

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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 по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (далее - ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее - УСПД ARIS MT200), в состав которого входит приемник сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS/ГЛОНАСС) и коммутационное оборудование.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее - БД), 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 (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД уровня ИВКЭ, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы по запросу ИВК.

В ИВК Приморской ГРЭС выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в ИАСУ КУ ОАО «АТС» и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и 80030 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее - СОЕВ), созданной на основе УСПД ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2, в состав которого входит приемник сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS/ГЛОНАСС).

Приемник сигналов точного времени обеспечивает автоматическую синхронизацию времени УСПД с ежесекундным сличением. Корректировка времени в момент синхронизации осуществляется автоматически при обнаружении рассогласования времени более чем на  $\pm 2$  с. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера и счетчиков.

Сличение времени сервера с временем УСПД осуществляется при каждом обращении сервера к УСПД. Корректировка времени сервера выполняется при условии расхождения времени сервера и УСПД  $\pm 1$  с.

Сличение времени счетчиков с временем УСПД осуществляется при каждом обращении УСПД к счетчику. Корректировка времени счетчиков осуществляется раз в сутки, при условии расхождения времени счетчика и УСПД  $\pm 2$  с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

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

### **Программное обеспечение**

На уровне ИВКЭ используется ПО «ARIS MT200», идентификационные данные метрологически значимой части указаны в таблице 1.1

На уровне ИВК используется ПО «Энергосфера», идентификационные данные метрологически значимой части указаны в таблице 1.2

ПО «Энергосфера» включает следующие программные модули:

- программа «Сервер опроса»;
- программа «Консоль администратора»;
- программа «Редактор расчетных схем»;
- программа «АРМ «Энергосфера»»;
- программа «Алармер»;
- программа «Ручной ввод данных»;
- программа «Центр экспорта/импорта»;
- программа «Электроколлектор»;
- программа «Тоннелепрокладчик».

С помощью ПО «Энергосфера» решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения, отображения измерительной информации и передачи данных субъектам ОРЭ. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации

паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Энергосфера».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Таблица 1.1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ARIS MT200
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.8.14
Цифровой идентификатор ПО	a71669bcc6c4807e64a604d1fd8170d0
Другие идентификационные данные, если имеются	libecom.so

Таблица 1.2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	Энергосфера
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Другие идентификационные данные, если имеются	pso_metr.dll

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

Уровень защиты ПО – высокий, в соответствии с Р 50.2.077-2014.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов и их основные метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета,	Состав ИК АИИС КУЭ					Ктт · Ктн · Ксч	Вид энергии	Метрологические характеристики								
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		Заводской номер			УСПД	Границы основной погрешности, ИК, ( $\pm\delta$ ) %	Границы погрешности ИК в рабочих условиях, ( $\pm\delta$ ) %						
												cos $\varphi$ = 0,87 sin $\varphi$ = 0,5	cos $\varphi$ = 0,5 sin $\varphi$ = 0,87				
1	2	3		4		5	6	7	8	9	10						
1	Приморская ГРЭС. Турбогенератор ТГ-1	ТТ	Кт=0,2S Ктт=8000/5 № 21255-08	A	ТШЛ-20-1 УХЛ2	223	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2, зав. № 09150169, ГРСИ № 53992-13	160000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7						
				B	ТШЛ-20-1 УХЛ2	232											
				C	ТШЛ-20-1 УХЛ2	267											
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № 1593-70	A	ЗНОМ-15-63 У2	32201											
				B	ЗНОМ-15-63 У2	32188											
				C	ЗНОМ-15-63 У2	31687											
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0806150863											
		2	Приморская ГРЭС. Турбогенератор ТГ-2	ТТ	Кт=0,2S; 0,5 Ктт=8000/5 № 21255-08; 36053-07	A						ТШЛ-20-1 УХЛ2	227	160000	активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8
						B						ТШЛ-20Б	3538				
C	ТШЛ-20-1 УХЛ2					222											
ТН	Кт=0,5 Ктн=10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № 35956-07			A	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01026											
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01080											
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01114											
Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12			СЭТ-4ТМ.03М		0806150770											

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
3	Приморская ГРЭС. Турбогенератор ТГ-3	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =8000/5 № 21255-08	A	ТШЛ-20-1 УХЛ2	260		160000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7
				B	ТШЛ-20-1 УХЛ2	226					
				C	ТШЛ-20-1 УХЛ2	231					
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =10000:√3/100:√3 № 35956-07	A	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01021					
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01018					
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01079					
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0808151681							
4	Приморская ГРЭС. Турбогенератор ТГ-4	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =8000/5 № 21255-08	A	ТШЛ-20-1 УХЛ2	266		160000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7
				B	ТШЛ-20-1 УХЛ2	225					
				C	ТШЛ-20-1 УХЛ2	224					
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =10000:√3/100:√3 № 35956-07	A	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01054					
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01034					
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01078					
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0808151692							
5	Приморская ГРЭС. Турбогенератор ТГ-5	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =10000/5 № 21255-08	A	ТШЛ-20-1 УХЛ2	238		315000	активная реактивная	0,5 1,1	1,4 1,6
				B	ТШЛ-20-1 УХЛ2	247					
				C	ТШЛ-20-1 УХЛ2	213					
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =15750:√3/100:√3 № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-15У3	6731					
				B	ЗНОЛ.06-15У3	6814					
				C	ЗНОЛ.06-15У3	6816					
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0808151529							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
6	Приморская ГРЭС. Турбогенератор ТГ-6	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =10000/5 № 21255-08	A	ТШЛ-20-1 УХЛ2	234		315000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7
				B	ТШЛ-20-1 УХЛ2	212					
				C	ТШЛ-20-1 УХЛ2	208					
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =15750:√3/100:√3 № 1593-70	A	ЗНОМ-15-63 У2	7					
				B	ЗНОМ-15-63 У2	45					
				C	ЗНОМ-15-63 У2	34696					
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0808151571							
7	Приморская ГРЭС. Турбогенератор ТГ-7	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =10000/5 № 21255-08	A	ТШЛ-20-1 УХЛ2	244		315000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7
				B	ТШЛ-20-1 УХЛ2	241					
				C	ТШЛ-20-1 УХЛ2	211					
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =15750:√3/100:√3 № 1593-70	A	ЗНОМ-15-63 У2	34697					
				B	ЗНОМ-15-63 У2	37374					
				C	ЗНОМ-15-63 У2	39					
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0808151606							
8	Приморская ГРЭС. Турбогенератор ТГ-8	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5S К <sub>ТТ</sub> =10000/5 № 21255-08	A	ТШЛ-20-1 УХЛ2	111		315000	активная реактивная	1,1 2,3	3,0 2,0
				B	ТШЛ-20-1 УХЛ2	110					
				C	ТШЛ-20-1 УХЛ2	112					
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =15750:√3/100:√3 № 1593-70	A	ЗНОМ-15-63 У2	168					
				B	ЗНОМ-15-63 У2	180					
				C	ЗНОМ-15-63 У2	161					
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0808151028							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
9	Приморская ГРЭС. Турбогенератор ТГ-9	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТТ</sub> =10000/5 № 8771-09	A	ТШ-20 УХЛ3	116		315000	активная реактивная	0,8 1,6	2,4 1,9
				B	ТШ-20 УХЛ3	94					
				C	ТШ-20 УХЛ3	439					
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =15750:√3/100:√3 № 1593-70	A	ЗНОМ-15-63 У2	7					
				B	ЗНОМ-15-63 У2	45					
				C	ЗНОМ-15-63 У2	34696					
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0808151522							
10	Приморская ГРЭС. Трансформатор 9Т (ОРУ-500кВ ЛУТЭК яч.№5)	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =1000/1 № 25477-08	A	GSR	10-025820		5000000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7
				B	GSR	10-025821					
				C	GSR	10-025822					
		ТН-1	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =500000:√3/100:√3 № 15853-06	A	CPB 550	1HSE 8706214					
				B	CPB 550	1HSE 8706213					
				C	CPB 550	1HSE 8647507					
		ТН-2	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =500000:√3/100:√3 № 23743-02	A	DFK 525	0717678/5					
				B	DFK 525	0717678/2					
				C	DFK 525	0717678/3					
		Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.16		0809150439					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
11	Приморская ГРЭС. Автотрансформатор 8АТ (ОРУ-500кВ ЛУТЭК яч.№4)	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =1000/1 № 25477-08	A	GSR	10-025815		5000000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7
				B	GSR	10-025816					
				C	GSR	10-025823					
		ТН-1	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =500000:√3/100:√3 № 15853-06	A	CPB 550	1HSE 8706214					
				B	CPB 550	1HSE 8706213					
				C	CPB 550	1HSE 8647507					
		ТН-2	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =500000:√3/100:√3 № 23743-02	A	DFK 525	0717678/5					
				B	DFK 525	0717678/2					
				C	DFK 525	0717678/3					
		Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.16		0809150397					
12	Приморская ГРЭС. Автотрансформатор 7АТ (ОРУ-500кВ ЛУТЭК яч.№2)	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =1000/1 № 25477-08	A	GSR	10-025818		5000000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7
				B	GSR	10-025819					
				C	GSR	10-025817					
		ТН-1	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =500000:√3/100:√3 № 15853-06	A	CPB 550	1HSE 8706214					
				B	CPB 550	1HSE 8706213					
				C	CPB 550	1HSE 8647507					
		ТН-2	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =500000:√3/100:√3 № 23743-02	A	DFK 525	0717678/5					
				B	DFK 525	0717678/2					
				C	DFK 525	0717678/3					
		Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.16		0809150425					



Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
13	Приморская ГРЭС. ВЛ-220 кВ ЛУТЭК - Розенгартовка/г	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =600/5 № 19720-06	A	ТВ-220-I-1 У2	4570		264000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7
				B	ТВ-220-I-1 У2	4568					
				C	ТВ-220-I-1 У2	4571					
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =220000:√3/100:√3 № 14626-06	A	НКФ-220	1028303					
				B	НКФ-220	1029132					
				C	НКФ-220	1058790					
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0807150118							
14	Приморская ГРЭС. ВЛ-220 кВ ЛУТЭК - Бикин/г	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =600/5 № 19720-06	A	ТВ-220-I-1 У2	4565		264000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7
				B	ТВ-220-I-1 У2	4569					
				C	ТВ-220-I-1 У2	4572					
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =220000:√3/100:√3 № 14626-06	A	НКФ-220	1029125					
				B	НКФ-220	1029148					
				C	НКФ-220	30574					
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0807150045							
15	Приморская ГРЭС. ВЛ-220 кВ ЛУТЭК - Губерово/г	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =1000/5 № 25477-08	A	GSR	11-028835		440000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7
				B	GSR	11-028836					
				C	GSR	11-028837					
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =220000:√3/100:√3 № 20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1	705; 673					
				B	НАМИ-220 УХЛ1	572; 719					
				C	НАМИ-220 УХЛ1	698; 723					
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0807150034							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
16	Приморская ГРЭС. ВЛ-220 кВ ЛутЭК - Лесозаводск с отпайкой на ПС 220 кВ Иман	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =1000/5 № 25477-08	A	GSR	11-028829		440000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7
				B	GSR	11-028831					
				C	GSR	11-028832					
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =220000:√3/100:√3 № 20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1	705; 673					
				B	НАМИ-220 УХЛ1	572; 719					
				C	НАМИ-220 УХЛ1	698; 723					
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0807150104							
17	Приморская ГРЭС. ОМВ-220 (ОРУ-220кВ яч.3)	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =1000/5 № 19720-06	A	ТВ-220-I-1 У2	3407		440000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7
				B	ТВ-220-I-1 У2	3408					
				C	ТВ-220-I-1 У2	3409					
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =220000:√3/100:√3 № 20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1	705; 673					
				B	НАМИ-220 УХЛ1	572; 719					
				C	НАМИ-220 УХЛ1	698; 723					
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0807150059							
18	Приморская ГРЭС. ВЛ 110 кВ ЛутЭК – ПС "Бикин"	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =1000/5 № 29255-13	A	ТВ-110	1245А		220000	активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8
				B	ТВ-110	1245В					
				C	ТВ-110	1245С					
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3 № 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1	2161; 2219					
				B	НАМИ-110 УХЛ1	2167; 2195					
				C	НАМИ-110 УХЛ1	2184; 2160					
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0807150178							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
19	Приморская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.13, ВЛ-110 кВ ЛутЭК - ПС "Насосная-Лучегорск-1"	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =1000/5 № 29255-13	A	ТВ-110	1236А		220000	активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8
				B	ТВ-110	1236В					
				C	ТВ-110	1236С					
		ТН	К <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3 № 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1	2161; 2219					
				B	НАМИ-110 УХЛ1	2167; 2195					
				C	НАМИ-110 УХЛ1	2184; 2160					
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0807150066							
20	Приморская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.8, ВЛ-110 кВ ЛутЭК - ПС "Насосная-Лучегорск-2"	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =1000/5 № 29255-13	A	ТВ-110	1189А		220000	активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8
				B	ТВ-110	1189В					
				C	ТВ-110	1189С					
		ТН	К <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3 № 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1	2219; 2161					
				B	НАМИ-110 УХЛ1	2195; 2167					
				C	НАМИ-110 УХЛ1	2160; 2184					
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0806150814							
21	Приморская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.4, ВЛ-110 кВ ЛутЭК - ПС "Разрез-Надаровская-Ласточка-гяг."	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =1000/5 № 29255-13	A	ТВ-110	1186А		220000	активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8
				B	ТВ-110	1186В					
				C	ТВ-110	1186С					
		ТН	К <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3 № 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1	2161; 2219					
				B	НАМИ-110 УХЛ1	2167; 2195					
				C	НАМИ-110 УХЛ1	2184; 2160					
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0807150016							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10							
22	Приморская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.2, ВЛ-110 кВ ЛутЭК - ПС "Разрез-Надаровская-Игнатъевка"	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =1000/5 № 29255-13	A	ТВ-110	1234А		220000	активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8							
				B	ТВ-110	1234В												
				C	ТВ-110	1234С												
		ТН	К <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3 № 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1	2219; 2161												
				B	НАМИ-110 УХЛ1	2195; 2167												
				C	НАМИ-110 УХЛ1	2160; 2184												
		Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0807150111												
		23	Приморская ГРЭС. ОМВ-110 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =1000/5 № 29255-13	A						ТВ-110	1339-А		220000	активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8
						B						ТВ-110	1339-В					
C	ТВ-110					1339-С												
ТН	К <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3 № 24218-13			A	НАМИ-110 УХЛ1	2161; 2219												
				B	НАМИ-110 УХЛ1	2167; 2195												
				C	НАМИ-110 УХЛ1	2184; 2160												
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 36697-12			СЭТ-4ТМ.03М		0807150052												
24	Приморская ГРЭС. РУ СН 6-7А яч.359 КЛ-6кВ "ТСН-107Т" ОРУ-500 кВ			ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =400/5 № 2473-05	A	ТЛМ-10	3561		4800	активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8					
						B	-	-										
		C	ТЛМ-10			2664												
		ТН	К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	3105												
				B														
				C														
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0806150849														

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
25	Приморская ГРЭС. РУ СН 6-7Б яч.330 КЛ- 6кВ "ТСН-108Г" ОРУ-500 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =400/5 № 2473-05	A	ТЛМ-10	3545		4800	активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8
				B	-	-					
				C	ТЛМ-10	2698					
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	2380					
B											
C											
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0806150821							
26	Приморская ГРЭС. РУ СН 6-8Б яч. 421 КЛ-6кВ "ТСН явного резерва" ОРУ-500 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5S К <sub>ТТ</sub> =300/5 № 32139-11	A	ТОЛ-СЭЩ-10 У2	16148-10		3600	активная реактивная	1,1 2,3	3,0 2,0
				B	-	-					
				C	ТОЛ-СЭЩ-10 У2	16147-10					
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	5839					
B											
C											
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0806150856							
27	Приморская ГРЭС. ВЛ-220 кВ Приморская ГРЭС - НПС-38	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =1000/5 № 20951-08	A	SB 0.8	11/02 859 09		440000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7
				B	SB 0.8	11/02 859 11					
				C	SB 0.8	11/02 859 12					
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =220000:√3/100:√3 № 20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1	705; 673					
				B	НАМИ-220 УХЛ1	572; 719					
				C	НАМИ-220 УХЛ1	698; 723					
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0807150006							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
28	Приморская ГРЭС. ВЛ-220 кВ Приморская ГРЭС - НПС-36	ТТ	КТ=0,2S	A	SB 0.8	11/02 859 01		440000	активная реактивная	0,5 1,1	1,4 1,6
			КТТ=1000/5	B	SB 0.8	11/02 859 02					
			№ 20951-08	C	SB 0.8	11/02 859 03					
		ТН	КТ=0,2	A	DFK 245	11004471/6					
			КТН=220000:√3/100:√3	B	DFK 245	11004471/4					
			№ 23743-02	C	DFK 245	11004471/5					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	СЭТ-4ТМ.03М		0807150041					
			Ксч=1								
			№ 36697-12								

Примечания:

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

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

3 Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- параметры сети: напряжение (от 0,99 до 1,01)  $U_n$ ; ток (от 1,0 до 1,2)  $I_n$ ;  $\cos\varphi = 0,87$  инд.;
- температура окружающей среды:  $(23\pm 2)$  °С.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1)  $U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока (от 0,01 (0,05) до 1,2)  $I_{n1}$ ; коэффициент мощности от  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 60 до 40 °С;
- относительная влажность воздуха 98 % при 25 °С;
- атмосферное давление от 86,0 до 106,7 кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1)  $U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока (от 0,01(0,05) до 1,2)  $I_{n1}$ ; коэффициент мощности от  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 40 до 60 °С;
- относительная влажность воздуха не более 90 % при 30 °С;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 10)$  В; частота  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от 18 до 25 °С;
- относительная влажность воздуха не более 75 %;
- напряжение питающей сети  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ;
- сила тока от  $0,05 I_{ном}$  до  $1,2 I_{ном}$ .

5 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5%  $I_{ном}$ ,  $\cos\varphi = 0,5$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10°С до 35°С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСПД на одностипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном в СП «Приморская ГРЭС» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 165\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- УСПД ARIS MT-200 - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 88\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - счётчика электрической энергии;
  - УСПД;

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- счётчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 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 5 лет;
- сервер – 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) 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 АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока	GSR	25477-08	15
Трансформаторы тока	ТВ-220-1	19720-06	9
Трансформаторы тока	SB 0.8	20951-08	6
Трансформаторы тока	ТВ-110	29255-13	18
Трансформаторы тока	ТШЛ-20-1	21255-08	23
Трансформаторы тока	ТШЛ-20Б	36053-07	1
Трансформаторы тока	ТШ-20	8771-09	3
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2473-05	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-11	2
Трансформаторы напряжения	СРВ 550	15853-06	3
Трансформаторы напряжения	ДФК 525	23743-02	3
Трансформаторы напряжения	ДФК 245	23743-02	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-220	14626-06	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220	20344-05	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110	24218-13	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	1593-70	15
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	35956-07	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3344-08	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	24218-13	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	28
Устройство сбора и передачи данных	ARIS MT200	53992-13	1
Сервер баз данных	HP Proliant ML350R04 SA641 EURO	—	1
Методика поверки	—	—	1
Паспорт-формуляр ТДВ.411711.047 ФО	—	—	1
Инструкция по эксплуатации ТДВ.411711.047 ИЭ	—	—	1

#### Поверка

осуществляется по документу МП 63623-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Приморская ГРЭС» филиала «ЛутЭК» АО «ДГК». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2015 г.

Перечень основных средств 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/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005. «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя», МИ 2982-2006 «ГСИ. Трансформаторы напряжения измерительные 500/√3...750/√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 ГЦИ СИ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;
- для УСПД ARIS МТ200 – по документу ПБКМ.424359.005 РЭ «Контроллеры многофункциональные ARIS МТ200. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 13.05.2013 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 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 до 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 % до 100 %, дискретность 0,1 %.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверки, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений изложен в документе «Инструкция по эксплуатации АИИС КУЭ СП «Приморская ГРЭС» филиала «ЛуТЭК» АО «ДГК» Проект ТДВ.411711.047 ИЭ.

#### **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**

Общество с ограниченной ответственностью «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА»  
(ООО «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА»)

Юридический адрес: 115230, г. Москва, Хлебозаводский проезд, д.7, стр. 9

Почтовый адрес: 121421, г. Москва, ул. Рябиновая д.26, стр.2

Тел./факс: +7 (495) 795-09-30

ИНН 7705803916

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

www: <http://www.telecor.ru/>

**Испытательный центр**

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

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8 (495) 437-55-77 / 437-56-66

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