

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1133 от 07.06.2018 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибтранснефтепродукт» по ПС «Барабинск»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибтранснефтепродукт» по ПС «Барабинск» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов 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-й уровень - измерительно-информационные комплексы (далее - ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ), трансформаторы напряжения (далее - ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее - УСПД), канaloобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени (далее - УСВ) УСВ-2.

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

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

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 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 подключенными 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 отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации - участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

Данные хранятся в сервере БД. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных счетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера БД. ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИС КУЭ организаций системы ПАО «Транснефть».

Система осуществляет обмен данными между АИС КУЭ смежных субъектов по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭМ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются с ИВК с учетом агрегации данных по всем АИС КУЭ ОАО «АК Транснефть» (Рег. № 54083-13) с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и АИС КУЭ смежных субъектов в виде xml-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов ИВК АИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г, (Рег. № 39485-08), входящими в состав ЦСОД. 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 TCP/IP 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 УСВ-2, входящее в состав ИВКЭ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД и счетчиков. УСВ-2 синхронизирует собственное системное время к единому координированному времени по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Коррекция часов УСПД проводится вне зависимости от величины расхождения часов УСПД и времени приемника. Сличение часов счетчиков с часами УСПД осуществляется при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 1$  с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера ИВК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение ПК «Энергосфера», 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 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные признаки (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Но- мер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала						Вид электро- энергии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	Сервер		
1	2	3	4	5	6	7	8	
ЛПДС «Барабинская»								
1	ПС 110/6 кВ ЛПДС «Барабинская» ОАО «Транссибнефть», ЗРУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч.15	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 150/5	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ :100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН C70	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная реактивная	
2	ПС 110/6 кВ ЛПДС «Барабинская» ОАО «Транссибнефть», ЗРУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.33	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 40/5	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ :100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН C70	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная реактивная	
3	ПС 110/6 кВ ЛПДС «Барабинская» ОАО «Транссибнефть», ЗРУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.23	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 150/5	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ :100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН C70	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная реактивная	
4	ПС 110/6 кВ ЛПДС «Барабинская» ОАО «Транссибнефть», ЗРУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.29	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 150/5	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ :100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН C70	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная реактивная	

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, ( $\pm\delta$ ), %			Погрешность в рабочих условиях, ( $\pm\delta$ ), %		
		$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
(ТТ 0,5; TH 0,5; СЧ 0,2S)	$I_{H_1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H_1}$	1,1	1,3	2,2	1,2	1,4	2,3
	$0,2I_{H_1} \leq I_1 < I_{H_1}$	1,3	1,6	3,0	1,5	1,8	3,1
	$0,05I_{H_1} \leq I_1 < 0,2I_{H_1}$	2,3	2,9	5,5	2,4	3,0	5,5

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, ( $\pm\delta$ ), %			Погрешность в рабочих условиях, ( $\pm\delta$ ), %		
		$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
(ТТ 0,5; TH 0,5; СЧ 0,5)	$I_{H_1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H_1}$	2,7	1,9	1,2	3,1	2,4	1,9
	$0,2I_{H_1} \leq I_1 < I_{H_1}$	3,5	2,5	1,5	3,9	2,9	2,1
	$0,05I_{H_1} \leq I_1 < 0,2I_{H_1}$	6,5	4,5	2,6	6,7	4,7	2,9

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:

диапазон напряжения (0,98 - 1,02)  $U_{ном}$ ;

диапазон силы тока (1 - 1,2)  $I_{ном}$ ,

частота  $(50 \pm 0,15)$  Гц;

коэффициент мощности  $\cos\varphi = 0,9$  инд.;

- температура окружающей среды:

ТТ и ТН от минус 40 до плюс 50 °C;

счетчиков от плюс 21 до плюс 25 °C;

УСПД от плюс 10 до плюс 30 °C;

ИВК от плюс 10 до плюс 30 °C;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

- параметры сети:

диапазон первичного напряжения  $(0,9 - 1,1) U_{H_1}$ ;

диапазон силы первичного тока -  $(0,02 - 1,2) I_{H_1}$ ;

коэффициент мощности  $\cos\varphi(\sin\varphi)$  0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5);

частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;

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

- для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети:

диапазон вторичного напряжения (0,9 - 1,1)  $U_{H2}$ ;

диапазон силы вторичного тока (0,02 - 1,2)  $I_{H2}$ ;

коэффициент мощности  $\cos\varphi(\sin\varphi)$  - 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5);

частота -  $(50\pm0,4)$  Гц;

температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °C;

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

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

6. Пределы допускаемой погрешности СОЕВ не превышают  $\pm 5$  с;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется техническим актом в установленном на ОАО «Сибтранснефтепродукт» АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 165000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 2$  ч;

- УСПД СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 2$  ч;

- УСВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 2$  ч;

- сервер HP Proliant BL 460c Gen8, HP Proliant BL 460c G6 - среднее время наработки на отказ не менее  $T_{G6}=261163$ ,  $T_{Gen8}=264599$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 0,5$  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:

- электросчётика;

- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;

- УСПД;

- сервера;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметризации:
  - 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 113 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 - 45 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;

- Сервер БД - 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 (АИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибтранснефтепродукт» по ПС «Барабинск» типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Рег. №	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10	47959-11	8
Трансформатор напряжения измерительный	ЗНОЛ.06-6	3344-04	6
Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	4
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Сервер точного времени	ССВ-1Г	39485-08	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	-	1
Методика поверки	МП 55355-13	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

### **Проверка**

осуществляется по документу МП 55355-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибтранснефтепродукт» по ПС «Барабинск». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 21.08.2013 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу ИЛГШ.411152.145 РЭ1 Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2012 г.;
- УСПД СИКОН С70 - по документу «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.00 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;
- УСВ-2 - по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ. 237.00.000 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2010 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Рег. № 27008-04);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °C, дискретность 0,1 °C; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

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

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибтранснефтепродукт» по ПС «Барабинск» (АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибтранснефтепродукт» по ПС «Барабинск»)», аттестованной ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибтранснефтепродукт» по ПС «Барабинск»**

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.

### **Изготовитель**

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»  
(АО ГК «Системы и Технологии»)

ИНН 3327304235

Адрес: 600026, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Юридический адрес: 600026, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8, помещение 59

Телефон: (4922) 33-67-66; Факс: (4922) 33-93-68

E-mail: st@sicon.ru

### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул.Озерная, д.46

Телефон: (495) 437-99-79

Факс: (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

В части вносимых изменений

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»

(АО ГК «Системы и Технологии»)

Адрес: 600026, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Телефон: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 33-93-68

E-mail: st@sicon.ru

Аттестат аккредитации АО ГК «Системы и Технологии» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312308 от 04.10.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » 2018 г.