



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.033.A № 44219

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электрической энергии ЗАО "ЕЭСнК" для
энергоснабжения ОАО "Оренбургнефть"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 001-11

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО "Метростандарт", г. Москва

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 48056-11

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

ЕМНК.466454.300-950.МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **26 октября 2011 г. № 5651**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2011 г.

Серия СИ

№ 002268

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть» (далее АИИС КУЭ ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть») предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, времени и интервалов времени.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть» является трехуровневой системой с иерархической распределенной обработкой информации:

- первый – уровень измерительных каналов (далее - ИК);
- второй – уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки;
- третий – уровень информационно-вычислительного комплекса.

В состав АИИС КУЭ ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть» входит система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), формируемая на всех уровнях иерархии.

АИИС КУЭ ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть» решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин), привязанных к шкале UTC;
- автоматическое выполнение измерений;
- автоматическое ведение системы единого времени.

Структурная схема АИИС КУЭ ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть» изображена на рис. 1 и включает следующие уровни:

- 1-й уровень состоит из 40 ИК и включает в себя:
 - измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,2S; 0,5; 0,5S;
 - измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5;
 - счетчики электрической энергии трехфазные multifunctional СЭТ-4ТМ и ЕвроАльфа класса точности 0,2S/0,5; 0,5/1; 0,5/0,5; 0,5S/0,5; 0,5S/1;
 - вторичные измерительные цепи.
- 2-й уровень ИВКЭ включает в себя:
 - УСПД Шлюз E-422.GSM;
 - каналы сбора данных со счетчиков.
- 3-й уровень ИВК включает в себя:
 - сервер (Телескоп+);
 - автоматизированное рабочее место (АРМ);
 - система обеспечения единого времени (СОЕВ).

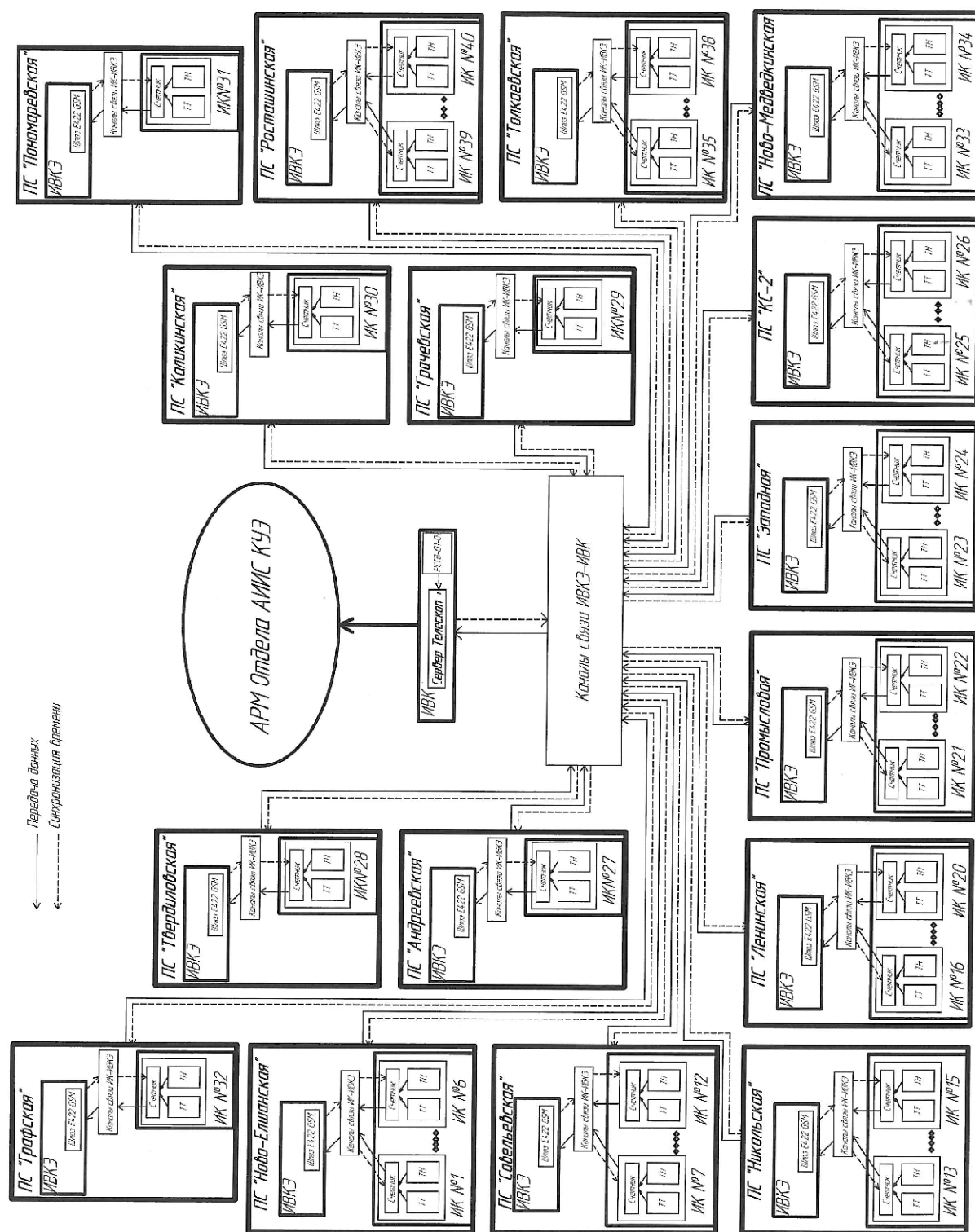


Рис. 1 Структурная схема АИИС КУЭ ЗАО «ЕЭСнК»
для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть»

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчика. 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 вычисляется для интервалов времени 30 мин суммированием результатов измерений средней мощности, полученной путём интегрирования за интервал времени 0,02 с.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность на интервале времени усреднения 30 мин вычисляется по 30-ти минутным приращениям электроэнергии.

Цифровые сигналы с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает в УСПД, расположенные в шкафах УСПД на ПС. В УСПД осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных через терминалы сотовой связи на уровень сервер БД уровня ИВК, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и накопление измерительной информации,

В сервере БД системы выполняется обработка измерительной информации, получаемой с УСПД уровня ИВКЭ, в частности резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники ОРЭМ осуществляется от сервера БД по внешнему каналу связи. В качестве внешнего канала связи используется выделенный канал доступа в Интернет по электронной почте (основной канал) или сотовый терминал стандарта GSM (резервный канал). Данные передаются в формате XML-файлов.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, созданной на основе радиосервера точного времени РСТВ-01-01. В РСТВ-01-01 формируется собственная шкала времени (ШВ) – последовательность секундных импульсов, синхронизированных метками шкалы времени UTC. Информация о времени принимается от спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS и передается через порты изделия на устройства, включенные в информационно-измерительную систему.

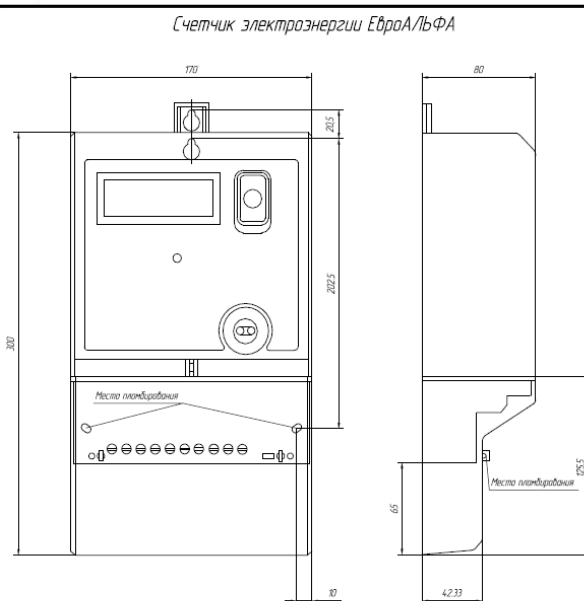
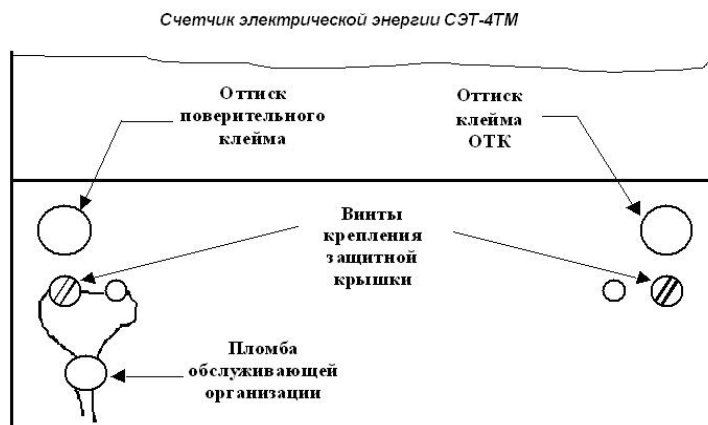
На уровне ИВК коррекция времени осуществляется по сигналу РСТВ-01-01. Коррекция времени УСПД осуществляется по протоколу NTP при расхождении времени УСПД и сервера Телескоп+ на ± 2 с. Коррекция времени счетчиков со временем УСПД производится один раз в 30 мин, корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков и УСПД на ± 2 с.

Регламентированный доступ к информации сервера БД АИИС КУЭ с АРМ операторов осуществляется через сегмент локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия по интерфейсу Ethernet.

Механическая защита от несанкционированного доступа обеспечивается пломбированием:

- испытательной коробки (специализированного клеммника);
- счетчиков электрической энергии.

Схемы пломбирования изображены на рис. 2.



Испытательная клеммная колодка

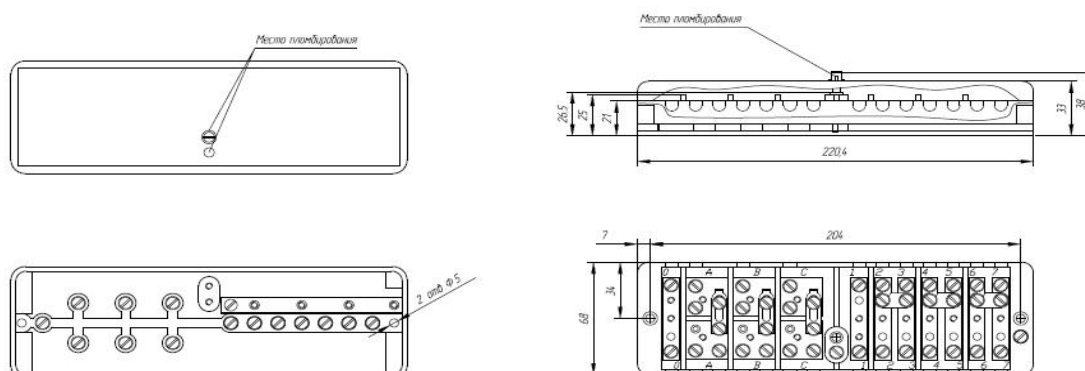


Рис. 2 Схемы пломбирования

Программное обеспечение

Функции программного обеспечения (метрологически не значимой части):

- периодический (1 раз в 30 минут) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений с заданной дискретностью учета (30 минут), привязанных к шкале UTC;
- автоматическая регистрация событий в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- автоматическое получение отчетов, формирование макетов согласно требованиям получателей информации, предоставление результатов измерений и расчетов в виде таблиц, графиков с возможностью получения печатной копии;
- использование средств электронной цифровой подписи для передачи результатов измерений в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ (КО));
- конфигурирование и параметрирование технических средств программного обеспечения;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- сбор недостающих данных после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- передача в автоматизированном режиме в ИАСУ КУ (КО), Региональное диспетчерское управление «Системный оператор – центральное диспетчерское управление Единой электрической сети» (РДУ «СО-ЦДУ ЕЭС») и другим заинтересованным субъектам ОРЭ результатов измерений;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть», событий в АИИС КУЭ ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть»;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть»;

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

- обработка результатов измерений в соответствии с параметрированием УСПД;
- автоматическая синхронизация времени (внутренних часов).

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного модуля	Наименование файла	Контрольная сумма (по алгоритму md5 (RFC 1321))
Сервер данных	Server_Telescope_GUI.exe	3e5f1f2cd8a5c11c765333876277638d
Описатель оборудования	descript_view.exe	7ffaf11915fe9f657edb7ef66de5c800
АРМ АИИС КУЭ	ascue.exe	482d860ce28ae0f1271c34150105f301

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010 и обеспечивается:

- установкой пароля на счетчик;
- установкой пароля на сервер;
- защитой результатов измерений при передаче информации (использованием электронной цифровой подписи).

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала					К _{тт} · К _{тн} · К _{сч}	Доверительные грани-цы относи-тельной по-грешности измерений ак-тивной и реактивной электрической энергии и мощности при дове-рительной вероятности Р=0,95:	
Номер ИК, код точ-ки измерений	Наименование объ-екта учета, диспет-черское наименова-ние присоединения	Вид СИ, класс точ-ности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о по-верке			Обозначение, тип	5		Основная по-грешность ИК	Погрешность ИК в рабочих усло-виях эксплуата-ции,
								cos φ = 0,87	cos φ = 0,5
								sin φ = 0,5	sin φ = 0,87
1	2	3			4	5	6	7	
				19393-07	Комплекс "ТЕЛЕСКОП+"				
				40586-09	РСТВ-01-01				
ПС 110/6 кВ «Ново-Елшанская»									
				36638-07		Шлюз E-422GSM			
1	Ввод 1Т 6 кВ	ТТ	КТ=	0.5	А	ТЛМ-10	12000	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			К _{тт} =	1000/5	В				
				2473-05	С	ТЛМ-10			
		ТН	КТ=	0.5	А	НТМИ-6			
			К _{тн} =	6000/100	В				
				831-53	С				
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	ЕА05RALX-P4BF-3				
			К _{сч} =	1					
				16666-07					

Продолжение таблицы 2

1	2	3			4		5	6	7
2	Ввод 2Т 6 кВ	ТТ	КТ=	0.5	А	ТПЛМ-10	12000	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	1000/5	В				
				2363-68	С	ТПЛМ-10			
		ТН	КТ=	0.5	А	НТМИ-6			
			КТН=	6000/100	В				
				831-53	С				
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	ЕА05RALX-P4BF-3				
			Ксч=	1					
				16666-07					
3	ТСН-1 0,4 кВ	ТТ	КТ=	0.5	А	Т-0,66 У3	40	± 1,0% ± 2,1%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	200/5	В	Т-0,66 У3			
				17551-06	С	Т-0,66 У3			
		ТН	КТ=	ТН отсутствует					
			КТН=						
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	ЕА05RL-P1BN-4				
			Ксч=	1					
				16666-07					
4	ТСН-2 0,4 кВ	ТТ	КТ=	0.5	А	Т-0,66 У3	40	± 1,0% ± 2,1%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	200/5	В	Т-0,66 У3			
				17551-06	С	Т-0,66 У3			
		ТН	КТ=	ТН отсутствует					
			КТН=						
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	ЕА05RL-P1BN-4				
			Ксч=	1					
				16666-07					

Продолжение таблицы 2

1	2	3			4		5	6	7
5	фидер 6 кВ «Елшанский-Сельский» яч. 15	ТТ	КТ=	0.5	А	ТВЛМ-10	2400	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	200/5	В				
				1856-63	С	ТВЛМ-10			
		ТН	КТ=	0.5	А	НТМИ-6			
			КТН=	6000/100	В				
				831-53	С				
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	ЕА05RL-P1BN-3				
			Ксч=	1					
				16666-07					
6	фидер 6 кВ «Палимовский-Сельский» яч. 17	ТТ	КТ=	0.5	А	ТПЛМ-10	2400	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	200/5	В				
				2363-68	С	ТПЛМ-10			
		ТН	КТ=	0.5	А	НТМИ-6			
			КТН=	6000/100	В				
				831-53	С				
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	ЕА05RL-P1BN-3				
			Ксч=	1					
				16666-07					
		ПС 110/35/6 кВ «Савельевская»							
				36638-07		Шлюз Е-422GSM			
7	ВЛ-110 кВ «Герасимовка»	ТТ	КТ=	0.5	А	ТФНД-110М	132000	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	600/5	В	ТФНД-110М			
				2793-88	С	ТФНД-110М			
		ТН	КТ=	0.5	А	НАМИ-110-УХЛ1			
			КТН=	110000:√3/100:√3	В	НАМИ-110-УХЛ1			
				24218-03	С	НАМИ-110-УХЛ1			
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	СЭТ-4ТМ.03.01				
			Ксч=	1					
				27524-04					

Продолжение таблицы 2

1	2	3			4		5	6	7
8	Ввод-1 35 кВ	ТТ	КТ=	0.2S	A	GIF 40.5	42000	± 1,0% ± 1,8%	± 2,5% ± 3,0%
			КТТ=	600/5	B	-			
				30368-05	C	GIF 40.5			
		ТН	КТ=	0.5	A	ЗНОМ-35-65 У1			
			КТН=	35000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-35-65 У1			
				912-05	C	ЗНОМ-35-65 У1			
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	СЭТ-4ТМ.03.01				
			Ксч=	1					
				27524-04					
9	Ввод-2 35 кВ	ТТ	КТ=	0.2S	A	GIF 40.5	42000	± 1,0%± 1,8%	± 2,5%± 3,0%
			КТТ=	600/5	B	-			
				30368-05	C	GIF 40.5			
		ТН	КТ=	0.5	A	ЗНОМ-35-65 У1			
			КТН=	35000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-35-65 У1			
				912-05	C	ЗНОМ-35-65 У1			
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	СЭТ-4ТМ.03.01				
			Ксч=	1					
				27524-04					
10	Ввод-1 6 кВ	ТТ	КТ=	0.2S	A	ТОЛ-СЭЩ-10	12000	± 1,0% ± 1,8%	± 2,5% ± 3,0%
			КТТ=	1000/5	B	-			
				32139-06	C	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	КТ=	0.5	A	НАМИ-10-95			
			КТН=	6000/100	B				
				11094-87	C				
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	СЭТ-4ТМ.03.01				
			Ксч=	1					
				27524-04					

Продолжение таблицы 2

1	2	3			4		5	6	7
11	Ввод-2 6 кВ	ТТ	КТ=	0.2S	A	ТОЛ-СЭЩ-10	12000	± 1,0% ± 1,8%	± 2,5% ± 3,0%
			КТТ=	1000/5	B	-			
				32139-06	C	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	КТ=	0.5	A	НАМИ-10-95			
			КТН=	6000/100	B				
				11094-87	C				
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	СЭТ-4ТМ.03.01				
			Ксч=	1					
				27524-04					
12	ТСН-0,4	ТТ	КТ=	0.5	A	Т-0,66	60	± 1,0% ± 2,1%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	300/5	B	Т-0,66			
				22656-07	C	Т-0,66			
		ТН	КТ=	ТН отсутствует					
			КТН=						
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	СЭТ-4ТМ.03.09				
			Ксч=	1					
				27524-04					
ПС 110/35/6 кВ «Никольская»									
				36638-07		Шлюз E-422GSM			
13	ВЛ-35 кВ «Никольская-Баклановка»	ТТ	КТ=	0.5	A	ТФЗМ-35Б-ІУ1	7000	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	100/5	B	-			
				3689-73	C	ТФЗМ-35Б-ІУ1			
		ТН	КТ=	0.5	A	ЗНОМ-35			
			КТН=	35000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-35			
				912-54	C	ЗНОМ-35			
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	ЕА05RL-B-4				
			Ксч=	1					
				16666-07					

Продолжение таблицы 2

1	2	3			4		5	6	7
14	Ввод Т1Т	ТТ	КТ=	0.5	А	ТФМ-110-ПУ1	44000	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	200/5	В	ТФМ-110-ПУ1			
				16023-97	С	ТФМ-110-ПУ1			
		ТН	КТ=	0.5	А	НКФ-110-57У1			
			КТН=	110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-57У1			
				14205-05	С	НКФ-110-57У1			
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	ЕА05RL-B-4				
			Ксч=	1					
				16666-07					
15	Ввод Т2Т	ТТ	КТ=	0.5	А	ТФМ-110-ПУ1	44000	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	200/5	В	ТФМ-110-ПУ1			
				16023-97	С	ТФМ-110-ПУ1			
		ТН	КТ=	0.5	А	НКФ-110-57У1			
			КТН=	110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-57У1			
				14205-05	С	НКФ-110-57У1			
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	ЕА05RL-B-4				
			Ксч=	1					
				16666-07					
ПС 110/35/10/6 кВ «Ленинская»									
				36638-07		Шлюз E-422GSM			
16	Ввод 6кВ	ТТ	КТ=	0.5	А	ТЛМ-10	12000	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	1000/5	В	-			
				2473-00	С	ТЛМ-10			
		ТН	КТ=	0.5	А	НТМИ-6-66			
			КТН=	6000/100	В				
				2611-70	С				
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	ЕА05RALX-P4BF-3				
			Ксч=	1					
				16666-07					

Продолжение таблицы 2

1	2	3			4		5	6	7	
17	Ввод-1 35кВ	ТТ	КТ=	0.5	А	ТФ3М-35А-У1	21000	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%	
			КТТ=	300/5	В					
				26417-04	С	ТФ3М-35А-У1				
		ТН	КТ=	0.5	А	ЗНОМ-35-65 У1				
			КТН=	35000:√3/100:√3	В	ЗНОМ-35-65 У1				
				912-70	С	ЗНОМ-35-65 У1				
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	ЕА05RALX-P4BF-3					
			Ксч=	1						
				16666-07						
18	Ввод-2 35кВ	ТТ	КТ=	0.5	А	ТФ3М-35А-У1	7000	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%	
			КТТ=	100/5	В					
				26417-04	С	ТФ3М-35А-У1				
		ТН	КТ=	0.5	А	ЗНОМ-35-65 У1				
			КТН=	35000:√3/100:√3	В	ЗНОМ-35-65 У1				
				912-70	С	ЗНОМ-35-65 У1				
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	ЕА05RL-B-4					
			Ксч=	1						
				16666-07						
19	ТСН-1 0,4кВ	ТТ	КТ=	0.5	А	Т-0,66 У3	20	± 1,0% ± 2,1%	± 5,0% ± 4,0%	
			КТТ=	100/5	В	-				
				17551-06	С	Т-0,66 У3				
		ТН	КТ=	ТН отсутствует						
			КТН=							
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	ЕА05RALX-P4BF-3					
			Ксч=	1						
				16666-07						

Продолжение таблицы 2

1	2	3			4		5	6	7
20	ТСН-2 0,4кВ	ТТ	КТ=	0.5	А	ТОП-0,66 У3	20	± 1,0% ± 2,1%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	100/5	В	ТОП-0,66 У3			
				15174-01	С	ТОП-0,66 У3			
		ТН	КТ=	ТН отсутствует					
			КТН=						
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	ЕА05RL-B-4				
			Ксч=	1					
				16666-07					
ПС 110/35/6 кВ «Промысловая»									
				36638-07		Шлюз Е-422GSM			
21	Ввод-1 110 кВ	ТТ	КТ=	0.5	А	ТФМ-110-ПУ1	44000	± 1,2% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,5%
			КТТ=	200/5	В	ТФМ-110-ПУ1			
				16023-97	С	ТФМ-110-ПУ1			
		ТН	КТ=	0.5	А	НКФ-110-П У1			
			КТН=	110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-П У1			
				26452-04	С	НКФ-110-П У1			
		Счетчик	КТ=	0.5S/0,5	СЭТ-4ТМ.02.2				
			Ксч=	1					
				20175-01					
22	Ввод-2 110 кВ	ТТ	КТ=	0.5	А	ТФМ-110-ПУ1	44000	± 1,2% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,5%
			КТТ=	200/5	В	ТФМ-110-ПУ1			
				16023-97	С	ТФМ-110-ПУ1			
		ТН	КТ=	0.5	А	НКФ-110-П У1			
			КТН=	110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-П У1			
				26452-04	С	НКФ-110-П У1			
		Счетчик	КТ=	0.5/0.5	СЭТ-4ТМ.02.2				
			Ксч=	1					
				20175-01					

Продолжение таблицы 2

1	2	3			4		5	6	7
ПС 35/10 кВ «Западная»									
				36638-07		Шлюз E-422GSM			
23	Ввод Т1- 10кВ	ТТ	КТ=	0.5	А	ТОЛ-10-I	4000	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	200/5	В	-			
				15128-03	С	ТОЛ-10-I			
		ТН	КТ=	0.5	А	НАМИ-10			
			КТН=	10000/100	В				
				11094-87	С				
		Счетчик	КТ=	0.S5/1	СЭТ-4ТМ.02.2				
			Ксч=	1					
				20175-01					
24	ТСН-1	ТТ	КТ=	0.5	А	Т-0,66 М У3	15	± 1,0% ± 2,1%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	75/5	В	Т-0,66 М У3			
				17551-06	С	Т-0,66 М У3			
		ТН	КТ=	ТН отсутствует					
			КТН=						
		Счетчик	КТ=	0.S5/1	СЭТ-4ТМ.02.2				
			Ксч=	1					
				20175-01					

Продолжение таблицы 2

1	2	3			4		5	6	7
ПС 35/10 кВ «КС-2»									
				36638-07		Шлюз E-422GSM			
25	Ввод 1Т 10 кВ	ТТ	КТ=	0.5	А	ТЛК-10-6	6000	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	300/5	В	-			
				9143-01	С	ТЛК-10-6			
		ТН	КТ=	0.5	А	НАМИТ-10			
			КТН=	10000/100	В				
				16687-02	С				
		Счетчик	КТ=	0.5/1	СЭТ-4ТМ.02.2				
			Ксч=	1					
				20175-01					
26	ТСН-1	ТТ	КТ=	0.5	А	Т-0,66 У3	20	± 1,0% ± 2,1%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	100/5	В	Т-0,66 У3			
				17551-06	С	Т-0,66 У3			
		ТН	КТ=	ТН отсутствует					
			КТН=						
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	СЭТ-4ТМ.03М.09				
			Ксч=	1					
				36697-08					

Продолжение таблицы 2

1	2	3			4		5	6	7
ПС 110/35/10 кВ «Андреевская»									
				36638-07		Шлюз E-422GSM			
27	ВЛ 35кВ «Андреевская – Гаршино»	ТТ	КТ=	0.5	А	ТФЗМ-35А-У1	3500	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	50/5	В	-			
				26417-04	С	ТФЗМ-35А-У1			
		ТН	КТ=	0.5	А	НАМИ-35УХЛ			
			КТН=	35000/100	В				
				19813-00	С				
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	ЕА05RL-Р1ВN-3				
			Ксч=	1					
				16666-07					
ПС 110/35/10 кВ «Твердиловская»									
				36638-07		Шлюз E-422GSM			
28	фидер 10 кВ № 8	ТТ	КТ=	0.5	А	ТЛК-10-5У3	3000	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	300/5	В				
				9143-06	С	ТЛК-10-5У3			
		ТН	КТ=	0.2	А	НАМИ-10-У2			
			КТН=	10000/100	В				
				11094-87	С				
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	ЕА05RALX-Р4ВF-3				
			Ксч=	1					
				16666-07					

Продолжение таблицы 2

1	2	3			4		5	6	7
ПС 35/10 кВ «Грачёвская»									
				36638-07		Шлюз Е-422GSM			
29	ВЛ-35 «Промысловая – Гра- чёвка»	ТТ	КТ=	0.5	А	ТФН-35М	5250	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	75/5	В	-			
				3690-73	С	ТФН-35М			
		ТН	КТ=	0.5	А	ЗНОМ-35-65 У1			
			КТН=	35000:√3/100:√3	В	ЗНОМ-35-65 У1			
				912-05	С	ЗНОМ-35-65 У1			
		Счетчик	КТ=	0.S5/1	СЭТ-4ТМ.02.2				
			Ксч=	1					
				20175-01					
ПС 110/35/10 кВ «Каликинская»									
				36638-07		Шлюз Е-422GSM			
30	ВЛ 35 кВ «Каликино – Родниковка»	ТТ	КТ=	0.5	А	ТФЗМ-35Б-ІУ1	21000	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	300/5	В	-			
				3689-73	С	ТФЗМ-35Б-ІУ1			
		ТН	КТ=	0.5	А	ЗНОМ-35-65			
			КТН=	35000:√3/100:√3	В	ЗНОМ-35-65			
				912-05	С	ЗНОМ-35-65			
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	СЭТ-4ТМ.03.01				
			Ксч=	1					
				27524-04					

Продолжение таблицы 2

1	2	3			4		5	6	7
ПС 110/35/10 кВ «Пономарёвская»									
				36638-07		Шлюз E-422GSM			
31	ВЛ 35 кВ «Пономарёвка – Родниковка»	ТТ	КТ=	0.5	A	ТОЛ-35Б-ПУ1	21000	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	300/5	B	-			
				21256-03	C	ТОЛ-35Б-ПУ1			
		ТН	КТ=	0.5	A	ЗНОМ-35-65 У1			
			КТН=	35000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-35-65 У1			
				912-05	C	ЗНОМ-35-65 У1			
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	СЭТ-4ТМ.03.01				
			Ксч=	1					
				27524-04					
ПС 35/6 кВ "Графская"									
				36638-07		Шлюз E-422GSM			
32	Ввод 35 кВ ВЛ-35 кВ "Александровка-Графская"	ТТ	КТ=	0.5	A	ТФЗМ-35А-У1	10500	± 1,2% ± 2,3%	± 5,0% ± 2,5%
			КТТ=	150/5	B	-			
				26417-04	C	ТФЗМ-35А-У1			
		ТН	КТ=	0.5	A	ЗНОМ-35-65 У1			
			КТН=	35000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-35-65 У1			
				912-05	C	ЗНОМ-35-65 У1			
		Счетчик	КТ=	0.5S/0,5	СЭТ-4ТМ.02.2				
			Ксч=	1					
				20175-01					

Продолжение таблицы 2

1	2	3			4		5	6	7
ПС 110/35/6 кВ «Ново-Медведкинская»									
				36638-07		Шлюз E-422GSM			
33	ВЛ 110 кВ «Бузулукская – Сорочинская» Ввод 1	ТТ	КТ=	0.5	А	ТФЗМ-110Б-IVУ1	33000	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	150/5	В	ТФЗМ-110Б-IVУ1			
				26422-04	С	ТФЗМ-110Б-IVУ1			
		ТН	КТ=	0.2	А	НАМИ-110-УХЛ1			
			КТН=	110000:√3/100:√3	В	НАМИ-110-УХЛ1			
				24218-03	С	НАМИ-110-УХЛ1			
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	СЭТ-4ТМ.03.01				
			Ксч=	1					
	27524-04								
34	ВЛ 110 кВ «Бузулукская – Сорочинская» Ввод 2	ТТ	КТ=	0.5	А	ТФЗМ-110Б-IVУ1	33000	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	150/5	В	ТФЗМ-110Б-IVУ1			
				26422-04	С	ТФЗМ-110Б-IVУ1			
		ТН	КТ=	0.2	А	НАМИ-110-УХЛ1			
			КТН=	110000:√3/100:√3	В	НАМИ-110-УХЛ1			
				24218-03	С	НАМИ-110-УХЛ1			
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	СЭТ-4ТМ.03.01				
			Ксч=	1					
				27524-04					

Продолжение таблицы 2

1	2	3			4		5	6	7	
ПС 110/6 кВ "Толкаевская"										
				36638-07		Шлюз E-422GSM				
35	Ввод Т1 6кВ	ТТ	КТ=	0.5S	A	ТЛО-10-3		18000	± 1,1% ± 2,3%	± 2,8% ± 1,9%
			КТТ=	1500/5	B	ТЛО-10-3				
				25433-03	C	ТЛО-10-3				
		ТН	КТ=	0.5	A	НАМИТ-10-2				
			КТН=	6000/100	B					
				16687-07	C					
		Счетчик	КТ=	0.2S/0.5	СЭТ-4ТМ.03М					
			Ксч=	1						
				36697-08						
36	Ввод ТСН-1	ТТ	КТ=	0.5S	A	ТОП 0,66-150/5 У3		30	± 0,8% ± 1,9%	± 2,5% ± 1,8%
			КТТ=	150/5	B	ТОП 0,66-150/5 У3				
				15174-01	C	ТОП 0,66-150/5 У3				
		ТН	КТ=	ТН отсутствует						
			КТН=							
		Счетчик	КТ=	0.2S/0.5	СЭТ-4ТМ.03М.08					
			Ксч=	1						
				36697-08						
37	Ввод Т2 6кВ	ТТ	КТ=	0.5S	A	ТЛО-10-3		18000	± 1,1% ± 2,3%	± 2,8% ± 1,9%
			КТТ=	1500/5	B	ТЛО-10-3				
				25433-03	C	ТЛО-10-3				
		ТН	КТ=	0.5	A	НАМИТ-10-2				
			КТН=	6000/100	B					
				16687-07	C					
		Счетчик	КТ=	0.2S/0.5	СЭТ-4ТМ.03М					
			Ксч=	1						
				36697-08						

Продолжение таблицы 2

1	2	3			4		5	6	7
38	Ввод ТСН-2	ТТ	КТ=	0.5S	A	ТОП 0,66-150/5 У3	30	± 0,8% ± 1,9%	± 2,5% ± 1,8%
			КТТ=	150/5	B	ТОП 0,66-150/5 У3			
				15174-01	C	ТОП 0,66-150/5 У3			
		ТН	КТ=	ТН отсутствует					
			КТН=						
		Счетчик	КТ=	0.2S/0.5	СЭТ-4ТМ.03М.08				
			Ксч=	1					
				36697-08					
ПС 110/35/6 кВ "Росташинская"									
				36638-07		Шлюз E-422GSM			
39	Ввод ВЛ 110 кВ "Соро- чинск - Росташинск"	ТТ	КТ=	0.5	A	ТФЗМ-110Б-IVУ1	132000	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	600/5	B	ТФЗМ-110Б-IVУ1			
				2793-71	C	ТФЗМ-110Б-IVУ1			
		ТН	КТ=	0.5	A	НКФ-110-83У1			
			КТН=	110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-83У1			
				1188-84	C	НКФ-110-83У1			
		Счетчик	КТ=	0.5S/1	EA05RL-B-4				
			Ксч=	1					
				16666-07					
40	Ввод ВЛ 110 кВ "Бузу- лук- Росташинск"	ТТ	КТ=	0.5	A	ТФЗМ-110Б-IУ1	132000	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=	600/5	B	ТФЗМ-110Б-IУ1			
				2793-71	C	ТФЗМ-110Б-IУ1			
		ТН	КТ=	0.5	A	НКФ-110-83У1			
			КТН=	110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-83У1			
				1188-84	C	НКФ-110-83У1			
		Счет- чик	КТ=	0.5S/1	EA05RL-B-4				
			Ксч=	1					

Примечания:

1. В графе 7 таблицы 2 «Основная погрешность ИК, \pm %» приведены границы погрешности измерений электрической энергии и мощности при доверительной вероятности $P=0,95$; $\cos\varphi=0,87$ ($\sin\varphi=0,5$) и токе ТТ, равном $I_{\text{ном}}$.

2. В графе 8 таблицы 2 «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, \pm %» приведены границы погрешности измерений электрической энергии и мощности посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$; $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$) и токе ТТ, равном 10 % от $I_{\text{ном}}$.

4. Нормальные условия эксплуатации:

– параметры сети: диапазон напряжения $(0,98 \div 1,02)U_{\text{ном}}$; диапазон силы тока $(1,0 \div 1,2)I_{\text{ном}}$; коэффициент мощности $\cos\varphi=0,9$ инд.

– температура окружающего воздуха (для счетчиков электрической энергии): от 21°C до 25°C ; УСПД – от 15°C до 25°C ;

– магнитная индукция внешнего происхождения – 0 мТл;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (750 ± 30) мм рт.ст.

5. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 \div 1,1)U_{\text{ном1}}$; диапазон силы первичного тока $(0,01 \div 1,2)I_{\text{ном1}}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 \div 1,0$ ($0,6 \div 0,87$); частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;

– температура окружающего воздуха от -30°C до 35°C ;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (750 ± 30) мм рт.ст.

Для счетчиков электрической энергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 \div 1,1)U_{\text{ном2}}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 \div 1,2)I_{\text{ном2}}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 \div 1,0$ ($0,6 \div 0,87$); частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;

– магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;

– температура окружающего воздуха от 15°C до 30°C ;

– относительная влажность воздуха $(40 \div 60)$ %;

– атмосферное давление (750 ± 30) мм рт. ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

– температура окружающего воздуха от 15°C до 30°C ;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (750 ± 30) мм рт.ст.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на однотипные с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть» как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени в АИИС КУЭ ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть» ± 5 с.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений интервалов времени в АИИС КУЭ ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть» ± 5 с/сут.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится в левой верхней части титульных листов эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную ком-

мерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть» приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть»

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Измерительный трансформатор тока типа	GIF 40.5	4
Измерительный трансформатор тока типа	T-0,66	17
Измерительный трансформатор тока типа	ТВЛМ-10	2
Измерительный трансформатор тока типа	ТЛК-10-5У3	2
Измерительный трансформатор тока типа	ТЛК-10-6	2
Измерительный трансформатор тока типа	ТЛМ-10	4
Измерительный трансформатор тока типа	ТЛО-10-3	6
Измерительный трансформатор тока типа	ТОЛ-10-I	2
Измерительный трансформатор тока типа	ТОЛ-35Б-ПУ1	2
Измерительный трансформатор тока типа	ТОЛ-СЭЩ-10	4
Измерительный трансформатор тока типа	ТОП 0,66	9
Измерительный трансформатор тока типа	ТПЛМ-10	4
Измерительный трансформатор тока типа	ТФЗМ-110Б	12
Измерительный трансформатор тока типа	ТФЗМ-35А-У1	8
Измерительный трансформатор тока типа	ТФЗМ-35Б-I	4
Измерительный трансформатор тока типа	ТФМ-110	12
Измерительный трансформатор тока типа	ТФН-35М	2
Измерительный трансформатор тока типа	ТФНД-110М	3
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	3
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	24
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-10-95	2
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-10-У2	1
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-110-УХЛ1	9
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-35УХЛ	1
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-110-57У1	6
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-110-83У1	6
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-110-II У1	6
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	2

Продолжение таблицы 3

1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный типа	СЭТ-4ТМ.03М	5
Счетчик электрической энергии многофункциональный типа	ЕвроАльфа	18
Счетчик электрической энергии многофункциональный типа	СЭТ-4ТМ.02.2	7
Счетчик электрической энергии многофункциональный типа	СЭТ-4ТМ.03	10
Устройство для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	Шлюз E-422.GSM	16
Комплекс аппаратно-программный для автоматизации учета энергоресурсов	"ТЕЛЕСКОП+"	1
Радиосервер точного времени	РСТВ-01-01	1
Руководство по эксплуатации		1
Методика поверки		1

Поверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть», АИИС КУЭ ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть». Методика поверки». ЕМНК.466454.300-950.МП

– трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35 ... 330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

– трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

– счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.02 – в соответствии с документом «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИГЛШ.411152.087РЭ1», раздел «Методика поверки». Методика поверки согласована ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ;

– счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИГЛШ.411152.145 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;

– счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИГЛШ.411152.124РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;

– счетчиков электрической энергии ЕвроАльфа – в соответствии с документом «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки», согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.;

Рекомендуемые средства поверки:

– переносной компьютер с программным обеспечением и оптический преобразователь для работы со счетчиками электрической энергии и с программным обеспечением для работы с радиочасами РЧ-011;

– мультиметры Ресурс-ПЭ – 2 шт.;

– радиочасы РЧ-011/2.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электрической энергии приведена в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть и отдельных измерительных комплексов». № ФР.1.34.2011.10622 в Федеральном реестре методик измерений

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть»

1. Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть» – АИИС КУЭ ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть».

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

3. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть» - АИИС КУЭ ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть». Методика поверки. ЕМНК.-466454.300-950.МП

Изготовитель

ЗАО «Метростандарт»

117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, д.65, стр.1.

Телефон: (495) 745-21-70; Факс (495) 705-97-50; Сайт: www.metrostandart.ru

Заявитель

ЗАО «Метростандарт»

117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, д.65, стр.1.

Телефон: (495) 745-21-70; Факс (495) 705-97-50; Сайт: www.metrostandart.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное государственное учреждение «Пензенский центр стандартизации, метрологии и сертификации» (ФГУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; www.penzacsm.ru

Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: pcsm@sura.ru

Аттестат аккредитации: ГЦИ СИ ФГУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30033-10.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р.Петросян

М.П.

«___» _____ 2011 г.