

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1868 от 06.09.2018 г.)

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по ЛПДС «Крымская» (далее - 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-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени (далее – УСВ) УСВ-2, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 41681-10 (далее рег. №).

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

Измерительные каналы 1-5; 7-9 (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ, ИК 6 – из двух уровней.

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 отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе АО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка с использованием ЭЦП субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с сервера ИВК настоящей системы с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в АИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (рег. № 54083-13).

АИС 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 АИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г (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. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК.

Синхронизация часов УСПД с единым координированным временем обеспечивается подключенным к нему устройством синхронизации времени УСВ-2. Сличение часов УСПД с УСВ-2 производится 1 раз в 30 минут, коррекция часов УСПД с временем УСВ-2 проводится независимо от величины расхождения времени.

Сличение часов счетчиков с часами УСПД (для ИК 1-5; 7-9) осуществляется каждый сеанс связи (1 раз в 30 минут), коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с, но не чаще одного раза в сутки.

Для ИК 6 сличение часов счетчика с часами сервера осуществляется каждый сеанс связи (не реже 1 раза в сутки), корректировка часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера более чем на ± 1 с, но не чаще одного раза в сутки.

Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера» версии не ниже 8.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

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

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BE D976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 5.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии
		ТТ	TH	Счётчик	УСПД	Сервер	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС «КНПС» 110/35/6 кВ, ОРУ 110 кВ, ВЛ-110 кВ «Крымская-Неберджаевская» I цепь	ТФЗМ 110Б-IV 200/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 26422-06	НКФ-110-06 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Рег. № 37749-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная реактивная
2	ПС «КНПС» 110/35/6 кВ, ОРУ 110 кВ, ВЛ-110 кВ «Крымская-Неберджаевская» II цепь	ТФЗМ 110Б-IV 200/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 26422-06	НКФ-110-06 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Рег. № 37749-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная реактивная
3	ПС «КНПС» 110/35/6 кВ, ОРУ 35 кВ, 1 СШ ВЛ-35 кВ «Новоукраинская» 3-й подъем	ТОЛ-35 III 200/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 47959-11	ЗНОМ-35-65 35000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная реактивная
4	ПС «КНПС» 110/35/6 кВ, ОРУ 35 кВ, 2 СШ, ВЛ-35 кВ «Баканская»	ТОЛ-35 III 200/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 47959-11	ЗНОМ-35 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 912-54	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная реактивная
5	ПС «КНПС» 110/35/6 кВ, ОРУ 35 кВ, 2 СШ, ВЛ-35 кВ «Саук-Дере»	ТОЛ-35 III 200/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 47959-11	ЗНОМ-35 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 912-54	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
6	ПС «КНПС» 110/35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1СШ, яч. № 1, Ввод № 1	ТОЛ-СЭЩ-10 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 32139-06	НАЛИ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная реактивная
7	ПС «КНПС» 110/35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2СШ, яч. № 12, Ввод № 2	ТОЛ-СЭЩ-10 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 32139-06	НАЛИ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная реактивная
8	НПС-1, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. № 4, ф. Водозабор	ТЛО-10 150/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 25433-03	ЗНОЛ.06 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная реактивная

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 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 АИИС КУЭ (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы допускаемой основной относительной (δ) погрешности, \pm , %			Границы допускаемой относительной (δ) погрешности в рабочих условиях, \pm , %		
		$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
1, 2 (TT 0,2S; TH 0,2; Сч 0,2S)	$I_{h1} \leq I_1 \leq 1,2I_{h1}$	0,7	0,7	1,0	1,0	1,0	1,2
	$0,2I_{h1} \leq I_1 < I_{h1}$	0,7	0,7	1,0	1,0	1,0	1,2
	$0,05I_{h1} \leq I_1 < 0,2I_{h1}$	0,8	0,8	1,3	1,0	1,1	1,5
	$0,02I_{h1} \leq I_1 < 0,05I_{h1}$	1,2	1,4	2,1	1,4	1,5	2,2
3, 4, 5 (TT 0,2S; TH 0,5; Сч 0,2S)	$I_{h1} \leq I_1 \leq 1,2I_{h1}$	0,9	1,0	1,5	1,1	1,2	1,7
	$0,2I_{h1} \leq I_1 < I_{h1}$	0,9	1,0	1,5	1,1	1,2	1,7
	$0,05I_{h1} \leq I_1 < 0,2I_{h1}$	1,0	1,1	1,7	1,2	1,3	1,8
	$0,02I_{h1} \leq I_1 < 0,05I_{h1}$	1,4	1,5	2,4	1,5	1,7	2,5
6, 7 (TT 0,5; TH 0,5; Сч 0,2S)	$I_{h1} \leq I_1 \leq 1,2I_{h1}$	1,1	1,3	2,2	1,3	1,5	2,4
	$0,2I_{h1} \leq I_1 < I_{h1}$	1,4	1,7	3,0	1,6	1,8	3,1
	$0,05I_{h1} \leq I_1 < 0,2I_{h1}$	2,5	2,9	5,5	2,6	3,0	5,5
8 (TT 0,5S; TH 0,5; Сч 0,2S)	$I_{h1} \leq I_1 \leq 1,2I_{h1}$	1,1	1,3	2,2	1,3	1,5	2,4
	$0,2I_{h1} \leq I_1 < I_{h1}$	1,1	1,3	2,2	1,3	1,5	2,4
	$0,05I_{h1} \leq I_1 < 0,2I_{h1}$	1,5	1,7	3,0	1,6	1,8	3,1
	$0,02I_{h1} \leq I_1 < 0,05I_{h1}$	2,5	2,9	5,5	2,5	3,0	5,5

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы допускаемой основной относительной (δ) погрешности, \pm , %			Границы допускаемой относительной (δ) погрешности в рабочих условиях, \pm , %		
		$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
Реактивная электроэнергия							
1, 2 (TT 0,2S; TH 0,2; Сч 0,5)	$I_{h1} \leq I_1 \leq 1,2I_{h1}$	1,3	1,1	0,9	2,0	1,9	1,8
	$0,2I_{h1} \leq I_1 < I_{h1}$	1,3	1,1	0,9	2,0	1,9	1,8
	$0,05I_{h1} \leq I_1 < 0,2I_{h1}$	1,6	1,4	1,0	2,3	2,1	1,8
	$0,02I_{h1} \leq I_1 < 0,05I_{h1}$	2,6	2,0	1,6	3,0	2,5	2,2
3, 4, 5 (TT 0,2S; TH 0,5; Сч 0,5)	$I_{h1} \leq I_1 \leq 1,2I_{h1}$	1,8	1,4	1,1	2,4	2,1	1,9
	$0,2I_{h1} \leq I_1 < I_{h1}$	1,8	1,4	1,1	2,4	2,1	1,9
	$0,05I_{h1} \leq I_1 < 0,2I_{h1}$	2,0	1,7	1,2	2,5	2,3	1,9
	$0,02I_{h1} \leq I_1 < 0,05I_{h1}$	2,9	2,2	1,7	3,2	2,7	2,2
6, 7 (TT 0,5; TH 0,5; Сч 0,5)	$I_{h1} \leq I_1 \leq 1,2I_{h1}$	2,6	1,9	1,3	2,7	2,0	1,5
	$0,2I_{h1} \leq I_1 < I_{h1}$	3,5	2,5	1,5	3,6	2,6	1,7
	$0,05I_{h1} \leq I_1 < 0,2I_{h1}$	6,5	4,4	2,6	6,6	4,6	2,8
8 (TT 0,5S; TH 0,5; Сч 0,5)	$I_{h1} \leq I_1 \leq 1,2I_{h1}$	2,6	1,9	1,3	2,7	2,0	1,5
	$0,2I_{h1} \leq I_1 < I_{h1}$	2,7	1,9	1,3	2,8	2,1	1,5
	$0,05I_{h1} \leq I_1 < 0,2I_{h1}$	3,6	2,6	1,6	3,9	2,9	2,0
	$0,02I_{h1} \leq I_1 < 0,05I_{h1}$	6,7	4,6	2,8	7,1	5,0	3,2

Примечания к таблицам 3 и 4:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

2. Нормальные и рабочие условия применения согласно таблице 5.

Таблица 5 - Основные технические характеристики ИК АИС КУЭ

Наименование параметра	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - сила тока, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos j$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды для электросчетчиков, °C - температура окружающей среды для УСПД, °C - температура окружающей среды для ИВК, °C	от 99 до 101 от 1 до 120 от 0,5 до 0,9 от -45 до +40 от +21 до +25 от +15 до +25 от +10 до +30
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - сила тока, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos j$ - коэффициент мощности, $\sin j$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C - температура окружающей среды в месте расположения ИВК, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,87 до 0,5 от -45 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2
Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2
УСПД СИКОН С70: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 2
УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	35000 2
CCB-1Г: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	15000 2
Надежность применяемых в АИС КУЭ компонентов: Сервер HP Proliant BL 460c Gen8: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	264599 0,5
Сервер HP Proliant BL 460c G6: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	261163 0,5

Продолжение таблицы 5

Наименование параметра	Значение
Глубина хранения информации Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее	113
Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±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, параметризации:

- 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.

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по ЛПДС «Крымская» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТФ3М 110Б-IV	6
Трансформатор тока	ТОЛ-35 III	9
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	3
Трансформатор напряжения	НКФ-110-06	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	3
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ-6(10)	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	5
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Сервер с программным обеспечением	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП 58056-14	1
Паспорт-формуляр	ВЛСТ 918.06.000 ФО	1
Руководство по эксплуатации	-	1

Проверка

осуществляется по документу МП 58056-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Черномортранснефть» по ЛПДС «Крымская». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июне 2014 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»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411152.124 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.;
- СИКОН С70 – по документу «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.00 И1», утвержденному ВНИИМС в 2005 г.;

- УСВ-2 – по документу «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ. 237.00.001 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» «12» мая 2010г.;

- ССВ-1Г – по документу «Источники частоты и времени / серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-08 МП, утвержденному ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, рег. № 27008-04;

- термогигрометр электронный CENTER (мод.314), рег. № 22129-09

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

«Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по ЛПДС «Крымская».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по ЛПДС «Крымская»

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

Закрытое акционерное общество Инженерно-техническая фирма "СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ" (ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»)

ИНН 3327304235

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Телефон: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 42-45-02

E-mail: st@sicon.ru

Заявитель

Акционерное общество «Черномортранснефть» (АО «Черномортранснефть»)

ИНН 2315072242

Адрес: 353911, Краснодарский край, г. Новороссийск, ул. Шесхарис, д. 11

Телефон: (8617) 60-34-51

Факс: (8617) 64-55-81

E-mail: chtn@nvr.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: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@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.

« ____ » 2018 г.