

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть – Западная Сибирь» по объекту ЛПДС «Сокур»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть – Западная Сибирь» по объекту ЛПДС «Сокур» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и многофункциональные счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), 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 – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе контроллера сетевого промышленного СИКОН С70, устройство синхронизации времени УСВ-2 и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ПАО «Транснефть», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера», сервера синхронизации времени ССВ-1Г.

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах и соотнесены с единым календарным временем.

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 подключенным 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 от ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков 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».

Система осуществляет обмен данными между АИИС 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 из ИВК с учетом агрегации данных по АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 54083-13) с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую АИИС КУЭ и АИИС 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.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ, ИВК). Синхронизация часов сервера БД с единым координированным временем UTC обеспечивается сервером синхронизации времени ССВ-1Г, входящим в состав центра сбора и обработки данных (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/GPS, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление времени на сервере БД. В случае выхода из строя основного сервера синхронизации времени ССВ-1Г используется резервный.

Синхронизация часов УСПД с единым координированным временем UTC обеспечивается подключенным к нему устройством синхронизации времени УСВ-2. Сравнение показаний часов УСПД с УСВ-2 производится не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов УСПД проводится независимо от величины расхождения времени.

В случае неисправности, ремонта или поверки УСВ-2 имеется возможность синхронизации часов УСПД от уровня ИВК ПАО «Транснефть».

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении показаний часов счетчика и УСПД на величину более  $\pm 1$  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» 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, что соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

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

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/УССВ/ Сервер
1	2	3	4	5	6
<b>ЛПДС «Сокур»</b>					
1	ЛПДС «Сокур» РП-2, 1 с.ш. 6кВ, яч.31, Ввод №1	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S 600/5 Рег.№ 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 6000/100 Рег.№ 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05/ УСВ-2 Рег. №41681-10/  ССВ-1Г, Рег. № 39485-08/  Сервер HP ProLiant BL460
2	ЛПДС «Сокур» РП-2, 2 с.ш. 6кВ, яч.32, Ввод №2	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S 600/5 Рег.№ 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 6000/100 Рег.№ 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	
49	ЛПДС «Сокур», 208.1КТП 2x1600, 2 с.ш., 0,4 кВ, QF №27 ШС 601 ОЧС	KS 50-02 Кл.т. 0,5S 250/5 Рег.№ 71711-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
53	ЛПДС «Сокур», 210.1 РУНН- 0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, QF №1, УС «Сокур» АО «Связьтранс нефть»	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5 Рег.№ 52667-13 ТОП М- 0,66 УЗ Кл. т. 0,5S 100/5 Рег.№ 59924-15	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег.№ 36697- 12	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05/ УСВ-2 Рег. №41681-10/  ССВ-1Г, Рег. № 39485-08/  Сервер HP ProLiant BL460
98	ЛПДС «Сокур», ТП 13/3 (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, СТ «Магистраль»	ТОП -0,66 Кл. т. 0,5S 100/5 Рег. № 47959-16	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег.№ 36697- 12	
<p>Примечания:</p> <p>1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, при условии, что АО «Транснефть – Западная Сибирь» не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.</p> <p>2 Допускается замена СИКОН С70, УСВ-2 на аналогичные утвержденных типов.</p> <p>3 Замена оформляется техническим актом в установленном на АО «Транснефть – Западная Сибирь» АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.</p>					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности ( $\pm d$ ), %	Границы погрешности в рабочих условиях ( $\pm d$ ), %
1, 2	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,7
49, 53, 98	Активная	0,8	4,7
	Реактивная	1,9	2,6
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	

Продолжение таблицы 3

<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности <math>P = 0,95</math>.</p> <p>3 Границы погрешности результатов измерений приведены для <math>\cos\varphi=0,87</math> (<math>\sin\varphi=0,6</math>), токе ТТ, равном 100 % от <math>I_{ном}</math> для нормальных условий, и при <math>\cos\varphi=0,5</math> (<math>\sin\varphi=0,6</math>), токе ТТ, равном 5 % от <math>I_{ном}</math> для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +17 до +30 °С.</p>
--

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	5
<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> <p>- температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,87</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> <li>- температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</li> </ul>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2 до 120</p> <p>от 0,5<sub>инд.</sub> до 0,8<sub>емк.</sub></p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +50</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от +10 до +60</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД СИКОН С70</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УСВ-2:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul>	<p>165000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	90
- при отключении питания, лет, не менее	40
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

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 электроэнергетики 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:
  - электросчетчика;
  - УСПД;
  - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть – Западная Сибирь» по объекту ЛПДС «Сокур» типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	6
Трансформатор тока	KS 50-02	3
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3
Трансформатор тока	T-0,66	2
Трансформатор тока	ТОП М-0,66 У3	1
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	3
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Сервер	Hewlett Packard	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП 206.1-042-2019	1
Формуляр	НС.2017.АСКУЭ.00398 ФО	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-042-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть – Западная Сибирь» по объекту ЛПДС «Сокур». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 05.04.2019 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 3195-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;
- по МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;
- МИ 3598-2018 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- СИКОН С70 – по документу «Контроллеры сетевые индустриальный СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2005 г.;
- УСВ-2 – по документу ВЛСТ 237.00.001И «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег. № 27008-04;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60°С, дискретность 0,1°С; 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.

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

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть – Западная Сибирь» по объекту ЛПДС «Сокур», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 16.08.2016 г.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть – Западная Сибирь» по объекту ЛПДС «Сокур»**

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**

Акционерное общество «Транснефть – Западная Сибирь»  
(АО «Транснефть – Западная Сибирь»)  
ИНН 5502020634  
Адрес: 443020, г. Омск, Красный путь 111/1  
Телефон (факс): (3812) 65-35-02  
E-mail: [info@oms.transneft.ru](mailto:info@oms.transneft.ru)

#### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «НекусСистемс»  
(ООО «НекусСистемс»)  
Адрес: 450022, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Менделеева, д. 134/7  
Телефон (факс): (347) 291-26-90, (347) 216-40-18  
E-mail: [info@nexussystems.ru](mailto:info@nexussystems.ru)  
Web-сайт: <http://nexussystems.ru>



**Испытательный центр**

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

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон (факс): (495) 437-55-77, (495) 437-56-66

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru)

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

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.