

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Черномортранснефть» по ПК «Шесхарис» площадка «Шесхарис»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Черномортранснефть» по ПК «Шесхарис» площадка «Шесхарис» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии 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, трехуровневую 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) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений 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 СИКОН С70 (далее - УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени (далее - УСВ) УСВ-2.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), серверы синхронизации времени 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 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 по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе ОАО «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 электрической энергии и мощности 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 АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (Рег. № 54083-13).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ 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.

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 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.

Погрешность хода часов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журнал событий счетчика электроэнергии отражает время и дату коррекции времени и фиксирует время до и после коррекции, а также величину коррекции времени, на которую было скорректировано устройство. Журналы событий УСПД и сервер БД отражают время и дату коррекции времени и фиксирует время до коррекции, а также величину коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 7.1, 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».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Не ниже 7.1
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Другие идентификационные данные (если имеются)	pso_metr.dll, версия 1.1.1.1

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 - 4, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	Сервер	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС «Пенаяская» 110/35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. № 27	ТОЛ-СВЭЛ-10 200/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛП.4-6 6000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	СИКОН С70	HP Proliant BL 460c G6, HP Proliant BL 460c Gen8	активная
2	ПС «Пенаяская» 110/35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. № 18	ТОЛ-СВЭЛ-10 200/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛП.4-6 6000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0			реактивная
3	ПК «Шесхарис» площадка «Шесхарис», ТП-35 35/6 кВ, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ	ТОЛ-35Б 100/5 Кл.т. 0,5	ЗНОМ-35-65 35000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5			активная
4	ПК «Шесхарис» площадка «Шесхарис», ТП-35 35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч. № 16	ТЛО-10 150/5 Кл.т. 0,5S	НАМИТ-10 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5			реактивная
5	ПК «Шесхарис» площадка «Шесхарис», ТП-35 35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч. № 17	ТЛО-10 200/5 Кл.т. 0,5S	НАМИТ-10 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5			активная
6	ПК «Шесхарис» площадка «Шесхарис», ТП-4 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, яч. № 15	ТЛО-10 300/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5			реактивная
7	ПК «Шесхарис» площадка «Шесхарис», ТП-4 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, яч. № 16	ТЛО-10 400/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5			активная
8	ПК «Шесхарис» площадка «Шесхарис», ТП-4 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, яч. № 19	ТЛО-10 150/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5			реактивная

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
9	ПК «Шесхарис» площадка «Шесхарис», ТП-8 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, яч. № 4, Ввод 3	ТЛО-10 400/5 Кл.т. 0,5S	НАМИ-10 6000/100 Кл.т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	HP Proliant BL 460c G6, HP Proliant BL 460c Gen8	активная
							реактивная
10	ПК «Шесхарис» площадка «Шесхарис», ТП-8 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, яч. № 5 (ТСН-3 6/0,4 кВ)	ТОП 0,66 100/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5			активная
							реактивная
11	ПК «Шесхарис» площадка «Шесхарис», ТП-8 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ав. № 14	ТШП 0,66 300/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5			активная
							реактивная
12	ПК «Шесхарис» площадка «Шесхарис», ТП-8 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ав. № 26	ТОП 0,66 200/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5	активная		
					реактивная		
13	ПК «Шесхарис» площадка «Шесхарис», ТП-8 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ав. № 40	ТШП 0,66 300/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5	активная		
					реактивная		
14	ПК «Шесхарис» п. Южный, ШР-96 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ с РП-17	ТШП-0,66 300/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0	активная		
					реактивная		

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %		
		$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1; 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,2	1,4	2,3	1,9	2,1	2,9
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,2	1,4	2,3	1,9	2,1	2,9
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,4	1,7	3,0	2,1	2,3	3,5
	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	2,5	3,0	5,5	3,1	3,6	5,8
3 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,0	1,2	2,2	1,2	1,4	2,3
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,3	1,6	2,9	1,5	1,8	3,1
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	2,3	2,8	5,4	2,4	2,9	5,5
4 - 8 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,0	1,2	2,2	1,2	1,4	2,3
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,0	1,2	2,2	1,2	1,4	2,3
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,3	1,6	2,9	1,5	1,8	3,1
	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	2,3	2,9	5,4	2,5	3,0	5,5
9 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,9	1,1	1,9	1,1	1,3	2,1
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,9	1,1	1,9	1,1	1,3	2,1
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,2	1,5	2,7	1,4	1,6	2,9
	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	2,3	2,8	5,3	2,4	2,9	5,4
10 - 13 (ТТ 0,5S; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,8	1,0	1,8	1,0	1,2	2,0
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,8	1,0	1,8	1,0	1,2	2,0
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,1	1,4	2,6	1,3	1,6	2,8
	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	2,2	2,8	5,3	2,4	2,9	5,3
14 (ТТ 0,5S; Сч 0,5S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,9	1,1	1,9	1,8	1,9	2,7
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,9	1,1	1,9	1,8	1,9	2,7
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,2	1,5	2,7	2,0	2,2	3,3
	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	2,4	2,9	5,4	3,1	3,5	5,7

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %		
		$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1; 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	2,8	2,1	1,5	4,6	4,1	3,6
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,8	2,1	1,5	4,6	4,1	3,6
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	3,6	2,6	1,8	5,1	4,3	3,7
	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	6,5	4,6	3,0	7,5	5,8	4,6

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
3 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	2,6	1,9	1,2	3,3	2,6	1,9
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	3,5	2,4	1,5	4,0	3,0	2,1
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	6,4	4,4	2,5	6,7	4,7	2,9
4 - 8 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	2,6	1,8	1,2	2,7	2,1	1,5
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,6	1,9	1,2	2,8	2,1	1,6
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	3,6	2,5	1,6	4,1	3,0	2,1
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	6,6	4,6	2,7	7,5	5,2	3,4
9 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	2,3	1,6	1,1	2,5	1,9	1,4
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,3	1,6	1,1	2,5	1,9	1,4
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	3,4	2,3	1,5	3,9	2,8	2,0
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	6,5	4,5	2,7	7,4	5,2	3,3
10 - 13 (ТТ 0,5S; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	2,1	1,5	1,0	2,3	1,8	1,4
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,2	1,5	1,0	2,4	1,8	1,4
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	3,3	2,3	1,4	3,8	2,8	1,9
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	6,5	4,4	2,6	7,4	5,1	3,3
14 (ТТ 0,5S; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	2,3	1,8	1,4	3,0	2,6	2,3
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,4	1,8	1,4	3,3	2,8	2,4
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	3,8	2,8	1,9	5,4	4,2	3,3
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	7,4	5,2	3,3	10,1	7,3	5,2

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 Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры сети: диапазон напряжения (0,99-1,01) Уном; диапазон силы тока (0,02(0,05)-1,2) Iном, частота (50±0,15) Гц; коэффициент мощности $\cos j = 0,5; 0,8; 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды:
 - для ТТ и ТН от минус 45 до плюс 35 °С;
 - для счетчиков от плюс 21 до плюс 25 °С;
 - для УСПД от плюс 15 до плюс 25 °С;
 - для ИВК от плюс 10 до плюс 30 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.
- 4 Рабочие условия эксплуатации:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9-1,1) $U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока (0,02-1,2) $I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) 0,5-1,0 (0,87- 0,5); частота (50±0,4) Гц;
 - температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С.
 - для счетчиков электроэнергии:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,8-1,2) $U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока (0,02 - 1,2) $I_{Н2}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) 0,5-1,0 (0,87-0,5); частота (50±2,5) Гц;
 - температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.
- 5 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos j = 0,5; 0,8; 0,9$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 5 до плюс 24 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на АО «Черномортранс-нефть» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-12) - среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-08) - среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- ССВ-1Г - среднее время наработки на отказ не менее $T = 15\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер HP Proliant BL 460c G6, HP Proliant BL 460c Gen8 - среднее время наработки на отказ не менее $T_{G6} = 261\ 163$ ч, $T_{Gen8} = 264\ 599$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД, сервера 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);
- сервере (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).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (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 «Черномортранснефть» по ПК «Шесхарис» площадка «Шесхарис» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ	42663-09	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-35Б	21256-01	2
Трансформаторы тока	ТЛО-10	25433-03	18
Трансформаторы тока	ТШП 0,66	15173-01	6
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	15173-06	3
Трансформаторы тока	ТОП 0,66	15174-01	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	46738-11	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	912-70	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	16687-97	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3344-04	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	11094-87	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	1

Окончание таблицы 5

1	2	3	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	11
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	28822-05	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	39485-08	2
Сервер с программным обеспечением	ПК «Энергосфера»	-	1
Методика поверки	МП 206.1-057-2016	-	1
Формуляр	ВЛСТ 1116.00.000 ФО	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-057-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Черномортранснефть» по ПК «Шесхарис» площадка «Шесхарис». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в августе 2016 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 (Рег. № 36697-12) - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в мае 2012 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-08) - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «4» декабря 2007 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 - по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411152.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- СИКОН С70 - по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденному ВНИИМС в 2005 г.;
- УСВ-2 - по документу ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
- ССВ-1Г - по документу «Источники частоты и времени / серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-80 МП, утвержденному ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Рег. № 27008-04);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 °С до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 % до 100 %, дискретность 0,1 %;
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

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.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПАО «Транснефть» в части АО «Черномортранснефть» по ПК «Шесхарис» площадка «Шесхарис» (АИИС КУЭ ПАО «Транснефть» в части АО «Черномортранснефть» по ПК «Шесхарис» площадка «Шесхарис»), аттестованной АО ГК «Системы и Технологии», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Черномортранснефть» по ПК «Шесхарис» площадка «Шесхарис»

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

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»
(АО ГК «Системы и Технологии»)
ИНН 3327304235
Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8
Тел./ факс: (4922) 33-67-66/ 42-45-02; E-mail: st@sicon.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Тел/факс: (495)437-55-77 / 437 56 66; E-mail: office@vniims.ru, 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

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.