиков. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени приемника более чем на  $\pm 1$  с, погрешность синхронизации не более 0,1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 1$  с, но не чаще одного раза в сутки.

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 используется программное обеспечение ПК «Энергосфера» версии 7.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПК «Энергосфера» 7.0	Консоль администратора AdCenter.exe	7.0.38.1234	1bf0229cd69bdc7775e2b97129d77301	MD5
	Редактор расчетных схем AdmTool.exe	7.0.9.6066	5658f581f3fb4b41ae31e4af50d86ffc	MD5
	АРМ Энергосфера ControlAge.exe	7.0.44.1887	7b4d8944a15ac8a390cf54e7667d2e9e	MD5
	Центр экспорта/импорта expimp.exe	7.0.34.3057	50a1e48c4a9206a15b701dd4dbf993f3	MD5
	Сервер опроса PSO.exe	7.0.15.2778	e307cb4a8d6dfd2598d2d92e083f81b3	MD5
	Модуль ручного ввода HandInput.exe	7.0.14.386	3d34f0b58adb45b86776b227a298c36b	MD5

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 АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

№ п/п	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
ОАО «ВВМН», Рязанское РНУ, НПС «Коломна», ЗРУ-10 кВ								
1	НПС «Коломна», ЗРУ-10 кВ, Ввод №1, ячейка №5	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 400/5 Зав. № 1855; Зав. № 876; Зав. № 1852	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000√3/100√3 Зав. № 15590; Зав. № 16707; Зав. № 17420	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0106072091	СИКОН С70 Зав. № 06715	активная  реактивная	±1,1  ±2,6	±3,0  ±4,9
2	НПС «Коломна», ЗРУ-10 кВ, Ввод №2, ячейка №12	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 400/5 Зав. № 7991; Зав. № 874; Зав. № 7986	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000√3/100√3 Зав. № 17425; Зав. № 16713; Зав. № 17431	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108055060	СИКОН С70 Зав. № 06715	активная  реактивная	±1,1  ±2,6	±3,0  ±4,9

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений 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  $(50 \pm 0,15)$  Гц;

$\cos\phi = 0,9$  инд.;

- температура окружающей среды:

ТТ и ТН от минус 40 °С до плюс 50 °С;

счетчиков от плюс 21 °С до плюс 25 °С;

УСПД от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

ИВК от плюс 10 °С 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  $(0,9 \div 1,1)$   $U_{Н1}$ ;

диапазон силы первичного тока  $(0,02 \div 1,2)$   $I_{Н1}$ ;

коэффициент мощности  $\cos\phi(\sin\phi)$   $0,5 \div 1,0$   $(0,87 \div 0,5)$ ;

частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

– 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 -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;

– температура окружающего воздуха:

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 от минус 40 °С до плюс 60 °С;

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

5. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos\phi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С;

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, счетчиков, УСПД на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном в ОАО «Верхневолжскнефтепровод» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 90000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

– УСПД – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 75000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

– сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70000$  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:

– 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 результатах измерений (функция автоматизирована);

- о состоянии средств измерений.

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 БД - 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 учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО АК «Транснефть» в части ОАО «Верхневолжскнефтепровод» по НПС «Коломна» 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	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТЛО-10	25433-06	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10	03344-04	6
Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	2
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 53803-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО АК «Транснефть» в части ОАО «Верхневолжскнефтепровод» по НПС «Коломна». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2013 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 8.216-11 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- СЭТ-4ТМ.03 – по документу ИЛГШ.411151.124 РЭ1;
- 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 «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ОАО АК «Транснефть» в части ОАО «Верхневолжскнефтепровод» по НПС «Коломна», аттестованной ФГУП "ВНИИ метрологической службы", аттестат об аккредитации № 01.00225-2008 от 25.09.2008 г., 119361, Москва, ул. Озерная, 46.



**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)**

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.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

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

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Прософт-Системы»

ООО «Прософт-Системы»

Юридический адрес: 620062, г. Екатеринбург, пр. Ленина, д.95, кв.16

Почтовый адрес: 620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, 194а

Тел.: (343) 376-28-20

Факс: (343) 376-28-20

E-mail: [info@prosoftsystems.ru](mailto:info@prosoftsystems.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

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.