

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Приволга» по ЛПДС «Караичево» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает 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 – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) СИКОН С 70, каналообразующую аппаратуру и устройство синхронизации времени типа УСВ-2 (далее – УСВ-2).

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

Первичные фазные 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 преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности без учета коэффициентов 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы.

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 ОРЭ 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 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 имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого 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 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. Резервный сервер синхронизации ИВК используется при выходе из строя основного сервера.

Синхронизация времени в УСПД осуществляется по сигналам единого календарного времени, принимаемым через УСВ-2. Время УСПД периодически сличается со временем УСВ-2 (не реже 1 раза в сутки), синхронизация 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».

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.

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 ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 8.0. Метрологически значимая часть содержится в модуле, указанном 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 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	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 ИК, метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ.

Номер ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Состав АИИС КУЭ					Вид энергии	
		Вид СИ, Класс точности, коэффициент трансформации, Рег. №, обозначение, тип			УСПД/УСВ	Сервер		
1	2	3		4			5	6
1	ЛПДС «Караичево», ЗРУ-6 кВ, яч. №2 «Ввод №1»	ТТ	Кл. точн. = 0,5S Коэфф. тр. = 1000/5 Рег. № 30709-05	A	ТЛП-10	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/УСВ-2 Рег. № 41681-10, ССВ-1Г Рег. № 39485-08	HP ProLiant BL 460c Gen8, HP ProLiant BL 460c G6	Активная Реактивная
				B	ТЛП-10			
				C	ТЛП-10			
		ТН	Кл. точн. = 0,5 Коэфф. тр. = 6000ЌВ/100ЌВ Рег. № 3344-04	A	ЗНОЛ.06			
				B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	Кл. точн. = 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03				
2	ЛПДС «Караичево», ЗРУ-6 кВ, яч. №17 «Ввод №2»	ТТ	Кл. точн. = 0,5S Коэфф. тр. = 1000/5 Рег. № 30709-05	A	ТЛП-10		HP ProLiant BL 460c Gen8, HP ProLiant BL 460c G6	Активная Реактивная
				B	ТЛП-10			
				C	ТЛП-10			
		ТН	Кл. точн. = 0,5 Коэфф. тр. = 6000ЌВ/100ЌВ Рег. № 3344-04	A	ЗНОЛ.06			
				B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	Кл. точн. = 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03				
3	ЛПДС «Караичево», ЗРУ-6 кВ, СКЗ «Север», ПКУ 6 кВ	ТТ	Кл. точн. = 0,5S Коэфф. тр. = 15/5 Рег. № 25433-11	A	ТЛО-10		HP ProLiant BL 460c Gen8, HP ProLiant BL 460c G6	Активная Реактивная
				B	ТЛО-10			
				C	ТЛО-10			
		ТН	Кл. точн. = 0,5 Коэфф. тр. = 6000ЌВ/100ЌВ Рег. № 47583-11	A	ЗНОЛП-ЭК-10			
				B	ЗНОЛП-ЭК-10			
				C	ЗНОЛП-ЭК-10			
		Счетчик	Кл. точн. = 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
4	ЛПДС «Караичево», ЗРУ-6 кВ, СКЗ «Юг», ПКУ 6 кВ	ТТ	Кл. точн. = 0,5S Коэфф. тр. = 15/5 Рег. № 25433-11	A	ТЛО-10	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/УСВ-2 Рег. № 41681-10, ССВ-1Г Рег. № 39485-08	HP ProLiant BL 460c Gen8, HP ProLiant BL 460c G6	Активная Реактивная
				B	ТЛО-10			
				C	ТЛО-10			
		ТН	Кл. точн. = 0,5 Коэфф. тр. = 6000В/100В Рег. № 47583-11	A	ЗНОЛП-ЭК-10			
				B	ЗНОЛП-ЭК-10			
				C	ЗНОЛП-ЭК-10			
		Счетчик	Кл. точн. = 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М				

Примечания к таблице 2:

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 предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.

2. Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов.

3. В Таблице 2 и далее по тексту приняты следующие сокращения (обозначения): Кл. точн. – класс точности, Коэфф. тр. – коэффициент трансформации

4. Замена оформляется техническим актом в установленном на АО «Транснефть-Приволга» порядке, все изменения вносятся в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК

Метрологические характеристики ИК (активная энергия)									
Номер ИК	Диапазон тока	Границы основной относительной погрешности ИК, ($\pm\delta$), %				Границы относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), %			
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,9	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,9	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1,2 (ТТ 0,5S ТН 0,5; Сч 0,2S/0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,8	2,3	2,9	4,9	1,9	2,4	2,9	4,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,3	1,6	3,0	1,2	1,5	1,7	3,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,0	1,2	2,2	1,0	1,2	1,4	2,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,0	1,2	2,2	1,0	1,2	1,4	2,3
3,4 (ТТ 0,5S ТН 0,5; Сч 0,2S/0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,8	2,3	2,9	4,9	1,9	2,5	3,0	4,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,3	1,6	3,0	1,3	1,6	1,8	3,1
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,0	1,2	2,2	1,1	1,3	1,5	2,4
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,0	1,2	2,2	1,1	1,3	1,5	2,4

Продолжение таблицы 3

Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)							
Номер ИК	Диапазон тока	Границы основной относительной погрешности ИК, ($\pm\delta$), %			Границы относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 0,9$ ($\sin \varphi = 0,44$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,9$ ($\sin \varphi = 0,44$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)
1,2 (ТТ 0,5S ТН 0,5; Сч 0,2S/0,5)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	6,6	4,5	2,7	6,9	4,9	3,0
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	3,5	2,5	1,6	3,8	2,7	1,9
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,6	1,8	1,2	2,7	2,0	1,4
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,6	1,8	1,2	2,7	2,0	1,4
3,4 (ТТ 0,5S ТН 0,5; Сч 0,2S/0,5)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	6,4	4,4	2,7	6,8	4,9	3,4
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	3,5	2,5	1,5	4,1	3,3	2,6
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,6	1,9	1,2	3,4	2,9	2,5
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,6	1,9	1,2	3,4	2,9	2,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5					

Примечания:

1. Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos \varphi = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos \varphi < 1,0$ нормируется от $I_2\%$.

2. Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C для ИК №№ 1, 2; от минус 12°C до плюс 35°C для ИК №№ 3, 4.

3. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

4. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды °C: - для счетчиков активной энергии: - для счетчиков реактивной энергии:	от 99 до 101 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности. диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - УСПД	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -40 до +50 от -40 до +60 от -10 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счётчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счётчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД СИКОН С70: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч ССВ-1Г: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч HP ProLiant BL 460c Gen8: - среднее время наработки на отказ Т, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности тв не более, ч; HP ProLiant BL 460c G6: - среднее время наработки на отказ Т, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности тв не более, ч.	165000 2 90000 2 70000 2 15000 2 261163 0,5 264599 0,5
Глубина хранения информации счётчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, суток, не более ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	114,7 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
 - резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться 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.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера БД;

наличие защиты на программном уровне:

- пароль на электросчетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (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 учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Приволга» по ЛПДС «Караичево» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ.

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6
Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	2
Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
УСПД	СИКОН С70	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Сервер	HP ProLiant BL 460c	2
Сервер с программным обеспечением	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП 054-2018	1
Формуляр	ИЦЭ 1272РД-18.00.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 054-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Приволга» по ЛПДС «Караичево». Методика поверки», утвержденному ООО «Спецэнергопроект» 14.09.2018 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» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утверждённая руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по документу «Счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03 Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411152.124 РЭ1, согласованная руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2012 г.;
- СИКОН С70 - по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки. ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;
- УСВ-2- по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-2, Методика поверки» ВЛСТ.237.00.001 И1, утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы GlobalPositioningSystem (GPS)), Рег. № 46656-11;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;
- термогигрометр CENTER (мод. 315): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60, дискретность 0,1; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %, Рег. № 22129-09.

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) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Приволга» по ЛПДС «Караичево», аттестованной ФБУ «Ивановский ЦСМ» (аттестат об аккредитации № 01.00259-2013 от 24.12.2013 г.).

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

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Приволга»

(АО «Транснефть – Приволга»)

ИНН: 6317024749

Адрес: 443020, Самарская область, г. Самара, Ленинская улица, д. 100

Телефон: +7 (846) 250-02-01

Факс: +7 (846) 999-84-46

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «Энергия»

(ООО «ИЦ «Энергия»)

ИНН: 3702062476

Адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, Свердловская набережная, д. 14/2 литера А, помещение 11-Н

Телефон: +7 (812) 245-07-60

Факс: +7 (812) 245-07-60

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, пом. I, комн. № 6, № 7

Юридический адрес: 111024, г. Москва, ул. Авиамоторная, д. 50, стр. 2, пом. XIV, комн. № 11

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312426 от 30.01.2018 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.