

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «21» февраля 2022 г. № 424

Регистрационный № 84649-22

Лист № 1  
Всего листов 10

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) организаций системы «Транснефть» на базе программного комплекса «Энергосфера»

**Назначение средства измерений**

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) организаций системы «Транснефть» на базе программного комплекса «Энергосфера» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначены для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, приема и передачи полученной информации.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляют собой многофункциональные, многоуровневые автоматизированные системы с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

Измерительные каналы АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие 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 (при наличии) – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру.

3-й 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».

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 без учета коэффициента трансформации. 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.

При использовании уровня ИВКЭ цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на вход УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

При отсутствии ИВКЭ цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер, где осуществляется хранение информации.

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 АИИС КУЭ организаций системы ПАО «Транснефть».

Системы осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов и сторонних организаций по каналам связи Internet.

Данные по группам точек поставки передаются с уровня ИВК 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.

АИИС КУЭ имеют систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков электроэнергии, УСПД, сервера ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC(SU). Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается серверами синхронизации времени, входящими в состав ИВК или установленным в УСПД приемником сигналов точного времени от спутников глобальных систем позиционирования. Информация о точном времени распространяется в сети TCP/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). Возможно использование резервного сервера синхронизации ИВК при выходе из строя основного сервера.

Коррекция внутренних часов УСПД осуществляется по сигналу точного времени ГЛОНАСС/GPS-модуля, встроенного в УСПД, или от отдельного устройства синхронизации времени.

Сравнение часов счетчиков и УСПД происходит при обращении к счетчикам. Коррекция показаний часов счетчиков осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем на  $\pm 1$  с.

Сравнение часов счетчиков с сервером ИВК АИИС КУЭ при отсутствии ИВКЭ происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера более чем на  $\pm 1$  с.

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

Нанесение знака поверки и серийного номера на АИИС не предусмотрено.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1.

ПО 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 ПО ПК «Энергосфера».

Метрологически значимой частью специализированного программного обеспечения АИИС КУЭ является библиотека `pso_metr.dll`. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека <code>pso_metr.dll</code>
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976E08A2BB7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики, указанные в таблицах 2-4.

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

### Метрологические и технические характеристики

Возможный состав ИК и их метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Компоненты АИИС КУЭ.

Наименование компонентов	Характеристики
Измерительные трансформаторы тока	Классов точности 0,2, 0,2S, 0,5, 0,5S по ГОСТ 7746
Измерительные трансформаторы напряжения	Классов точности 0,2, 0,5, 1,0 по ГОСТ 1983
Счетчики электрической энергии	
Тип	Регистрационный номер в ФИФ по обеспечению единства измерений
СЭТ-4ТМ.03МТ, СЭТ-4ТМ.02МТ	74679-19
СЭТ-4ТМ.03МК	74671-19
СЭТ4	38354-08
СЭТ-3	36835-08
СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М	36697-08, 36697-12, 36697-17
СЭТ-4ТМ.03	27524-04
СЭТ4-2М, СЭТ4-2/1М, СЭТ4-2/2М	27139-04
СЭТ-4ТМ.02	20175-00, 20175-01
СЭТ-4ТМ.01	19365-00
ПСЧ-4ТМ.06Т	82640-21
ПСЧ-4ТМ.05МНТ	76415-19
ПСЧ-4ТМ.05МКТ	75459-19
ПСЧ-4ТМ.05МК	64450-16, 50460-12, 50460-18, 46634-11
ПСЧ-4ТМ.05МН	57574-18
ПСЧ-4ТМ.05МД	51593-12, 51593-18
ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07
ПСЧ-4ТМ.05	27779-04
Меркурий 231, Mercury 231	80591-20
Меркурий 230, Mercury 230	80590-20
Меркурий 236, Mercury 236	80589-20
Меркурий 204, Меркурий 208, Mercury 204, Mercury 208, Меркурий 234, Меркурий 238, Mercury 234, Mercury 238	75755-19
Меркурий 238	64919-16
Меркурий 200	64128-16, 24410-18, 20177-11
Меркурий 234	48266-11
Меркурий 236	47560-11
Меркурий 233	34196-07, 34196-10,
Меркурий 232	33384-06
Меркурий 231	29144-05, 29144-07
Меркурий-230-GM	26542-04
Меркурий-230	23345-02, 23345-03, 23345-04, 23345-07
BINOM3	60113-15
BINOM334i	59815-15, 59815-20
BINOM334	55235-13

Наименование компонентов	Характеристики
Альфа А1700	82462-21, 74881-19, 25416-03, 25416-08
Альфа А1800	31857-06, 31857-11
Альфа АS3500	58697-147, 58697-20
Альфа АS1440	48535-11, 48535-17
ЕвроАльфа	16666-97, 16666-07
<b>Устройства сбора и передачи данных</b>	
Тип	Регистрационный номер в ФИФ по обеспечению единства измерений
ЭКОМ-3000	17049-14, 17049-09
ЭКОМ-3100	64152-16
СИКОН С50	65197-16
СИКОН С60	44900-10
СИКОН С70	28822-05, 80607-20
СИКОН С110	39438-08
СИКОН С120	40489-14
ARIS МТ500	53993-13, 72362-18
ARIS МТ300	57749-14
ARIS МТ200	53992-13
RTU-325, RTU-325L,	37288-08
RTU-327	41907-09
RTU-325Т, RTU-325Н	44626-10
RTU-325S	53722-13
RTU-325М	63586-16
RTU-325ML	68187-17
<b>Серверы баз данных</b>	
Сервер баз данных АИИС КУЭ	HP ProLiant BL460, Виртуальный сервер на базе Microsoft Hyper-V, Виртуальный сервер на базе ПО VMware vSphere
<b>Устройства синхронизации частоты и времени</b>	
Тип	Регистрационный номер в ФИФ по обеспечению единства измерений
УСВ-2	41681-09, 41681-10
УСВ-3	51644-12, 64242-16
Метроном версий 300, 600, 900, 1000, 3000	56465-14
Метроном версий 300, 600, 1000, 3000	74018-19
<b>Серверы синхронизации времени</b>	
Тип	Регистрационный номер в ФИФ по обеспечению единства измерений
ССВ-1Г	39485-08, 58301-14
Метроном-50М	68916-17
Метроном версий 200, 300, 600, 900, 1000, 2000, 3000	51953-12
<p>Примечание: Допускается замена компонентов ТТ, ТН, УССВ, УСПД, счетчиков на компоненты утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена отражается записью в формуляре АИИС КУЭ. Измененный ИИК подлежит первичной поверке.</p> <p>Допускается замена сервера баз данных при условии сохранения цифрового идентификатора ПО и технических характеристик, указанных в Таблице 4.</p>	

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК

Конфигурация ИИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ( $\pm\delta$ ), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ( $\pm\delta$ ), %
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2	Активная	0,67	1,31
	Реактивная	1,10	1,73
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,2s; ТН 0,2	Активная	0,53	1,24
	Реактивная	0,95	1,63
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5	Активная	0,94	1,46
	Реактивная	1,42	1,95
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,2s; ТН 0,5	Активная	0,84	1,40
	Реактивная	1,30	1,86
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,2s; ТН 1,0	Активная	1,52	1,89
	Реактивная	2,18	2,56
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2	Активная	1,42	1,81
	Реактивная	2,24	2,61
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,5s; ТН 0,5	Активная	1,19	1,64
	Реактивная	1,84	2,27
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,5s; ТН 1,0	Активная	1,74	2,07
	Реактивная	2,54	2,87
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,2; ТН 0,2	Активная	0,86	1,80
	Реактивная	1,41	2,99
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,2s; ТН 0,2	Активная	0,75	1,75
	Реактивная	1,29	2,94
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,2; ТН 0,5	Активная	1,08	1,91
	Реактивная	1,67	3,12
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,2s; ТН 0,5	Активная	0,99	1,87
	Реактивная	1,57	3,07
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,5; ТН 0,2	Активная	1,52	2,19
	Реактивная	2,40	3,57
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,5s; ТН 0,2	Активная	1,13	1,94
	Реактивная	1,84	3,21
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5	Активная	1,65	2,28
	Реактивная	2,57	3,68
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,5s; ТН 0,5	Активная	1,30	2,05
	Реактивная	2,04	3,34
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,2	Активная	0,80	1,75
	Реактивная	1,33	2,93
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,2s	Активная	0,68	1,71
	Реактивная	1,20	2,88
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,5	Активная	1,46	2,15
	Реактивная	2,35	2,52
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,5s	Активная	1,07	1,90
	Реактивная	1,76	3,16
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,2	Активная	0,60	1,26
	Реактивная	1,00	1,65
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,2s	Активная	0,43	1,19
	Реактивная	0,82	1,55
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,5	Активная	1,37	1,77
	Реактивная	2,17	2,54
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,5s	Активная	0,94	1,45
	Реактивная	1,53	2,03

Примечание:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности  $P = 0,95$ .

3 Погрешность в рабочих условиях указана  $\cos\phi = 0,8$  инд  $I=0,2 \cdot I_{ном}$  и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- частота, Гц</li> </ul> <p>- коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</li> <li>- температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С</li> </ul>	<p>98 до 102 100 до 120 от 49,85 до 50,15</p> <p>0,8 от + 15 до +25</p> <p>от + 21 до + 25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности</li> <li>- частота, Гц</li> <li>- температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</li> <li>- температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С</li> </ul>	<p>от 90 до 110 от 2 (5) до 120 от 0,5<sub>инд.</sub> до 0,8<sub>емк.</sub> от 49,6 до 50,4 от -40 до +60</p> <p>от +5 до +35</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики электроэнергии:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее:</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, не более, ч</li> </ul> <p>УСПД (при наличии):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, не более, ч</li> </ul> <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- коэффициент готовности, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, не более, ч</li> </ul>	<p>35000 48</p> <p>35000 24</p> <p>0,99 1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее</li> <li>- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее</li> <li>- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее</li> </ul> <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p>113</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>45</p> <p>3,5</p>
<p>Погрешность СОЕВ, <math>\pm \Delta</math>, с</p>	<p>5</p>

**Надежность системных решений:**

– 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:

–пароли электросчетчика;

- УСПД;

–пароли 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 приращений электроэнергии на интервалах 30 минут (функция автоматизирована);

– сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

**Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

**Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.



Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) организаций системы «Транснефть» на базе программного комплекса «Энергосфера»	-	1*
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МИ 3000-2018	1
Формуляр	ТНЭ.ФО.ХХХ**	1
Руководство	ТНЭ.РЭ.АИИС КУЭ	

Примечание: \*- Комплектация системы согласно проекту, указана в формуляре  
\*\*- ХХХ – серийный номер АИИС КУЭ

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием систем автоматизированных информационно-измерительных коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) организаций системы «Транснефть» на базе программного комплекса «Энергосфера», аттестованном ООО «Транснефтьэнерго», аттестат аккредитации № RA.RU.311308 от 29.10.2015 г.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к системам автоматизированным информационно-измерительным коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть»

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.

ТУ-1-22-ЛНА «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) организаций системы «Транснефть» на базе программного комплекса «Энергосфера». Технические условия».

### Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефтьэнерго»

(ООО «Транснефтьэнерго»)

ИНН 7703552167

Адрес: 123112, г. Москва, набережная Пресненская, дом 4, строение 2, помещение 07.17.1

Телефон: +7(499) 799-86-88

Факс: +7(499) 799-86-91

E-mail: info@tne.transneft.ru

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефтьэнерго»

(ООО «Транснефтьэнерго»)

ИНН 7703552167

Адрес: 123112, г. Москва, набережная Пресненская, дом 4, строение 2, помещение 07.17.1

Телефон: +7(499) 799-86-88

Факс: +7(499) 799-86-91

E-mail: [info@tne.transneft.ru](mailto:info@tne.transneft.ru)

Аттестат аккредитации ООО «Транснефтьэнерго» по проведению испытаний средств измерений  
в целях утверждения типа № RA.RU.311308 от 29.10.2015 г.

