

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 520 от 14.03.2019 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралсибнефтепровод» по объекту ЛПДС «Юргамыш»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралсибнефтепровод» по объекту ЛПДС «Юргамыш» (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, трехуровневую 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) и 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 2-4.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных Сикон С70 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени 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), сервер точного времени ССВ-1Г (далее – 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, 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 мощности на интервале времени усреднения 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, а также отображение информации по подключенными 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 и отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (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 ССВ-1Г (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее - Рег. №) 39485-08), 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. ССВ-1Г обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК. Резервный сервер синхронизации ИВК используется при выходе из строя основного сервера.

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 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 ОРЭ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются с ИВК с учетом агрегации данных по всем точкам измерений системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» - 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 оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭП субъекта рынка.

Сличение времени часов УСПД с единым координатным временем обеспечивается подключенным к нему УСВ-2. Сличение часов УСПД с временем УСВ-2 производится не реже 1 раза в сутки. Синхронизация часов УСПД производится при расхождении времени между УСПД и УСВ-2 более чем на ± 1 с.

В случае неисправности, поверки или ремонта 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 БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение ПК «Энергосфера» версии не ниже 8.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. 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 ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики, указанные в таблицах 3-4.

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 таблицах 2-4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала					
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	Устройство синхронизации времени	Сервер
1	2	3	4	5	6	7	8
ЛПДС «Юргамыш»							
1	ЗРУ-10 кВ УБКУА, яч.№58, ТСН 4	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Сикон С70 Рег. № 28822-05	УСВ-2 Рег. № 41681-10 ССВ-1Г Рег. № 39485-08	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8
2	ЗРУ-10 кВ УБКУА, яч.№54, Ввод №4	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S 1500/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			
4	ЗРУ-10 кВ УБКУА, яч.№18, Ввод №3	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S 1500/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			
5	ЗРУ-10 кВ УБКУА, яч.№45, ТСН 2	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			
6	ЗРУ-10 кВ УБКУА, яч.№41, Ввод №2	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S 1500/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
7	ЗРУ-10 кВ УБКУА, яч.№5, Ввод №1	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S 1500/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			
8	ЗРУ-10 кВ НКК, яч.№4, Ввод №1 (рабочий)	ТЛШ-10 ТЛП-10 Кл. т. 0,5S 2000/5 Рег. № 11077-03 Рег. № 30709-05	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			
9	ЗРУ-10 кВ НКК, яч.№13, Ввод №1 (резервный)	ТЛШ-10 ТЛП-10 Кл. т. 0,5S 2000/5 Рег. № 11077-03 Рег. № 30709-05	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			
10	ЗРУ-10 кВ НКК, яч.№16, Тр-р 630 кВА №1	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 150/5 Рег. № 25433-03	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сикон С70 Рег. № 28822-05	УСВ-2 Рег. № 41681-10 ССВ-1Г Рег. № 39485-08	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8
11	ЗРУ-10 кВ НКК, яч.№21, Ввод №2 (резервный)	ТЛШ-10 ТЛП-10 Кл. т. 0,5S 2000/5 Рег. № 11077-03 Рег. № 30709-05	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			
12	ЗРУ-10 кВ НКК, яч.№30, Ввод №2 (рабочий)	ТЛШ-10 ТЛП-10 Кл. т. 0,5S 2000/5 Рег. № 11077-03 Рег. № 30709-05	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
13	ЗРУ-10 кВ НКК, яч.№33, Тр-р 630 кВА №2 Рег. № 25433-03	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 150/5 Рег. № 25433-03	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сикон С70 Рег. № 28822-05	УСВ-2 Рег. № 41681-10 ССВ-1Г Рег. № 39485-08	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8

Примечания:

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-2, ССВ-1Г на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, $(\pm d)$, %			Погрешность в рабочих условиях, $(\pm d)$, %		
		$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
1 (TT 0,5S; Сч 0,2S (ГОСТ Р 52323- 2005))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,8	1,0	1,8	1,0	1,2	1,9
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,8	1,0	1,8	1,0	1,2	1,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,2	1,4	2,7	1,3	1,6	2,8
	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,2	2,8	5,3	2,3	2,9	5,4
5 (TT 0,5S; Сч 0,2S (ГОСТ 30206-94))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,8	1,0	1,8	1,0	1,2	1,9
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,8	1,0	1,8	1,0	1,2	1,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,2	1,4	2,7	1,3	1,6	2,8
	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,2	2,8	5,3	2,3	2,9	5,4
2, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 (TT 0,5S; TH 0,5; Сч 0,2S (ГОСТ 30206-94))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,1	1,3	2,2	1,2	1,4	2,3
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,3	2,2	1,2	1,4	2,3
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,4	1,6	3,0	1,5	1,8	3,1
	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,4	2,9	5,5	2,4	3,0	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,3	2,2	1,2	1,4	2,3
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,4	1,6	3,0	1,5	1,8	3,1
	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,4	2,9	5,5	2,4	3,0	5,5

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, $(\pm d)$, %			Погрешность в рабочих условиях, $(\pm d)$, %		
		$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
1 (TT 0,5S; Сч 0,5 (ГОСТ Р 52425- 2005))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,2	1,6	1,1	2,7	2,2	1,9
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,2	1,6	1,1	2,7	2,2	1,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	3,2	2,2	1,4	3,5	2,7	2,1
	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	6,3	4,4	2,6	6,5	4,6	3,0
5 (TT 0,5S; Сч 0,5 (ГОСТ 26035-83))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,2	1,5	1,0	2,3	1,7	1,3
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,2	1,6	1,0	2,4	1,8	1,3
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	3,3	2,3	1,4	3,6	2,6	1,8
	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	6,5	4,4	2,6	6,8	4,8	3,0
2, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 (TT 0,5S; TH 0,5; Сч 0,5 (ГОСТ 26035-83))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,6	1,9	1,2	2,7	2,0	1,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,6	1,9	1,2	2,7	2,0	1,5
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	3,6	2,5	1,6	3,7	2,7	1,8
	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	6,6	4,6	2,7	6,8	4,8	3,0

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ не превышают ± 5 с.

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- Погрешность указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1, 2, 4-13 от плюс 5 до плюс 35 °C.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	12
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков СЭТ-4ТМ.03.08, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков СЭТ-4ТМ.03, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков СЭТ-4ТМ.03М, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, ИВК, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +60 от -40 до +60 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03.08, СЭТ-4ТМ.03 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.08 - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 165000 2
УСПД: для СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 2

Продолжение таблицы 5

1	2
Для УСВ-2	
- среднее время наработки на отказ не менее, ч	35000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Сервер:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	261163
для HP ProLiant BL460 G6	264599
для HP ProLiant BL460 Gen8	0,5
- среднее время восстановления работоспособности, ч	
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее:	
для электросчетчиков: СЭТ-4ТМ.03.08, СЭТ-4ТМ.03М.08, СЭТ-4ТМ.03	113
- при отключении питания, лет, не менее:	
для электросчетчиков: СЭТ-4ТМ.03.08, СЭТ-4ТМ.03М.08, СЭТ-4ТМ.03	10
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее:	45
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее:	10
Сервер БД:	
- 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 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:

- электросчетчика;
- УСПД;
- 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 (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений приращений электроэнергии на интервалах 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралсибнефтепровод» по объекту ЛПДС «Юргамыш» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОП-0,66	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10	12
Трансформатор тока	ТЛШ-10	8
Трансформатор тока	ТЛП-10	4
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.08	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	10
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	1
Устройство сбора и передачи данных	Сикон С70	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер точного времени	ССВ-1Г	2
Сервер с ПО	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП 57202-14 с Изменением № 1	1
Формуляр	Г.0.0000.14044-УСМН/ГТП-00.000.ПФ.3	1

Проверка

осуществляется по документу МП 57202-14 с Изменением № 1 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралсибнефтепровод» по объекту ЛПДС «Юргамыш». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 03.07.2018 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 по МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3}...35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- по МИ 3195-2018. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2018. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411151.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- 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.;
- УСПД СИКОН С70 – по документу «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.00 И1», утвержденному ФГУП ВНИИМС» в 2005 г.;
- УСВ-2 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ. 237.00.000 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2010 г.;
- ССВ-1Г – по документу «Источники частоты и времени / серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-08 МП, утвержденным ГЦИ СИ «Связь Тест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 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 °C, дискретность 0,1 °C; 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 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 АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралсибнефтепровод» по объекту ЛПДС «Юргамыш», аттестованной ФГУП «ВНИИМС» в 2014 г., аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 25.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралсибнефтепровод» по объекту ЛПДС «Юргамыш»

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью научно-производственный центр «УралЭнергоРесурс»

(ООО НПЦ «УралЭнергоРесурс»)

Адрес: 450096, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Энтузиастов, д. 5

Телефон: 8 (347) 248-40-55

Факс: 8 (347) 248-95-72

E-mail: info@nprcuer.ru

Заявитель

Филиал Акционерного общества «Транснефть-Урал» - Курганское нефтепроводное управление

(Курганское НУ АО «Транснефть-Урал»)

Адрес: 641210, Курганская область, Юргамышский район, п. Новый Мир

Телефон: 8 (35248) 9-84-80

Факс: 8 (35248) 9-84-35

E-mail: knu@urg.uga.transneft.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: 8 (495) 437-55-77

Факс: 8 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » 2019 г.