



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.34.033.A № 48791**

**Срок действия бессрочный**

**НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ**

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электрической энергии ОАО "АК "Транснефть" в части  
ОАО "Рязаньтранснефтепродукт" по ППС "Плавск", ППС "Венев",  
ЛПДС "Рязань"**

**ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 1**

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

**ОАО "Ивэлектроналадка", г. Иваново**

**РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 51828-12**

**ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ**

**МП 51828-12**

**ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **19 ноября 2012 г. № 1042**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." ..... 2012 г.

Серия СИ

№ 007371



## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Рязаньтранснефтепродукт» по ППС «Плавск», ППС «Венев», ЛПДС «Рязань»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть»» в части ОАО «Рязаньтранснефтепродукт» по ППС «Плавск», ППС «Венев», ЛПДС «Рязань» предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, измерений времени в координированной шкале времени UTC.

### Описание средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Рязаньтранснефтепродукт» по ППС «Плавск», ППС «Венев», ЛПДС «Рязань» (далее – АИИС КУЭ) реализована в объеме первой пусковой очереди и представляет двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений (привязанных к координированной шкале времени UTC) о приращениях электрической энергии и значениях электрической энергии с нарастающим итогом с дискретностью учета 30 мин и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер и автоматизированные рабочие места (АРМ);
- подготовка результатов измерений в XML формате для их передачи по электронной почте внешним организациям;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение времени (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни.

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока и напряжения, счётчики активной и реактивной электрической энергии и мощности по каждому присоединению (точке измерений). Устройство сбора и передачи данных (далее - УСПД) «Сикон С70», установленное на уровне ИИК работает в «прозрачном» режиме при обращении сервера ИВК к счетчикам электроэнергии и выполняет функции шлюза-концентратора (каналообразующей аппаратуры).

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает «Центр сбора и обработки данных (далее - ЦСОД) АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (№38424-08

в реестре средств измерений Федерального информационного фонда РФ), рабочие станции (АРМ).

Аналоговые сигналы от первичных преобразователей электрической энергии (трансформаторов тока и напряжения) поступают на счетчики электрической энергии. Счетчики электрической энергии являются измерительными приборами, построенными на принципе цифровой обработки входных аналоговых сигналов. 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 этот период реактивная мощность вычисляется по средним значениям активной и полной мощности.

Измерительная информация на выходе счетчика формируется без учета коэффициентов трансформации тока и напряжения.

Данные со счетчиков поступают на уровень ИВК, где 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 интернет-провайдеров.

В счетчиках электрической энергии и на сервере ИВК ведутся журналы событий.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) формируется на всех уровнях и выполняет законченную функцию измерений времени и интервалов времени. В состав СОЕВ входит сервер ИВК с встроенными часами, время которого синхронизируется от источников частоты и времени/сервера синхронизации времени ССВ-1Г (№ 39485-08 в реестре средств измерений Федерального информационного фонда РФ) основного и резервного.

На уровне ИИК для защиты информации от несанкционированного доступа применяются следующие меры:

- пломбирование клеммных сборок электрических цепей трансформаторов тока и напряжения;

- пломбирование клеммных сборок электросчетчиков;

- пломбирование клеммных сборок линии передачи информации по интерфейсу RS-485;

- пломбирование клеммных сборок УСПД после выполнения монтажных работ;

На уровне ИВК защита информации организована с применением следующих мероприятий:

- ограничение доступа к серверу АИИС КУЭ;

- установление учетных записей пользователей и паролей доступа к серверу АИИС КУЭ.

В составе АИИС КУЭ обеспечена сохранность информации при авариях. Под авариями следует понимать потери питания и отказы (потери работоспособности) технических и программно-технических средств.

## **Программное обеспечение**

Идентификационные данные метрологически значимых частей программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные

Наименование программы	Идентификационное наименование программного обеспечения (имя файла)	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Converge	Landis+Gyr Converge 3.5.1 (Converge.msi)	3.5.001.268 Rev. 64500	B1E67B8256DE3F55 46A96054A2062A1E	MD5
ЭнергоМонитор	Energy Monitor (Web Monitor Setup.msi)	1.8.0.0	1E6CE427DAC589A FE884AB490632BC4B	MD5
Генератор XML-отчетов	XML Report Generator (XML Service Setup.msi; XML Client Setup.msi)	–	9486BC5FC4BC0D3 26752E133D125F13D; 37F58D0D9FB444D 085405EB4A16E7A84	MD5
ЭМ Администратор	EM Admin (EM Admin Setup.msi)	–	621E4F49FB74E52F 9FFADA2A07323FBD	MD5
Ручной импорт в Converge	Manual Converge Import (Manual Converge Import.msi)	–	ACA7D544FAD3B166 916B16BB99359891	MD5

Влияние программного обеспечения на относительную погрешность измерений электрической энергии и мощности отсутствует.

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблице 2.

Номинальная функция преобразования при измерении электрической энергии

$$W_p(W_Q) = \frac{N}{2 \cdot A} \cdot K_{ТН} \cdot K_{ТТ}$$

где: N – число импульсов в регистре профиля мощности счетчика электрической энергии, имп;

A – постоянная счетчика электрической энергии, имп/кВт·ч (квар·ч);

K<sub>ТН</sub> – коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения (ТН);

K<sub>ТТ</sub> – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока (ТТ).

Таблица 2 – Состав и метрологические характеристики измерительных каналов

Канал измерений		Состав измерительного канала					Погрешность, %
Номер ИК	Наименование присоединения	Вид	Класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Фаза	Обозначение	Вид электрической энергии	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ППС Плавск КРУН-10 кВ яч.2 ввод №1 от яч.16 РУ-10 кВ ПС «Тяговая»	ТТ	КлТ=0,5S K <sub>ТТ</sub> =600/5 2473-05	А	ТЛМ-10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	δ <sub>1.а.о</sub> = ± 1,5; δ <sub>2.а.о</sub> = ± 1,3; δ <sub>1.р.о</sub> = ± 2,3; δ <sub>2.р.о</sub> = ± 1,9; δ <sub>1.а.р</sub> = ± 1,6; δ <sub>2.а.р</sub> = ± 1,4; δ <sub>1.р.р</sub> = ± 2,7; δ <sub>2.р.р</sub> = ± 2,4.
				В	ТЛМ-10		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КлТ=0,5 K <sub>ТН</sub> =10000/100 16687-07	А	НАМИТ-10		
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	В	СЭТ-4ТМ.03М				

1	2	3	4	5	6	7	8
2	ППС Плавск РП-10 кВ яч.1 ввод от яч.6 РУ-10 кВ ПС «Тяговая»	ТТ	КлТ=0,5S K <sub>ТТ</sub> =600/5 2473-05	A	ТЛМ-10	– активная прямая; – активная обратная;	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,3;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$
				B	ТЛМ-10		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КлТ=0,5 K <sub>ТН</sub> =10000/100 16687-07	A	НАМИТ-10	– реактивная	$\delta_{1.a.p} = \pm 1,6;$
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	B	СЭТ-4ТМ.03М	прямая; – реактивная обратная		$\delta_{2.a.p} = \pm 1,4;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,7;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,4.$	
3	ППС Плавск КРУН-10 кВ яч.21 ввод №1 от РП-10 кВ Ф-6	ТТ	КлТ=0,5S K <sub>ТТ</sub> =600/5 2473-05	A	ТЛМ-10	– активная прямая; – активная обратная;	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,3;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$
				B	ТЛМ-10		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КлТ=0,5 K <sub>ТН</sub> =10000/100 16687-07	A	НАМИТ-10	– реактивная	$\delta_{1.a.p} = \pm 1,6;$
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	B	СЭТ-4ТМ.03М	прямая; – реактивная обратная		$\delta_{2.a.p} = \pm 1,4;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,7;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,4.$	
4	ППС Венев ПС «Нефтяная» 110/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.2	ТТ	КлТ=0,5S K <sub>ТТ</sub> =600/5 2473-05	A	ТЛМ-10	– активная прямая; – активная обратная;	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,3;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$
				B	ТЛМ-10		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КлТ=0,5 K <sub>ТН</sub> =10000/100 16687-07	A	НАМИТ-10	– реактивная	$\delta_{1.a.p} = \pm 1,6;$
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	B	СЭТ-4ТМ.03М	прямая; – реактивная обратная		$\delta_{2.a.p} = \pm 1,4;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,7;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,4.$	
5	ППС Венев ПС «Нефтяная» 110/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.13	ТТ	КлТ=0,5S K <sub>ТТ</sub> =600/5 2473-05	A	ТЛМ-10	– активная прямая; – активная обратная;	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,3;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$
				B	ТЛМ-10		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КлТ=0,5 K <sub>ТН</sub> =10000/100 16687-07	A	НАМИТ-10	– реактивная	$\delta_{1.a.p} = \pm 1,6;$
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	B	СЭТ-4ТМ.03М	прямая; – реактивная обратная		$\delta_{2.a.p} = \pm 1,4;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,7;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,4.$	
6	ППС Венев ПС «Нефтяная» 110/10 кВ ТСН-1	ТТ	КлТ=0,5S K <sub>ТТ</sub> =50/5 22656-07	A	Т-0,66	– активная прямая; – активная обратная;	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,0;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,0;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,6;$
				B	Т-0,66		
				C	Т-0,66		
		ТН	–	A	– реактивная	$\delta_{1.a.p} = \pm 1,5;$	
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	B	СЭТ-4ТМ.03М	прямая; – реактивная обратная		$\delta_{2.a.p} = \pm 1,2;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,2.$	
7	ППС Венев ПС «Нефтяная» 110/10 кВ ТСН-2	ТТ	КлТ=0,5S K <sub>ТТ</sub> =50/5 22656-07	A	Т-0,66	– активная прямая; – активная обратная;	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,0;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,0;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,6;$
				B	Т-0,66		
				C	Т-0,66		
		ТН	–	A	– реактивная	$\delta_{1.a.p} = \pm 1,5;$	
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	B	СЭТ-4ТМ.03М	прямая; – реактивная обратная		$\delta_{2.a.p} = \pm 1,2;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,2.$	

1	2	3	4	5	6	7	8
8	ППС Венев ПС «Нефтяная» 110/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.4 СХК №2 отвод №1	ТТ	КлТ=0,5S K <sub>ТТ</sub> =100/5 2473-05	A	ТЛМ-10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,3;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,4;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,7;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,4.$
				B	ТЛМ-10		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КлТ=0,5 K <sub>ТН</sub> =10000/100 16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счет- чик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
9	ППС Венев ПС «Нефтяная» 110/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.11 СХК №2 отвод №2	ТТ	КлТ=0,5S K <sub>ТТ</sub> =100/5 2473-05	A	ТЛМ-10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,3;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,4;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,7;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,4.$
				B	ТЛМ-10		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КлТ=0,5 K <sub>ТН</sub> =10000/100 16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счет- чик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
10	ППС Венев КРУН-10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.8 СХК №1 отвод №1	ТТ	КлТ=0,5S K <sub>ТТ</sub> =100/5 2473-05	A	ТЛМ-10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,3;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,4;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,7;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,4.$
				B	ТЛМ-10		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КлТ=0,5 K <sub>ТН</sub> =10000/100 16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счет- чик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
11	ППС Венев КРУН-10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.13 СХК №1 отвод №2	ТТ	КлТ=0,5S K <sub>ТТ</sub> =100/5 2473-05	A	ТЛМ-10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,3;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,4;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,7;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,4.$
				B	ТЛМ-10		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КлТ=0,5 K <sub>ТН</sub> =10000/100 16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счет- чик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
12	ЛПДС Рязань ЗРУ-6 кВ яч.1 ввод №1 6 кВ	ТТ	КлТ=0,5S K <sub>ТТ</sub> =150/5 37853-08	A	ТПОЛ-10М	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,3;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,4;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,7;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,4.$
				B	ТПОЛ-10М		
				C	ТПОЛ-10М		
		ТН	КлТ=0,5 K <sub>ТН</sub> =6000/100 16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счет- чик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
13	ЛПДС Рязань ЗРУ-6 кВ яч.5	ТТ	КлТ=0,5S K <sub>ТТ</sub> =150/5 37853-08	A	ТПОЛ-10М	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,3;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,4;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,7;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,4.$
				B	ТПОЛ-10М		
				C	ТПОЛ-10М		
		ТН	КлТ=0,5 K <sub>ТН</sub> =6000/100 16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счет- чик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					

1	2	3	4	5	6	7	8
14	ЛПДС Рязань ЗРУ-6 кВ яч.15 ввод №2 6 кВ	ТТ	КлТ=0,5S K <sub>ТТ</sub> =150/5 37853-08	A	ТПОЛ-10М	– активная прямая; – активная обратная;	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,3;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$
				B	ТПОЛ-10М		
				C	ТПОЛ-10М		
		ТН	КлТ=0,5 K <sub>ТН</sub> =6000/100 16687-07	A	НАМИТ-10	– реактивная прямая;	$\delta_{1.a.p} = \pm 1,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,4;$
				B			
				C			
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		– реактивная обратная	$\delta_{1.p.p} = \pm 2,7;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,4.$		
15	ЛПДС Рязань Щитовое помещение ввод №1 0,4 кВ	ТТ	КлТ=0,5S K <sub>ТТ</sub> =150/5 22656-07	A	Т-0,66	– активная прямая; – активная обратная;	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,0;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,0;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,6;$
				B	Т-0,66		
				C	Т-0,66		
		ТН	–	A	–	– реактивная прямая;	$\delta_{1.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,2;$
				B			
				C			
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		– реактивная обратная	$\delta_{1.p.p} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,2.$		
16	ЛПДС Рязань Щитовое помещение ввод №2 0,4 кВ	ТТ	КлТ=0,5S K <sub>ТТ</sub> =150/5 22656-07	A	Т-0,66	– активная прямая; – активная обратная;	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,0;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,0;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,6;$
				B	Т-0,66		
				C	Т-0,66		
		ТН	–	A	–	– реактивная прямая;	$\delta_{1.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,2;$
				B			
				C			
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		– реактивная обратная	$\delta_{1.p.p} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,2.$		

Примечания:

1 В столбце 8 таблицы 2 приведены границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности, равной 0,95, при следующих условиях:

$\delta_{1.a.o}$  – границы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии при  $I = 0,1 \cdot I_{ном}$  и  $\cos\varphi = 0,8$ ;

$\delta_{2.a.o}$  – границы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии при  $I = I_{ном}$  и  $\cos\varphi = 0,8$ ;

$\delta_{1.p.o}$  – границы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии при  $I = 0,1 \cdot I_{ном}$  и  $\sin\varphi = 0,6$ ;

$\delta_{2.p.o}$  – границы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии при  $I = I_{ном}$  и  $\sin\varphi = 0,6$ ;

$\delta_{1.a.p}$  – границы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях применения при  $I = 0,1 \cdot I_{ном}$  и  $\cos\varphi = 0,8$ ;

$\delta_{2.a.p}$  – границы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях применения при  $I = I_{ном}$  и  $\cos\varphi = 0,8$ ;

$\delta_{1.p.p}$  – границы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии при в рабочих условиях применения  $I = 0,1 \cdot I_{ном}$  и  $\sin\varphi = 0,6$ ;

$\delta_{2.p.p}$  – границы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения при  $I = I_{ном}$  и  $\sin\varphi = 0,6$ ;

2 Измерительные каналы включают измерительные ТТ по ГОСТ 7746-2001, измерительные ТН по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ 52323-2005 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электрической энергии.

3 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ.

Пределы допускаемой поправки часов относительно координированной шкалы времени UTC  $\pm 5$  с.

Нормальные условия применения:

– температура окружающего воздуха, °С	21 ... 25;
– относительная влажность воздуха, %	30 ... 80;
– атмосферное давление, кПа (от 630 до 795 мм рт. Ст.)	84 ... 106;
– напряжение питающей сети переменного тока, В	215,6 ... 224,4;
– частота питающей сети переменного тока, Гц	49,85 ... 50,15;
– индукция внешнего магнитного поля, мТл не более	0,05.

Рабочие условия применения:

– напряжение питающей сети переменного тока, В	198 ... 242
– частота питающей сети, Гц	49 ... 51
– температура (для ТН и ТТ), °С	[–30] ... 40
– температура (для счетчиков, УСПД)	5 ... 35
– температура (для сервера, АРМ, каналобразующего и вспомогательного оборудования), °С	10 ... 30
– индукция внешнего магнитного поля (для счётчиков), мТл	0 ... 0,5
Среднее время наработки на отказ	3572 ч
Средний срок службы	12 лет

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится с помощью принтера на титульные листы (место нанесения – сверху, справа) эксплуатационной документации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть».

### Комплектность средства измерений

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Рязаньтранснефтепродукт» по ППС «Плавск», ППС «Венев», ЛПДС «Рязань» приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность

Наименование изделия	Кол-во шт.	Примечание
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М	16	
Трансформатор тока ТЛМ-10	27	
Трансформатор тока Т-0,66	12	
Трансформатор тока ТПОЛ-10М	9	
Трансформатор напряжения НАМИТ-10	9	
УСПД Сикон С70	3	
УСВ ССВ-1Г.02	1	
Программный комплекс «Converge»	1	
Методика поверки ИЭН 1956РД-12.01.МП	1	
Инструкция по эксплуатации ИЭН 1956РД-12.ЭСУ.ИЭ	1	
Формуляр ИЭН 1956РД-12.ЭСУ.ПС	1	

### Поверка

осуществляется по методике поверки МП 51828-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Рязаньтранснефтепродукт» по ППС «Плавск», ППС «Венев», ЛПДС «Рязань». Методика поверки», утвержденной руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» 26 октября 2012 г.



Межповерочный интервал 4 года.

Рекомендуемые средства поверки и требуемые характеристики:

– мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями  $\pm 0,1$  °. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения:  $\pm 0,2$  % (в диапазоне измерений от 15 до 300 В);  $\pm 2,0$  % (в диапазоне измерений от 15 до 150 мВ). Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока:  $\pm 1,0$  % (в диапазоне измерений от 0,05 до 0,25 А);  $\pm 0,3$  % (в диапазоне измерений от 0,25 до 7,5 А). Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты  $\pm 0,02$  Гц;

– радиочасы РЧ-011. Пределы допускаемой погрешности синхронизации времени по шкалой UTC (SU)  $\pm 0,1$  с.

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

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Рязаньтранснефтепродукт» по ППС «Плавск», ППС «Венев», ЛПДС «Рязань». Методика измерений электрической энергии. Свидетельство об аттестации № 01.00230/26-2012 от 26.10.2012 г.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ**

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

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

### **Рекомендации по областям применения в сферах государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель**

ОАО «Ивэлектроналадка»

Юридический адрес: 153002, Россия, г. Иваново, ул. Калинина, 5.

Почт. адрес: 153032, ул. Ташкентская, д.90, г. Иваново.

Тел. (4932) 230-230. Тел./факс (4932) 29-88-22.

### **Испытательный центр**

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; [www.penzacsm.ru](http://www.penzacsm.ru)

Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: [pcsm@sura.ru](mailto:pcsm@sura.ru)

Аттестат аккредитации: ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30033-10.

Заместитель Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

М.п.

Ф. В. Булыгин

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.