



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.033.A № 48792

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электрической энергии ОАО "АК "Транснефть" в части
ООО "Балттранснефтепродукт" по ГПС "Кириши"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 1

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ОАО "Ивэлектроналадка", г. Иваново

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 51829-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 51829-12

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

№ 007372

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Балттранснефтепродукт» по ГПС «Кириши»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Балттранснефтепродукт» по ГПС «Кириши» 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 ООО «Балттранснефтепродукт» по ГПС «Кириши» (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).

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 ПС
1	2	3	4	5
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

1	2	3	4	5
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_{ТН} – коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения (ТН);

K_{ТТ} – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока (ТТ).

Таблица 2 – Состав и метрологические характеристики измерительных каналов

Канал измерений		Состав измерительного канала					Вид электрической энергии	Погрешность, %
Номер ИК	Наименование присоединения	Вид	Класс точности, коэффициент трансформации, № в реестре СИ	Фаза	Тип	УСПД		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ГПС Кириши ЗРУ-6 кВ "Север" ввод №1 яч.№5	ТТ	КлТ=0,5S K _{ТТ} =1500/5 № 47959-11	А	ТОЛ	Сикон С70 № 28822-05	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	δ _{1.а.о} = ± 1,5; δ _{2.а.о} = ± 1,3; δ _{1.р.о} = ± 2,3; δ _{2.р.о} = ± 1,9; δ _{1.а.р} = ± 1,6; δ _{2.а.р} = ± 1,4; δ _{1.р.р} = ± 2,7; δ _{2.р.р} = ± 2,4.
				В	ТОЛ			
				С	ТОЛ			
		ТН	КлТ=0,5 K _{ТН} =6000/100 № 16687-07	А	НАМИТ-10			
В								
С								
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М						
2	ГПС Кириши ЗРУ-6 кВ "Север" ввод №2 яч.№30	ТТ	КлТ=0,5S K _{ТТ} =1500/5 № 47959-11	А	ТОЛ	Сикон С70 № 28822-05	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	δ _{1.а.о} = ± 1,5; δ _{2.а.о} = ± 1,3; δ _{1.р.о} = ± 2,3; δ _{2.р.о} = ± 1,9; δ _{1.а.р} = ± 1,6; δ _{2.а.р} = ± 1,4; δ _{1.р.р} = ± 2,7; δ _{2.р.р} = ± 2,4.
				В	ТОЛ			
				С	ТОЛ			
		ТН	КлТ=0,5 K _{ТН} =6000/100 № 16687-07	А	НАМИТ-10			
В								
С								
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М						

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ГПС Кириши ЗРУ-6 кВ "Север" яч.№2 ТСН-1	ТТ	КлТ=0,5S K _{ТТ} =50/5 № 22656-07	A	T-0,66	Сикон С70 № 28822- 05	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,0;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,0;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,6;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,2;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,2.$
				B	T-0,66			
				C	T-0,66			
		ТН	–	A	–			
B								
C								
Счет- чик	КлТ=0,2S/0,5 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М						
4	ГПС Кириши ЗРУ-6 кВ "Север" яч.№32 ТСН-2	ТТ	КлТ=0,5S K _{ТТ} =50/5 № 22656-07	A	T-0,66	Сикон С70 № 28822- 05	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,0;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,0;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,6;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,2;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,2.$
				B	T-0,66			
				C	T-0,66			
		ТН	–	A	–			
B								
C								
Счет- чик	КлТ=0,2S/0,5 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М						

Примечания:

1 В столбце 9 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 УСПД, измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в соответствии с МИ 2999-2011. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ.

Пределы допускаемой поправки часов относительно координированной шкалы времени UTC ± 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	8965 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» в части ООО «Балттранснефтепродукт» по ГПС «Кириши».

Комплектность средства измерений

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Балттранснефтепродукт» по ГПС «Кириши» приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность

Наименование изделия	Кол-во шт.	Примечание
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М	4	
Трансформатор тока ТОЛ	6	
Трансформатор тока Т-0,66	6	
Трансформатор напряжения НАМИТ-10	2	
УСПД Сикон С70	1	
УСВ ССВ-1Г.02	1	
Программный комплекс «Converge»	1	
Методика поверки	1	
Инструкция по эксплуатации ИЭН 1954РД-12.ЭСУ.ИЭ	1	
Формуляр ИЭН 1954РД-12.ЭСУ.ПС	1	

Поверка

осуществляется по методике поверки МП 51829-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Балттранснефтепродукт» по ГПС «Кириши». 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 со 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 ООО «Балттранснефтепродукт» по ГПС «Кириши». Методика измерений электрической энергии. Свидетельство об аттестации № 01.00230/23-2012 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

Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: 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

Ф. В. Булыгин

М.п.

«___» _____ 2012 г.