

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1014 от 25.05.2018 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Приморская ГРЭС» филиала «ЛуТЭК» АО «ДГК»

**Назначение средства измерений**

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Приморская ГРЭС» филиала «ЛуТЭК» АО «ДГК» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения 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 - измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, установленные на объектах АИИС КУЭ.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, который включает в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер, обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на выход УСПД уровня ИВКЭ, где осуществляется хранение измерительной информации, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на Сервер сбора данных уровня ИВК, находящийся в АО «ДГК» г. Хабаровска.

Дальнейшая передача информации в ИАСУ КУ АО «АТС» и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP\IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и других в соответствии с приложением 11.1.1 «ФОРМАТ И РЕГЛАМЕНТ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ, СОСТОЯНИЙ СРЕДСТВ И ОБЪЕКТОВ ИЗМЕРЕНИЙ В АО «АТС», АО «СО ЕЭС» И СМЕЖНЫМ СУБЪЕКТАМ» к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ) на уровне ИВКЭ, созданной на основе ГЛОНАСС/GPS приемника, встроенного в УСПД. СОЕВ предназначено для измерения (формирования, счета) текущих значений даты и времени (с коррекцией времени, осуществляющейся по сигналам спутников глобальной системы позиционирования - ГЛОНАСС/GPS). Источником сигналов точного времени является встроенный в УСПД ГЛОНАСС/GPS-приёмник, сличение постоянно, рассинхронизация при наличии связи со спутником не более  $\pm 1$  мс.

УСПД осуществляет коррекцию времени сервера ИВК и счетчиков. Сличение времени счетчиков со временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков и УСПД более чем  $\pm 2$  с.

При длительном нарушении работы канала связи между УСПД и счетчиками на длительный срок, время счетчиков корректируется от переносного инженерного пульта. При снятии данных с помощью инженерного пульта через оптический порт счётчика производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счётчика.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и контроллера 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) ТЕЛЕСКОП+, с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТЕЛЕСКОП+
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО: - сервер сбора данных SERVER_MZ4.dll - АРМ Энергетика ASCUE_MZ4.dll	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты - высокий, в соответствии с Р 50.2.077-2014.

## Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 - Состав и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Состав ИК АИИС КУЭ					УСПД	Метрологические характеристики	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ( $\pm\delta$ ), %					
		Вид СИ, класс точности , коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №)	Обозначение, тип			Ктн · Ктн · Ксч								
1	2	3	4	5	6	7	8	9						
1	Приморская ГРЭС, ТГ-1	Кт = 0,2S Ктн = 8000/5 № 21255-08	A	ТШЛ-20-1 УХЛ2	ARIS MT200-D100-TE-СТМ-RZA2 per. № 53992-13	160000	активная реактивная	0,8 1,6	2,2 2,0					
			B	ТШЛ-20-1 УХЛ2										
			C	ТШЛ-20-1 УХЛ2										
		Кт = 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 № 1593-70	A	ЗНОМ-15-63 У2										
			B	ЗНОМ-15-63 У2										
			C	ЗНОМ-15-63 У2										
		Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М											
			A	ТШЛ-20-1 УХЛ2										
			B	ТШЛ-20Б										
2	Приморская ГРЭС, ТГ-2	Кт = 0,2S; 0,5 Ктн = 8000/5 № 21255-08; 36053-07	C	ТШЛ-20-1 УХЛ2										
			A	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2				1,1 2,3	5,5 2,8					
			B	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2										
		Кт = 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 № 35956-07	C	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2										
			СЭТ-4ТМ.03М											
			A	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2										

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4			5	6	7	8	9					
			A	ТШЛ-20-1 УХЛ2											
			B	ТШЛ-20-1 УХЛ2											
			C	ТШЛ-20-1 УХЛ2											
3	Приморская ГРЭС, ТГ-3	Кт = 0,2S КТТ = 8000/5 № 21255-08	A	ТШЛ-20-1 УХЛ2		ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 пер. № 53992-13	160000	активная реактивная	0,8 1,6	2,2 2,0					
			B	ТШЛ-20-1 УХЛ2											
			C	ТШЛ-20-1 УХЛ2											
4	Приморская ГРЭС, ТГ-4	Кт = 0,5 КТН = 10000:√3/100:√3 № 35956-07	A	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2		ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 пер. № 53992-13	160000	активная реактивная	0,8 1,6	2,2 2,0					
			B	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2											
			C	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2											
5	Приморская ГРЭС, ТГ-5	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 пер. № 53992-13	315000	активная реактивная	0,5 1,1	1,9 1,9					
			СЭТ-4ТМ.03М												
			СЭТ-4ТМ.03М												
			A	ТШЛ-20-1 УХЛ2											
			B	ТШЛ-20-1 УХЛ2											
			C	ТШЛ-20-1 УХЛ2											
			A	ЗНОЛ.06-15У3											
			B	ЗНОЛ.06-15У3											
			C	ЗНОЛ.06-15У3											
			A	ЗНОЛ.06-15У3											
			B	ЗНОЛ.06-15У3											
			C	ЗНОЛ.06-15У3											
			СЭТ-4ТМ.03М												
			СЭТ-4ТМ.03М												

## Продолжение таблицы 2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4			5	6	7	8	9					
9	Приморская ГРЭС, ТГ-9 ячейка 5, аппаратные зажимы вводов 500кВ трансформатор 9Т	Кт = 0,2 КТТ = 10000/5 № 8771-09	A	ТШ-20 УХЛ3		ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 per. № 53992-13	315000	активная реактивная	0,8 1,6	2,4 1,9					
			B	ТШ-20 УХЛ3											
			C	ТШ-20 УХЛ3											
10	Приморская ГРЭС, ОРУ-500кВ, ячейка 5, аппаратные зажимы вводов 500кВ трансформатор 9Т	Кт = 0,5 КТН = 15750:√3/100:√3 № 1593-70	A	3НОМ-15-63 У2		ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 per. № 53992-13	5000000	активная реактивная	0,8 1,6	2,2 2,0					
			B	3НОМ-15-63 У2											
			C	3НОМ-15-63 У2											
	Счетчик ТН-2	Счетчик ТН-1	Счетчик ТН	ТГ	Счетчик ТН	ТГ	СЭТ-4ТМ.03М								
							СЭТ-4ТМ.03М.16								

## Продолжение таблицы 2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4			5	6	7	8	9				
13	Приморская ГРЭС, ОРУ 220 кВ, яч.№8, ВЛ 220 кВ ЛугТЭК - Губерово/т	Приморская ГРЭС, ОРУ 220 кВ, яч.№2 ВЛ 220 кВ ЛугТЭК - Розенгартовка/т	Кт = 0,2S КТт = 600/5 № 19720-06	A	ТВ-220-I-1 У2	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 пер. № 53992-13	264000	активная реактивная	0,8 1,6	2,2 2,0				
				B	ТВ-220-I-1 У2									
				C	ТВ-220-I-1 У2									
			Кт = 0,5 КТн = 220000:√3/100:√3 № 14626-06	A	НКФ-220-58									
				B	НКФ-220-58									
				C	НКФ-220-58									
			Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М										
				Кт = 0,2S КТт = 600/5 № 19720-06	A	ТВ-220-I-1 У2								
					B	ТВ-220-I-1 У2								
					C	ТВ-220-I-1 У2								
14	Приморская ГРЭС, ОРУ 220 кВ, яч.№1, ВЛ 220 кВ ЛугТЭК - Бикин/т	Приморская ГРЭС, ОРУ 220 кВ, яч.№1, ВЛ 220 кВ ЛугТЭК - Бикин/т	Кт = 0,5 КТн = 220000:√3/100:√3 № 14626-06	A	НКФ-220-58									
				B	НКФ-220-58									
				C	НКФ-220-58									
			Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М										
				Кт = 0,2S КТт = 1000/5 № 25477-08	A	GSR								
					B	GSR								
					C	GSR								
			Кт = 0,5 КТн = 220000:√3/100:√3 № 20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1									
				B	НАМИ-220 УХЛ1									
				C	НАМИ-220 УХЛ1									
			Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М										
				440000										

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16	Приморская ГРЭС, ОРУ 220 кВ, яч.№6, ВЛ 220 кВ ЛугТЭК - Лесозаводск с отпайкой на Иман	K <sub>T</sub> = 0,2S K <sub>TT</sub> = 1000/5 № 25477-08	A GSR B GSR C GSR				0,8	2,2
17	Приморская ГРЭС, ОРУ 220кВ, яч.3, ОМВ-220 кВ	K <sub>T</sub> = 0,5 K <sub>TH</sub> = 220000:√3/100:√3 № 20344-05	A НАМИ-220 УХЛ1 B НАМИ-220 УХЛ1 C НАМИ-220 УХЛ1				1,6	2,0
18	Приморская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.14, ВЛ 110 кВ «ЛугТЭК - Бикин»	K <sub>T</sub> = 0,2S/0,5 K <sub>СЧ</sub> = 1 № 36697-12		CЭТ-4ТМ.03М				
		K <sub>T</sub> = 0,2S K <sub>TT</sub> = 1000/5 № 19720-06	A TB-220-I-1 У2 B TB-220-I-1 У2 C TB-220-I-1 У2					
		K <sub>T</sub> = 0,5 K <sub>TH</sub> = 220000:√3/100:√3 № 20344-05	A НАМИ-220 УХЛ1 B НАМИ-220 УХЛ1 C НАМИ-220 УХЛ1					
		K <sub>T</sub> = 0,2S/0,5 K <sub>СЧ</sub> = 1 № 36697-12		CЭТ-4ТМ.03М				
		K <sub>T</sub> = 0,5 K <sub>TT</sub> = 1000/5 № 29255-13	A TB-110 B TB-110 C TB-110					
		K <sub>T</sub> = 0,5 K <sub>TH</sub> = 110000:√3/100:√3 № 24218-13	A НАМИ-110 УХЛ1 B НАМИ-110 УХЛ1 C НАМИ-110 УХЛ1					
		K <sub>T</sub> = 0,2S/0,5 K <sub>СЧ</sub> = 1 № 36697-12		CЭТ-4ТМ.03М				
					440000			
						активная реактивная		
							0,8	2,2
							1,6	2,0
							1,1	5,5
							2,3	2,8

ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2  
рег. № 53992-13

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4			5	6	7	8	9			
Счетчик	ТН	ТГ	Счетчик	ТН	ТГ	Счетчик	ТН	ТГ	Активная реактивная	Активная реактивная			
А	Б	В	Г										
19	Приморская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.4, ВЛ 110 кВ «ЛугТЭК - Разрез- Надаровская-Ласточка тяг.»	Приморская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.8, ВЛ 110 кВ «ЛугТЭК - Лучегорск - Насосная 2-ая»	Кт = 0,5 Ктт = 1000/5 № 29255-13	A	ТВ-110	Кт = 0,5 Ктн = 110000:√3/100:√3 № 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1	активная реактивная	1,1 2,3			
				B	ТВ-110		B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	ТВ-110		C	НАМИ-110 УХЛ1					
20	Приморская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.4, ВЛ 110 кВ «ЛугТЭК - Разрез- Надаровская-Ласточка тяг.»	Приморская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.8, ВЛ 110 кВ «ЛугТЭК - Лучегорск - Насосная 2-ая»	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			Кт = 0,5 Ктт = 1000/5 № 29255-13	A	ТВ-110	активная реактивная	5,5 2,8		
				СЭТ-4ТМ.03М				B	ТВ-110				
				СЭТ-4ТМ.03М				C	ТВ-110				
21	Приморская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.4, ВЛ 110 кВ «ЛугТЭК - Разрез- Надаровская-Ласточка тяг.»	Приморская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.8, ВЛ 110 кВ «ЛугТЭК - Лучегорск - Насосная 1-ая»	Кт = 0,5 Ктт = 1000/5 № 29255-13	A	ТВ-110	Кт = 0,5 Ктн = 110000:√3/100:√3 № 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1	активная реактивная	1,1 2,3			
				B	ТВ-110		B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	ТВ-110		C	НАМИ-110 УХЛ1					
			Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			Кт = 0,5 Ктт = 1000/5 № 29255-13	A	ТВ-110	активная реактивная	5,5 2,8		
				СЭТ-4ТМ.03М				B	ТВ-110				
				СЭТ-4ТМ.03М				C	ТВ-110				
				СЭТ-4ТМ.03М			220000			220000			
											ARIS MT200-D100-TE-СТМ-RZA2 рер. № 53992-13		

### Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22	Приморская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.2, ВЛ 110 кВ «ЛугТЭК - Разрез- Надаровская-Игнатьевка»	Кт = 0,5 КТТ = 1000/5 № 29255-13  Кт = 0,5 КТН = 110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ № 24218-13  Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A TB-110 B TB-110 C TB-110  A НАМИ-110 УХЛ1 B НАМИ-110 УХЛ1 C НАМИ-110 УХЛ1  СЭТ-4ТМ.03М			активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8
23	Приморская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.9, ОМВ 110 кВ	Кт = 0,5 КТТ = 1000/5 № 29255-13  Кт = 0,5 КТН = 110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ № 24218-13  Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A TB-110 B TB-110 C TB-110  A НАМИ-110 УХЛ1 B НАМИ-110 УХЛ1 C НАМИ-110 УХЛ1  СЭТ-4ТМ.03М	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рер. № 53992-13		активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8
24	Приморская ГРЭС, РУСН-6кВ, секция 7А, яч.359, КЛ 6кВ к ТЧН 107Т	Кт = 0,5 КТТ = 400/5 № 2473-05  Кт = 0,5 КТН = 6000/100 № 20186-05  Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A ТЛМ-10 B - C ТЛМ-10  A НАМИ-10-95 УХЛ2 B C  СЭТ-4ТМ.03М		4800	активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	Приморская ГРЭС, РУСН-6кВ, секция 7Б, яч.330, КЛ-6кВ к ТСН 108Т	Кт = 0,5 КТТ = 400/5 № 2473-05	A ТЛМ-10 B - C ТЛМ-10	НАМИ-10-95 УХЛ2	4800	активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8
26	Приморская ГРЭС, РУСН-6кВ, секция 8Б, яч.421, КЛ-6кВ к ТСН явного резерва	Кт = 0,5 КТН = 6000/100 № 20186-05	A B C					
27	Приморская ГРЭС, ОРУ 220 кВ, яч.№10, ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - НПС-38	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	Счетчик ТН ТТ	Счетчик ТН ТТ	Счетчик ТН ТТ	СЭТ-4ТМ.03М	440000 активная реактивная	4,8 2,7
		Кт = 0,5 КТН = 6000/100 № 20186-05	A B C	ТОЛ-СЭЩ-10 У2 - ТОЛ-СЭЩ-10 У2	440000 активная реактивная	1,1 2,3	0,8 1,6	2,2 2,0
		Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A B C	НАМИ-10-95 УХЛ2 СЭТ-4ТМ.03М				
		Кт = 0,2S КТТ = 1000/5 № 20951-08	A B C	SB 0.8 SB 0.8 SB 0.8	440000 активная реактивная	1,1 2,3	0,8 1,6	2,2 2,0
		Кт = 0,5 КТН = 220000:√3/100:√3 № 20344-05	A B C	НАМИ-220 УХЛ1 НАМИ-220 УХЛ1 НАМИ-220 УХЛ1				
		Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A B C	СЭТ-4ТМ.03М				
					ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 per. № 53992-13			

## Продолжение таблицы 2

1	2	3	4			5	6	7	8	9		
28	Насосная осветленной воды (НОВ) Приморской ГРЭС, КРУ-6 кВ, яч.6, КЛ-6кВ Ф-1 НОВ	Приморская ГРЭС, ОРУ 220 кВ, яч.№12, ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - НПС-36	Кт = 0,2S Ктт = 1000/5 № 20951-08		A	SB 0.8						
					B	SB 0.8						
					C	SB 0.8						
29	Счетчик	ТН	ТГ	Счетчик	ТН-2	ТН-1	ТГ	Кт = 0,2 Ктн = 220000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ № 23743-02				
					A	DFK 245						
					B	DFK 245						
					C	DFK 245						
			Кт = 0,5 Ктн = 220000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ № 20344-05		A	НАМИ-220 УХЛ1						
					B	НАМИ-220 УХЛ1						
					C	НАМИ-220 УХЛ1						
			Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12		СЭТ-4ТМ.03М							
			Кт = 0,5S Ктт = 400/5 № 32139-06		A	ТОЛ-СЭЩ-10-11 У2						
					B	-						
			Кт = 0,5 Ктн = 6000/100 № 20186-05		C	ТОЛ-СЭЩ-10-11 У2						
			Кт = 0,5 Ктн = 6000/100 № 20186-05		A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
					B							
					C							
			Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12		СЭТ-4ТМ.03М							

### Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9				
30	Насосная освещенность воды (НОВ) Приморской ГРЭС, КРУ-6 кВ, яч.11, КЛ-6кВ Ф-2 НОВ	Кт = 0,5S КтТ = 400/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10-11 У2	5	7	8	9				
			B	-								
			C	ТОЛ-СЭЩ-10-11 У2								
31	Насосная наполнения водохранилища (ННВ) Приморской ГРЭС, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4кВ ННВ	Кт = 0,5 КтТ = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	6	7	8	9				
			B									
			C									
32	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		7	8	9				
				СЭТ-4ТМ.03М.08								
				СЭТ-4ТМ.03М								
33	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,5 КтТ = 1000/5 № 9504-84	A	ТШ-0,66	7	8	9				
				B	ТШ-0,66							
				C	ТШ-0,66							
34	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
35	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
36	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
37	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
38	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
39	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
40	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
41	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
42	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
43	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
44	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
45	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
46	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
47	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
48	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
49	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
50	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
51	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
52	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
53	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
54	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
55	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
56	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
57	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
58	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
59	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
60	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
61	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
62	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
63	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
64	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
65	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-	7	8	9				
				B								
				C								
66	Счетчик ТН	Счетчик ТГ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	A	-							

Примечания

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая).

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для  $0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ ,  $\cos\phi = 0,5$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 35 °C.

4 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001 счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов 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. Допускается замена УСПД на аналогичный утвержденного типа. 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 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности $\cos\phi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87  от +21 до +25  от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк.
диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД	от -60 до +40 от -40 до +60 от 0 до +40
магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2
УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	88000 24
Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	35000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
ИВКЭ: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
  - попытка несанкционированного доступа;
  - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
  - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
  - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
  - перерывы питания

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
  - пароль на счетчике;
  - пароль на УСПД;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
  - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

**Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИС КУЭ) СП «Приморская ГРЭС» филиала «ЛуТЭК» АО «ДГК» типографским способом.

**Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Рег. №	Количество
Трансформаторы тока	GSR	25477-08	15 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-220-1	19720-06	9 шт.
Трансформаторы тока	SB 0.8	20951-08	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-110	29255-13	18 шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ-20-1	21255-08	23 шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ-20Б	36053-07	1 шт.
Трансформаторы тока	ТШ-20	8771-09	3 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2473-05	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-11	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-06	4 шт.
Трансформаторы тока	ТШ-0,66	9504-84	3 шт.
Трансформаторы напряжения	СРВ 550	15853-06	3 шт.
Трансформаторы напряжения	DFK 525	23743-02	3 шт.
Трансформаторы напряжения	DFK 245	23743-02	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-220	14626-06	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220	20344-05	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110	24218-13	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	1593-70	15 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	35956-07	9 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3344-08	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	24218-13	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-05	2 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	31 шт.
Контроллеры многофункциональные	ARIS MT200	53992-13	1 шт.
Программное обеспечение	ТЕЛЕСКОП+	-	1 шт.
Методика поверки	МП 206.1-197-2017	-	1 экз.
Формуляр	РЭП.411711.0247-17.ФО	-	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-197-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Приморская ГРЭС» филиала «ЛутЭК» АО «ДГК». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 04.10.2017 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...35 $\sqrt{3}$  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, МИ 2982-2006 ГСИ. Трансформаторы напряжения измерительные 500 $\sqrt{3}$ ...750 $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации;
- 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;
- для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Методика поверки. ИЛГШ.411152.145РЭ1», утвержденным ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;
- для УСПД ARIS MT200 - по документу ПБКМ.424359.005 РЭ «Контроллеры многофункциональные ARIS MT200. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 13.05.2013 г.;

– радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), рег. № 27008-04;

– термогигрометр 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**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Приморская ГРЭС» филиала «ЛуТЭК» АО «ДГК», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Приморская ГРЭС» филиала «ЛуТЭК» АО «ДГК»**

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 «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК»)

ИНН 1434031363

Адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, 49

Телефон: +7 (4212) 30-49-14, факс: +7 (4212) 26-43-87

Web-сайт: [www.dvgk.ru](http://www.dvgk.ru); E-mail: [dgk@dvgk.rao-esv.ru](mailto:dgk@dvgk.rao-esv.ru)

#### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «РусЭнергоПром» (ООО «РусЭнергоПром»)  
ИНН 7725766980

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9

Телефон/факс: +7 (499) 753-06-78

E-mail: [info@rusenprom.ru](mailto:info@rusenprom.ru)

#### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон: +7 (495) 437-55-77; факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru); E-mail: [office@vniims.ru](mailto: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

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » 2018 г.