

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по объекту НП ССН

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по объекту НП ССН (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), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ), трансформаторы напряжения (далее - ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее - счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее - УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Результаты измерений электроэнергии (W , кВт·ч, Q , квар·ч) передаются в целых числах и соотнесены с единым календарным временем.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на вход 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 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».

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 с ИВК с учетом агрегации данных по всем АИИС КУЭ ОАО «АК Транснефть» (Рег. № 54083-13) с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему 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 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 АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г, 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 ТСР/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.

Синхронизация времени в УСПД осуществляется по сигналам единого календарного времени, принимаемым через устройство синхронизации системного времени (далее - УССВ), реализованного на ГЛОНАСС/GPS-приемнике в составе УСПД. Время УСПД периодически сличается со временем ГЛОНАСС/GPS (не реже 1 раза в сутки), синхронизация часов УСПД проводится независимо от величины расхождения времени.

Сличение часов счетчиков с часами УСПД происходит 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 ± 1 с.

В случае неисправности или ремонта УССВ УСПД имеется возможность синхронизации часов УСПД от уровня ИВК ПАО «Транснефть».

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». 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». Метрولوجически значимой частью специализированного программного обеспечения АИИС КУЭ является библиотека `rs0_metr.dll`. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Таблица 1 - Метрологически 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	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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 таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала						Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	ИВК	УСВ уровня ИВК		Основная погрешность, (±) %	Погрешность в рабочих условиях, (±) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	НП ССН, ЗРУ-6кВ РП-3, яч.9, Ввод №1	ТЛО-10 К _{ТТ} =1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6У2 К _{ТТ} =6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	НР ProLiant BL460	ССВ-1Г, Рег. № 39485-08	активная	1,2	1,8
								реактивная	1,9	3,0
2	НП ССН, ЗРУ-6кВ РП-3, яч.55, Ввод №2	ТЛО-10 К _{ТТ} =1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6У2 К _{ТТ} =6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				активная	1,2	1,8
								реактивная	1,9	3,0
3	НП ССН, ЗРУ-6кВ РП-3, яч.4, Ввод №3	ТЛО-10 К _{ТТ} =1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6У2 К _{ТТ} =6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	активная	1,2	1,8			
					реактивная	1,9	3,0			
4	НП ССН, ЗРУ-6кВ РП-3, яч.52, Ввод №4	ТЛО-10 К _{ТТ} =1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6У2 К _{ТТ} =6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	активная	1,2	1,8			
					реактивная	1,9	3,0			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
5	НП ССН, ЗРУ-6кВ КТП "Столовая", Шкаф №7, ЩСУ, Ввод №2	ТШЛ-0,66 Ктт=800/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	HP ProLiant BL460	ССВ-1Г, Рег. № 39485-08	активная	1,0	1,6		
										реактивная	1,5	2,8
6	НП ССН, ЗРУ-6кВ КТП "Столовая", Шкаф №1, ЩСУ, ф-6	ТШП-0,66 Ктт=200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12							активная	1,0
								реактивная	1,5	2,8		
7	НП ССН, ЗРУ-6кВ КТП "Столовая", Шкаф №7, ЩСУ, ф-14	ТШП-0,66 Ктт=200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				активная	1,0	1,6		
								реактивная	1,5	2,8		
Погрешность СОЕВ не превышает ±5 с.												

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. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие -владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

4. ТТ по ГОСТ 7746-2001, ТН по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 31819.22-12 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 31819.23-12 в режиме измерений реактивной электроэнергии.

5. В таблице 2 в графах 10 и 11, приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,8$ ($\sin\varphi=0,6$); токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и при $\cos\varphi=0,8$ ($\sin\varphi=0,6$); токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для рабочих условий, температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до 40 °С.

Таблица 3 - Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	7
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для счетчиков, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ - температура окружающей среды для УСПД, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для ТТ, °С - температура окружающей среды для ТН, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, не более, % - частота, Гц	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк} от -30 до +50 от -60 до +60 от -45 до +40 от 80 до 106,7 98 от 49,6 до 50,4
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ СЭТ-4ТМ.03М, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер синхронизации времени ССВ-1Г: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 100000 24 15000 2 264599 0,5
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее	113,7 10

Продолжение таблицы 3

1	2
УСПД: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 35 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоя питания сервера БД 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 счетчика:
 - 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:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - УСПД;
 - сервера БД.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (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 титульный лист формуляра на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по объекту НП ССН типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТЛО-10	12 шт.
Трансформатор тока	ТШЛ-0,66	3 шт.
Трансформатор тока	ТШЛ-0,66	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6У2	12 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	4 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	3 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Сервер точного времени	ССВ-1Г	2 шт.
Сервер БД	HP ProLiant BL460	1 шт.
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1 шт.
Методика поверки	МП 26.51.43-06-3329074523-2018	1 экз.
Формуляр	АСВЭ 171.00.000 ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации.	-	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 26.51.43-06-3329074523-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по объекту НП ССН. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 21.02.2018 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.;
- ЭКОМ-3000 - по документу ПБКМ.421459.007 МП «Устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 20 апреля 2014 г.;
- ССВ-1Г - по документу «Источники частоты и времени/ серверы точного времени ССВ-1Г. Методика поверки.» ЛЖАР.468150.003-08 МП, утвержденным ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04;

- термогигрометр CENTER 314 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-04);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33750-07).

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 заверяется подписью поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по объекту НП ССН, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ» 21.02.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по объекту НП ССН

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

ГОСТ 31819.22-12 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S

ГОСТ 31819.23-12 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Счетчики статические реактивной энергии.

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть - Приволга» (АО «Транснефть - Приволга»)

ИНН 6317024749

Адрес: 443020, г. Самара, ул. Ленинская, д.100

Телефон: 8 (846) 250-02-41

E-mail: privolga@sam.transneft.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «Автоматизированные системы в энергетике»)

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д.15

Фактический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Тракторная д.7А

Телефон: 8(4922) 60-43-42

E-mail: info@autosysen.ru,

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, д.134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2018 г.