

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Майская ГРЭС» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Майская ГРЭС» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК» предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную трехуровневую 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 по сигналам единого календарного времени, которые передаются со спутников глобальной системы позиционирования - ГЛОНАСС/GPS). Источником сигналов единого календарного времени является встроенный в УСПД ГЛОНАСС/GPS-приёмник, сличение постоянно, рассинхронизация при наличии связи со спутником не более ± 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 ± 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.

Погрешность системного времени АИИС КУЭ не превышает $\pm 5,0$ с.

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 корректровке.

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
1	2
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

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО.

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

Канал измерений		Состав измерительного канала					К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{Сч}	ИВКЭ	Метрологические характеристики			
№№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности , коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (Рег. №)		Обозначение, тип		Заводской номер			Вид энергии	Основная погрешность ИК (±δ), %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %	
1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
1	Турбогенератор ТГ-1	ТТ	К _Т = 0,5S		A	ТОЛ-10-I-2 У2	22651	20000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1
			К _{ТТ} = 1000/5		B	ТОЛ-10-I-2 У2	23320					
			№ 15128-07		C	ТОЛ-10-I-2 У2	22649					
		ТН	К _Т = 0,5		A	НТМИ-10-66	714					
			К _{ТН} = 10000/100		B							
			№ 831-69		C							
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0		СЭТ-4ТМ.03М.01		0811090321					
			К _{Сч} = 1									
			№ 36697-08									
2	Турбогенератор ТГ-3	ТТ	К _Т = 0,5S		A	ТПОЛ-10 У3	10078	9000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1
			К _{ТТ} = 1500/5		B	ТПОЛ-10 У3	10808					
			№ 1261-08		C	ТПОЛ-10 У3	9839					
		ТН	К _Т = 0,5		A	НТМИ-6	739					
			К _{ТН} = 3000/100		B							
			№ 380-49		C							
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0		СЭТ-4ТМ.03М.01		0811090487					
			К _{Сч} = 1									
			№ 36697-08									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10				
3	Турбогенератор ТГ-4	ТГ	К _Т = 0,5S	A	ТЛО-10-3 У2	13039	20000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1				
			К _{ТТ} = 1000/5	B	ТЛО-10-3 У2	13038									
			№ 25433-08	C	ТЛО-10-3 У2	13023									
		ТН	К _Т = 0,5	A	НОМ-10	229						Реактивная	2,5	3,9	
			К _{ТН} = 10000/100	B	НОМ-10	856									
			№ 363-49	C	НОМ-10	1885									
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03М.01		0804100083									
			Ксч =1												
			№ 36697-08												
4	Турбогенератор ТГ-6	ТГ	К _Т = 0,5S	A	ТПОЛ-10 У3	10448	20000			Активная	1,2	5,1			
			К _{ТТ} = 1000/5	B	ТПОЛ-10 У3	10456									
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 У3	10455									
		ТН	К _Т = 0,5	A	НТМИ-10-66	1745							Реактивная	2,5	4,2
			К _{ТН} = 10000/100	B											
			№ 831-69	C											
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109054136									
			Ксч =1												
			№ 27524-04												
5	Турбогенератор ТГ-7	ТГ	К _Т = 0,5S	A	ТПОЛ-10 У3	10446	20000			Активная	1,2	5,1			
			К _{ТТ} = 1000/5	B	ТПОЛ-10 У3	10457									
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 У3	10444									
		ТН	К _Т = 0,5	A	НТМИ-10-66	6686							Реактивная	2,5	4,2
			К _{ТН} = 10000/100	B											
			№ 831-69	C											
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109056210									
			Ксч =1												
			№ 27524-04												

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
6	Турбогенератор ТГ-8	ТГ	К _Т = 0,5S	A	ТОЛ-10-I-2 У2	22743	20000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1	
			К _{ТТ} = 1000/5	B	ТОЛ-10-I-2 У2	22713						
			№ 15128-07	C	ТОЛ-10-I-2 У2	23318						
		ТН	К _Т = 0,5	A	НТМИ-10-66	7763			20000	Активная	1,2	5,1
			К _{ТН} = 10000/100	B								
			№ 831-69	C								
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055067			20000	Активная	1,2	5,1
			Ксч =1									
			№ 27524-04									
7	Турбогенератор ТГ-9	ТГ	К _Т = 0,5	A	ТПОЛ-10	05068	200000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,7	
			К _{ТТ} = 1000/5	B	ТПОЛ-10	30005						
			№ 1261-59	C	ТПОЛ-10	21944						
		ТН	К _Т = 0,5	A	НТМИ-10-66	2776			200000	Активная	1,2	5,7
			К _{ТН} = 10000/100	B								
			№ 831-69	C								
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0108052153			200000	Активная	1,2	5,7
			Ксч =1									
			№ 27524-04									
8	ВЛ-35 кВ «Майская ГРЭС - ПС РП-1 - Южная» (Т5Ф)	ТГ	К _Т = 0,5S	A	ТВ-ЭК-35-1 ХЛ2	3059	28000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1	
			К _{ТТ} = 400/5	B	ТВ-ЭК-35-1 ХЛ2	3063						
			№ 39966-10	C	ТВ-ЭК-35-1 ХЛ2	3064						
		ТН	К _Т = 0,5	A	ЗНОМ-35-65 У1	1412280			28000	Активная	1,2	5,1
			К _{ТН} = 35000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-35-65 У1	1412274						
			№ 912-70	C	ЗНОМ-35-65 У1	1412279						
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055101			28000	Активная	1,2	5,1
			Ксч =1									
			№ 27524-04									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10				
9	ВЛ-35 кВ «Майская ГРЭС - ПС РП-1 - РП-4» (Т4Ф)	ТТ	К _Т = 0,5S	A	ТВ-ЭК-35-1 ХЛ2	3056	28000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1				
			К _{ТТ} = 400/5	B	ТВ-ЭК-35-1 ХЛ2	3057						Реактивная	2,5	4,2	
			№ 39966-10	C	ТВ-ЭК-35-1 ХЛ2	3058									
		ТН	К _Т = 0,5	A	ЗНОМ-35-65 У1	1412057									
			К _{ТН} = 35000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-35-65 У1	1271751									
			№ 912-70	C	ЗНОМ-35-65 У1	1465255									
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109054245									
			Ксч =1												
			№ 27524-04												
10	ВЛ-35 кВ «Майская ГРЭС- ПС Капитуль Тишкино» (Т3Ф)	ТТ	К _Т = 0,5S	A	ТВ-ЭК-35-1 ХЛ2	3060	28000		ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1			
			К _{ТТ} = 400/5	B	ТВ-ЭК-35-1 ХЛ2	3061							Реактивная	2,5	4,2
			№ 39966-10	C	ТВ-ЭК-35-1 ХЛ2	3062									
		ТН	К _Т = 0,5	A	ЗНОМ-35-65 У1	1412280									
			К _{ТН} = 35000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-35-65 У1	1412274									
			№ 912-70	C	ЗНОМ-35-65 У1	1412279									
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109054055									
			Ксч =1												
			№ 27524-04												
11	ВЛ-35 кВ «Майская ГРЭС - ПС Эгге - Центральная» (Т2Ф)	ТТ	К _Т = 0,5S	A	ТВ-35-VI ХЛ2	3428	28000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13		Активная	1,2	5,1			
			К _{ТТ} = 400/5	B	ТВ-35-VI ХЛ2	3429							Реактивная	2,5	4,2
			№ 46101-10	C	ТВ-35-VI ХЛ2	3430									
		ТН	К _Т = 0,5	A	ЗНОМ-35-65 У1	1412057									
			К _{ТН} = 35000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-35-65 У1	1271751									
			№ 912-70	C	ЗНОМ-35-65 У1	1465255									
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109054105									
			Ксч =1												
			№ 27524-04												

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10				
12	ВЛ-35 кВ Майская ГРЭС - ПС "Эгге" (Т15Ф)	ТТ	К _Т = 0,5S	A	ТВ-35-VI ХЛ2	3726	28000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1				
			К _{ТТ} = 400/5	B	ТВ-35-VI ХЛ2	3727						Реактивная	2,5	4,2	
			№ 46101-10	C	ТВ-35-VI ХЛ2	3729									
		ТН	К _Т = 0,5	A	ЗНОМ-35-65 У1	1412280									
			К _{ТН} = 35000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-35-65 У1	1412274									
			№ 912-70	C	ЗНОМ-35-65 У1	1412279									
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0108052141									
			К _{сч} =1												
			№ 27524-04												
13	ВЛ-35 кВ Майская ГРЭС - ПС "Кислородная" (Т1Ф)	ТТ	К _Т = 0,5S	A	ТВ-35-VI ХЛ2	3425	28000		ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1			
			К _{ТТ} = 400/5	B	ТВ-35-VI ХЛ2	3426							Реактивная	2,5	4,2
			№ 46101-10	C	ТВ-35-VI ХЛ2	3427									
		ТН	К _Т = 0,5	A	ЗНОМ-35-65 У1	1412280									
			К _{ТН} = 35000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-35-65 У1	1412274									
			№ 912-70	C	ЗНОМ-35-65 У1	1412279									
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109054041									
			К _{сч} =1												
			№ 27524-04												
14	КЛ-10 кВ «Майская ГРЭС-ТП-30» (ДЗФ)	ТТ	К _Т = 0,5S	A	ТПОЛ-10 У3	10636	6000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13		Активная	1,2	5,1			
			К _{ТТ} = 300/5	B	-	-							Реактивная	2,5	4,2
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 У3	10729									
		ТН	К _Т = 0,5	A	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ2	1286571									
			К _{ТН} = 10000:√3/100:√3	B	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ2	1286573									
			№ 42661-09	C	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ2	1286569									
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0108054068									
			К _{сч} =1												
			№ 27524-04												

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10			
15	КЛ-10 кВ Д4Ф	ТТ	К _Т = 0,5S	A	ТОЛ-10-I-2 У2	22975	2000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1			
			К _{ТТ} = 100/5	B	ТОЛ-10-I-2 У2	22971								
			№ 15128-07	C	ТОЛ-10-I-2 У2	22913								
		ТН	К _Т = 0,5	A	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ2	1286571			2000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1	
			К _{ТН} = 10000:√3/100:√3	B	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ2	1286573								
			№ 42661-09	C	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ2	1286569								
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0108054089			2000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13	Реактивная	2,5	4,2	
			К _{сч} = 1											
			№ 27524-04											
16	КЛ-10 кВ Д6Ф	ТТ	К _Т = 0,5S	A	ТОЛ-10-I-2 У2	22980	2000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1			
			К _{ТТ} = 100/5	B	ТОЛ-10-I-2 У2	22974								
			№ 15128-07	C	ТОЛ-10-I-2 У2	22976								
		ТН	К _Т = 0,5	A	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ2	1286571			2000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1	
			К _{ТН} = 10000:√3/100:√3	B	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ2	1286573								
			№ 42661-09	C	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ2	1286569								
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109054227			2000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13	Реактивная	2,5	4,2	
			К _{сч} = 1											
			№ 27524-04											
17	КЛ-10 кВ Д7Ф	ТТ	К _Т = 0,5S	A	ТОЛ-10-I-2 У2	22915	2000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1			
			К _{ТТ} = 100/5	B	ТОЛ-10-I-2 У2	22977								
			№ 15128-07	C	ТОЛ-10-I-2 У2	22973								
		ТН	К _Т = 0,5	A	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ2	1286571			2000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1	
			К _{ТН} = 10000:√3/100:√3	B	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ2	1286573								
			№ 42661-09	C	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ2	1286569								
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0108054092			2000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13	Реактивная	2,5	4,2	
			К _{сч} = 1											
			№ 27524-04											

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
18	ЗРУ-10 кВ, ячейка 12, ввод ВКЛ-10 кВ (Д8Ф)	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТПОЛ-10 УЗ	9904	2000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1	
			КТТ = 100/5	B	ТПОЛ-10 УЗ	9902						
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 УЗ	9903						
		ТН	КТ = 0,5	A	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ2	1286571			2000	Активная	1,2	5,1
			КТН = 10000:√3/100:√3	B	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ2	1286573						
			№ 42661-09	C	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ2	1286569						
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055037			2000	Активная	1,2	5,1
			Ксч = 1									
			№ 27524-04									
19	КЛ-10 кВ Д9Ф	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТОЛ-10-I-2 У2	23097	1500	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1	
			КТТ = 75/5	B	-	-						
			№ 15128-07	C	ТОЛ-10-I-2 У2	23121						
		ТН	КТ = 0,5	A	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ2	1286571			1500	Активная	1,2	5,1
			КТН = 10000:√3/100:√3	B	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ2	1286573						
			№ 42661-09	C	ЗНОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ2	1286569						
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109054061			1500	Активная	1,2	5,1
			Ксч = 1									
			№ 27524-04									
20	ТП-1 10/0,4 кВ ввод 0,4 кВ силового трансформатора ТСН-11	ТТ	КТ = 0,5	A	Т-0,66М УЗ	707338	80	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 05150144 Рег. № 53992-13	Активная	1,0	5,5	
			КТТ = 400/5	B	Т-0,66М УЗ	707339						
			№ 36382-07	C	Т-0,66М УЗ	707336						
		ТН	-	A	-	-			80	Активная	1,0	5,5
			-	B	-	-						
			-	C	-	-						
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.09		0108070877			80	Активная	1,0	5,5
			Ксч = 1									
			№ 27524-04									

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 $0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$, $\cos\varphi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30 °С.

4 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001 счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии, ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками, приведенными в Таблице 2. Допускается замена УСПД на одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его 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 $\cos\varphi$ температура окружающей среды °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 2(5) до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -55 до +45 от -20 до +55 от 0 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 90000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	88000 24 35000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не более ИВКЭ: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сутки, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	35 35 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 учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Майская ГРЭС» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока ТОЛ-10-I-2 У2	22
Трансформаторы тока ТПОЛ-10 У3	14
Трансформаторы тока ТЛО-10-3 У2	3
Трансформаторы тока ТПОЛ-10	3
Трансформаторы тока ТВ-ЭК-35-1 ХЛ2	9
Трансформаторы тока ТВ-35-VI ХЛ2	9
Трансформаторы тока Т-0,66М У3	3
Трансформаторы напряжения НТМИ-10-66	5
Трансформаторы напряжения НТМИ-6	1
Трансформаторы напряжения НОМ-10	3
Трансформаторы напряжения ЗНОМ-35-65 У1	6
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03	19
Контроллеры многофункциональные ARIS MT200	1
Программное обеспечение ТЕЛЕСКОП+	1
Методика поверки МП 206.1-107-2016	1
Паспорт - Формуляр РЭП.411711.ХГ-МГРЭС.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-107-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Майская ГРЭС» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 10.11.2016 года.

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 МИ 2845-2003 Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации;
- по МИ 3195-2009 Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3196-2009 Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ. Методика поверки, согласованной с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласованна с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;

- для УСПД ARIS MT200 - в соответствии с документом ПБКМ.424359.005 МП «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;

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

- 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 эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Майская ГРЭС» филиала «Хабаровская генерация» 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

Испытательный центр

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

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

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

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.