

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 4 от 09.01.2019 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по объектам ЗАО «Морской портовый сервис»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по объектам ЗАО «Морской портовый сервис» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- периодический (1 раз в 30 минут) и /или по запросу автоматический сбор результатов измерений о приращениях электрической энергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы обеспечения единого времени (СОЕВ), с помощью которой осуществляется введение поправки часов относительно координированной шкалы времени UTC в АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ); измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счётчики электрической энергии.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУ), включающий контроллер сетевой индустриальный, устройство синхронизации времени и автоматизированные рабочие места (АРМ) диспетчеров.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), реализованный на основе сервера с программным обеспечением ПК «Энергосфера», сервер синхронизации времени.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на входы счетчика электрической энергии, с помощью которого производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной электрической мощности. На основании средних значений электрической мощности измеряются приращения электрической энергии за интервалы времени 30 мин.

Цифровые сигналы с выходов счетчиков поступают на второй уровень АИИС КУЭ – в контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70, с помощью которого происходит хранение, накопление, подготовка и передача данных на третий уровень АИИС КУЭ – в сервер с ПК «Энергосфера», с помощью которого осуществляются вычисление электрической энергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, архивирование и передача данных с использованием средств электронной цифровой подписи в заинтересованные организации, в том числе ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» РДУ.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, предусматривающей поддержание единого времени на всех уровнях АИИС КУЭ (счетчики, контроллер сетевой индустриальный, сервер). Синхронизация в ИВК АИИС КУЭ с шкалой координированного времени UTC обеспечивается с помощью сервера синхронизации времени ССВ-1Г, который формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную отметку координированного времени UTC, полученного по сигналам спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика.

Устройство синхронизации времени УСВ-2 обеспечивает автоматическую коррекцию часов контроллера сетевого индустриального СИКОН С70 и счетчиков. Коррекция часов контроллера сетевого индустриального СИКОН С70 от устройства синхронизации времени УСВ-2 проводится ежесекундно. Часы счетчиков синхронизируются от часов контроллера сетевого индустриального СИКОН С70 с периодичностью 1 раз в 30 минут. Коррекция часов счетчиков проводится при их расхождении с часами контроллера сетевого индустриального СИКОН С70 более чем на  $\pm 1$  с, но не чаще одного раза в сутки. В итоге расхождение часов любого компонента АИИС КУЭ с шкалой координированного времени UTC не превышает  $\pm 5$  с.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 8.0. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Функции программного обеспечения (метрологически не значимой части):

- периодический (1 раз в 30 минут) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений с заданной дискретностью учета (30 минут);
- автоматическая регистрация событий в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- автоматическое получение отчетов, формирование макетов согласно требованиям получателей информации, предоставление результатов измерений и расчетов в виде таблиц, графиков с возможностью получения печатной копии;
- использование средств электронной цифровой подписи для передачи результатов измерений в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ (КО));
- конфигурирование и параметрирование технических средств программного обеспечения;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- сбор недостающих данных после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- передача данных по присоединениям в сервера ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» РДУ и другим субъектам ОРЭ, заинтересованным в получении результатов измерений;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;

– обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);

– диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ.

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

– конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

– обработка результатов измерений;

– автоматическая синхронизация времени.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3-4, нормированы с учетом ПО.

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

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4, 5.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Канал измерений		Средства измерений					
Номер ИК	Наименование присоединения	Вид	Фаза	Обозначение	Регистрационный № в Федеральном информационном фонде	Класс точности	Коэффициент трансформации
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>1 уровень – ИИК</b>							
1	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-12 ЗРУ-6 кВ ф-4	ТТ	А	ТЛК-10-5	9143-01	0,5	150/5
			В	-			
			С	ТЛК-10-5			
		ТН	А	НАМИТ-10-1	16687-02	0,5	6000/100
			В				
			С				
		Счетчик		СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	0,2S/0,5	–

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
2	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-12 ЗРУ-6 кВ ф-12	ТТ	A	ТЛК-10-5	9143-01	0,5	150/5
			B	-			
			C	ТЛК-10-5			
		ТН	A	НАМИТ-10-1	16687-02	0,5	6000/100
			B				
C							
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–		
3	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-12 ЗРУ-6 кВ ф-13	ТТ	A	ТЛК-10-5	9143-01	0,5	100/5
			B	-			
			C	ТЛК-10-5			
		ТН	A	НАМИТ-10-1	16687-02	0,5	6000/100
			B				
C							
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–		
4	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-12 ЗРУ-6 кВ ф-31	ТТ	A	ТЛК-10-5	9143-01	0,5	150/5
			B	-			
			C	ТЛК-10-5			
		ТН	A	ЗНОЛ.06	3344-04	0,5	6000/100
			B	ЗНОЛ.06			
C	ЗНОЛ.06						
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–		
5	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-12 ЗРУ-6 кВ ф-29	ТТ	A	ТЛК-10-5	9143-01	0,5	150/5
			B	-			
			C	ТЛК-10-5			
		ТН	A	ЗНОЛ.06	3344-04	0,5	6000/100
			B	ЗНОЛ.06			
C	ЗНОЛ.06						
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–		
6	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-20 ЗРУ-6 кВ ф-11	ТТ	A	ТОЛ-10-I	15128-01	0,5	200/5
			B	-			
			C	ТОЛ-10-I			
		ТН	A	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	6000/100
			B				
C							
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–		
7	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-20 ЗРУ-6 кВ ф-24	ТТ	A	ТОЛ-10-I	15128-01	0,5	75/5
			B	-			
			C	ТОЛ-10-I			
		ТН	A	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	6000/100
			B				
C							
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
8	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-24 ЗРУ-6 кВ ф-2	ТТ	А	ТЛК-10-6	9143-01	0,5	75/5
			В	ТЛК-10-6			
			С	ТЛК-10-6			
		ТН	А	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	6000/100
			В				
С							
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–		
9	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-24 ЗРУ-6 кВ ф-4	ТТ	А	ТЛК-10-6	9143-01	0,5	75/5
			В	ТЛК-10-6			
			С	ТЛК-10-6			
		ТН	А	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	6000/100
			В				
С							
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–		
10	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-24 ЗРУ-6 кВ ф-8	ТТ	А	ТЛК-10-6	9143-01	0,5	75/5
			В	ТЛК-10-6			
			С	ТЛК-10-6			
		ТН	А	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	6000/100
			В				
С							
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–		
11	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-24 ЗРУ-6 кВ ф-9	ТТ	А	ТЛК-10-6	9143-01	0,5	75/5
			В	ТЛК-10-6			
			С	ТЛК-10-6			
		ТН	А	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	6000/100
			В				
С							
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–		
12	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-24 ЗРУ-6 кВ ф-27	ТТ	А	ТЛК-10-6	9143-01	0,5	75/5
			В	ТЛК-10-6			
			С	ТЛК-10-6			
		ТН	А	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	6000/100
			В				
С							
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–		
13	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-24 ЗРУ-6 кВ ф-28	ТТ	А	ТЛК-10-6	9143-01	0,5	100/5
			В	ТЛК-10-6			
			С	ТЛК-10-6			
		ТН	А	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	6000/100
			В				
С							
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
14	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-24 ЗРУ-6 кВ ф-31	ТТ	А	ТЛК-10-6	9143-01	0,5	75/5
			В	ТЛК-10-6			
			С	ТЛК-10-6			
		ТН	А	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	6000/100
			В				
			С				
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–		
15	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-24 ЗРУ-6 кВ ф-34	ТТ	А	ТЛК-10-6	9143-01	0,5	75/5
			В	ТЛК-10-6			
			С	ТЛК-10-6			
		ТН	А	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	6000/100
			В				
			С				
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–		
2 уровень – ИВКЭ							
		Контроллер сетевой индустриаль- ный	СИКОН С70		28822-05	–	–
		Устройство синхронизаци и времени	УСВ-2		41681-10		
3 уровень – ИВК							
		Сервер синхронизаци и времени	ССВ-1Г		39485-08	–	–

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности с доверительной вероятностью 0,95, %					
		В нормальных условиях эксплуатации			В рабочих условиях эксплуатации		
		cos j = 1,0	cos j = 0,8	cos j = 0,5	cos j = 1,0	cos j = 0,8	cos j = 0,5
1 – 15 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	0,05I <sub>н</sub> ≤ I < 0,2I <sub>н</sub>	±1,8	±2,9	±5,4	±1,9	±2,9	±5,5
	0,2I <sub>н</sub> ≤ I < I <sub>н</sub>	±1,1	±1,6	±2,9	±1,2	±1,7	±3,0
	I <sub>н</sub> ≤ I ≤ 1,2I <sub>н</sub>	±0,9	±1,2	±2,2	±1,0	±1,4	±2,3

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности с доверительной вероятностью 0,95, %			
		В нормальных условиях эксплуатации		В рабочих условиях эксплуатации	
		$\cos \varphi = 0,8$ $\sin \varphi = 0,6$	$\cos \varphi = 0,5$ $\sin \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$ $\sin \varphi = 0,6$	$\cos \varphi = 0,5$ $\sin \varphi = 0,87$
1 – 15 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,05I_n \leq I < 0,2I_n$	$\pm 4,4$	$\pm 2,5$	$\pm 4,6$	$\pm 2,8$
	$0,2I_n \leq I < I_n$	$\pm 2,4$	$\pm 1,5$	$\pm 2,8$	$\pm 1,9$
	$I_n \leq I \leq 1,2I_n$	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	15
Нормальные условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, В – частота, Гц – температура окружающего воздуха: – ТТ и ТН, °С – счетчиков, °С – относительная влажность воздуха, % – атмосферное давление, мм рт.ст. (кПа)	от 215,6 до 224,4 от 49,5 до 50,5  от -40 до +50 от +21 до +25 от 65 до 75 от 720 до 780 (от 96 до 104)
Условия эксплуатации: для ТТ и ТН: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – частота, Гц – температура окружающего воздуха, °С для счетчиков электрической энергии: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – частота, Гц – индукция внешнего магнитного поля, мТл – температура окружающего воздуха, °С	от 0,9 до 1,1 от 49,5 до 50,5 от -40 до +50  от 0,9 до 1,1 от 49,5 до 50,5 от 0,05 до 0,5 от +10 до +35

Механическая защита от несанкционированного доступа обеспечивается пломбированием:

- счетчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- испытательной коробки;
- сервера.

Защита информации на программном уровне обеспечивается:

- установкой пароля на счетчик;
- установкой паролей на сервер, предусматривающих разграничение прав доступа к результатам измерений для различных групп пользователей;
- возможностью применения электронной цифровой подписи при передаче результатов измерений.

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛК-10-5	10
Трансформатор тока	ТЛК-10-6	24
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	4
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-1	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	15
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С70	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Сервер с ПК «Энергосфера»	-	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	ИЦЭ 2014РД-14.03 ЭСУ.ФО	1
Методика поверки	МП 59244-14 с изменением № 1	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 59244-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по объектам ЗАО «Морской портовый сервис». Методика поверки с изменением № 1», утвержденному ФБУ «Пензенский ЦСМ» 04 октября 2018 г.

Основные средства поверки:

- мультиметр «Ресурс-ПЭ» (регистрационный номер 33750-07 в Федеральном информационном фонде);
- радиочасы РЧ-011/2 (регистрационный номер 35682-07 в Федеральном информационном фонде);
- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03М – по документу: Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;
- СИКОН С70 – по документу: ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70. Методика поверки», утвержденному ВНИИМС в 2005 г.;
- ССВ-1Г – по документу: ЛЖАР.468150.003-08 МП «Источники частоты и времени /серверы синхронизации времени ССВ-1 Г. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 г.;
- УСВ-2 – по документу: ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого средства измерений с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.



### **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 «Черномортранснефть» по ПК «Шесхарис» площадке «Грушовая» (АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по ПК «Шесхарис» площадке «Грушовая»). ВЛСТ 918.07.000 МИ», регистрационный номер ФР.1.34.2014.17806 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, аттестованном ЗАО «Инженерно-техническая фирма «Системы и технологии» 09 июня 2014 г.

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

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

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

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «Энергия»  
(ООО «Инженерный центр «Энергия»)

ИНН 3702062476

Адрес: 153022, г. Иваново, ул. Богдана Хмельницкого, д. 44, корп. 2, оф. 2

Телефон (факс): (4932) 366-300; (4932) 581-031

### **Заявитель**

Перевалочный Комплекс «Шесхарис» филиал акционерного общества «Черноморские магистральные нефтепроводы» (АО «Черномортранснефть» ПК «Шесхарис»)

Адрес: 353911, Краснодарский край, г. Новороссийск, Шесхарис

Телефон (факс): (8617) 60-34-57; (8617) 64-55-81

### **Испытательный центр**

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области»

Адрес: 440039, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон (факс): (8412) 49-82-65

Web-сайт: [www.penzacsm.ru](http://www.penzacsm.ru)

E-mail: [pcsm@sura.ru](mailto:pcsm@sura.ru)

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30033-10 от 04.08.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.