

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Артемовская ТЭЦ» филиала «Приморская генерация» АО «ДГК»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Артемовская ТЭЦ» филиала «Приморская генерация» АО «ДГК» (далее – АИИС КУЭ) 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 многофункциональную 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 вход 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, осуществляемой 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.

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 - Идентификационные данные ПО

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 ПО – 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 ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Канал измерений		Состав измерительного канала					Метрологические характеристики				
Номер ИК	Наименование объекта учета	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №)		Обозначение, тип		К <sub>ТТ</sub> ·К <sub>ТН</sub> ·К <sub>Сч</sub>	УСПД	Вид энергии	Основная погрешность ИК ( $\pm\delta$ ), %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ( $\pm\delta$ ), %	
1	2	3		4		5	6	7	8	9	
1	Артемовская ТЭЦ, Турбогенератор ТГ №5	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2		А	ТШВ 15	160000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная	0,8	2,4
			К <sub>ТТ</sub> = 8000/5		В	ТШВ 15					
			№ 5719-08		С	ТШВ 15					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5		А	НАМИ-10-95 УХЛ2					
			К <sub>ТН</sub> = 10000/100		В						
			№ 20186-05		С						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5		СЭТ-4ТМ.03М								
К <sub>Сч</sub> = 1											
№ 36697-08											
2	Артемовская ТЭЦ, Турбогенератор ТГ №6	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2		А	ТШВ 15	160000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная	0,8	2,4
			К <sub>ТТ</sub> = 8000/5		В	ТШВ 15					
			№ 5719-08		С	ТШВ 15					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5		А	НАМИ-10-95 УХЛ2					
			К <sub>ТН</sub> = 10000/100		В						
			№ 20186-05		С						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5		СЭТ-4ТМ.03М								
К <sub>Сч</sub> = 1											
№ 36697-08											

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9			
3	Артемовская ТЭЦ, Турбогенератор ТГ №7	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТТ</sub> = 8000/5 № 5719-08	A	ТШВ 15	160000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная	0,5	2,1			
				B	ТШВ 15								
				C	ТШВ 15								
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 10000/√3/100/√3 № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-10У3			160000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная	0,5	2,1	
				B	ЗНОЛ.06-10У3								
				C	ЗНОЛ.06-10У3								
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		160000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Реактивная	1,1	1,8					
ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТТ</sub> = 8000/5 № 5719-08	A	ТШВ 15						160000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная	0,5	2,1
		B	ТШВ 15										
		C	ТШВ 15										
ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 10000/√3/100/√3 № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-10У3	160000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная	0,5	2,1					
		B	ЗНОЛ.06-10У3										
		C	ЗНОЛ.06-10У3										
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		160000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Реактивная	1,1	1,8					
ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1000/1 № 46101-10	A	ТВ-220-I-1 У2						2200000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная	0,5	1,9
		B	ТВ-220-I-1 У2										
		C	ТВ-220-I-1 У2										
ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 220000/√3/100/√3 № 20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1	2200000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная	0,5	1,9					
		B	НАМИ-220 УХЛ1										
		C	НАМИ-220 УХЛ1										
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16		2200000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Реактивная	1,1	1,9					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
6	Артемовская ТЭЦ, ОРУ-220 кВ, яч.6, ВЛ 220кВ Артемовская ТЭЦ – Владивостокская ТЭЦ-2	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1000/1 № 46101-10	A	ТВ-220-I-1 У2	2200000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная  Реактивная	0,5  1,1	1,9  1,9
				B	ТВ-220-I-1 У2					
				C	ТВ-220-I-1 У2					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 220000/√3/100/√3 № 20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1					
				B	НАМИ-220 УХЛ1					
				C	НАМИ-220 УХЛ1					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16								
7	Артемовская ТЭЦ, ОРУ-220 кВ, яч.8, КВЛ 220кВ Артемовская ТЭЦ - Аэропорт	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1000/1 № 46101-10	A	ТВ-220-I-1 У2	2200000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная  Реактивная	0,5  1,1	1,9  1,9
				B	ТВ-220-I-1 У2					
				C	ТВ-220-I-1 У2					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 220000/√3/100/√3 № 20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1					
				B	НАМИ-220 УХЛ1					
				C	НАМИ-220 УХЛ1					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16								
8	Артемовская ТЭЦ, ОРУ-220 кВ, яч.4, ШОВ-220 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1000/1 № 46101-10	A	ТВ-220-I-1 У2	2200000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная  Реактивная	0,5  1,1	1,9  1,9
				B	ТВ-220-I-1 У2					
				C	ТВ-220-I-1 У2					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 220000/√3/100/√3 № 20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1					
				B	НАМИ-220 УХЛ1					
				C	НАМИ-220 УХЛ1					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
9	Артемовская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.12, ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ -Смоляниново/г	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 30559-05	А	ТВИ-110	132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная  Реактивная	0,9  2,0	4,7  2,7
				В	ТВИ-110					
				С	ТВИ-110					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1					
				В	НАМИ-110 УХЛ1					
				С	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М								
10	Артемовская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.6, ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ –Уссурийск-1	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 30559-05	А	ТВИ-110	132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная  Реактивная	0,9  2,0	4,7  2,7
				В	ТВИ-110					
				С	ТВИ-110					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1					
				В	НАМИ-110 УХЛ1					
				С	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М								
11	Артемовская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.2, ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ –Промузел	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 30559-05	А	ТВИ-110	132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная  Реактивная	0,9  2,0	4,7  2,7
				В	ТВИ-110					
				С	ТВИ-110					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1					
				В	НАМИ-110 УХЛ1					
				С	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9		
12	Артемовская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.4, ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 30559-05	А	ТВИ-110	132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная	0,9	4,7		
				В	ТВИ-110							
				С	ТВИ-110							
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1			132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная	0,5	1,9
				В	НАМИ-110 УХЛ1							
				С	НАМИ-110 УХЛ1							
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М				Реактивная	2,0	2,7				
13	Артемовская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.14, ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Муравейка	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 32123-06	А	ТВ-110-IX УХЛ1	132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная	0,5	1,9		
				В	ТВ-110-IX УХЛ1							
				С	ТВ-110-IX УХЛ1							
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1			132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная	0,5	1,9
				В	НАМИ-110 УХЛ1							
				С	НАМИ-110 УХЛ1							
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М				Реактивная	1,1	1,9				
14	Артемовская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.10, ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевицы – Штыково №1	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 30559-05	А	ТВИ-110	132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная	0,9	4,7		
				В	ТВИ-110							
				С	ТВИ-110							
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1			132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная	0,9	4,7
				В	НАМИ-110 УХЛ1							
				С	НАМИ-110 УХЛ1							
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М				Реактивная	2,0	2,7				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	
15	Артемовская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.8, ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевецы – Штыково №2	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 30559-05	A	ТВИ-110	132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная	0,9	4,7	
				B	ТВИ-110						
				C	ТВИ-110						
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1			1100000	Активная	0,9	4,7
				B	НАМИ-110 УХЛ1						
				C	НАМИ-110 УХЛ1						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		21000	Активная	1,1	4,8				
ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 1000/1 № 30559-05	A	ТВИ-110					21000	Активная	1,1	4,8
		B	ТВИ-110								
		C	ТВИ-110								
ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1	21000	Активная	1,1	4,8				
		B	НАМИ-110 УХЛ1								
		C	НАМИ-110 УХЛ1								
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16		21000	Активная	1,1	4,8				
ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 300/5 № 20951-08	A	SB 0,8					21000	Активная	1,1	4,8
		B	SB 0,8								
		C	SB 0,8								
ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000/√3/100/√3 I сш: № 46738-11 II сш: № 21257-06	A	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1	21000	Активная	1,1	4,8				
		B	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1								
		C	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1								
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		21000	Активная	1,1	4,8				
ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 300/5 № 20951-08	A	SB 0,8					21000	Активная	1,1	4,8
		B	SB 0,8								
		C	SB 0,8								
ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000/√3/100/√3 I сш: № 46738-11 II сш: № 21257-06	A	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1	21000	Активная	1,1	4,8				
		B	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1								
		C	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1								
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		21000	Активная	1,1	4,8				



Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
18	Артемовская ТЭЦ, ОРУ-35 кВ, яч.7, ВЛ 35 кВ АТЭЦ-Птицефабрика	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S	A	SB 0,8	21000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная	1,1	4,8
			К <sub>ТТ</sub> = 300/5	B	SB 0,8					
			№ 20951-08	C	SB 0,8					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000/√3/100/√3 I сш: № 46738-11 II сш: № 21257-06	A	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1					
				B	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1					
				C	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М								
19	Артемовская ТЭЦ, ОРУ-35 кВ, яч.6, ВЛ 35 кВ АТЭЦ-Шахтовая	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S	A	ТВ-ЭК	42000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная	1,1	4,8
			К <sub>ТТ</sub> = 600/5	B	ТВ-ЭК					
			№ 39966-08	C	ТВ-ЭК					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000/√3/100/√3 I сш: № 46738-11 II сш: № 21257-06	A	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1					
				B	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1					
				C	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М								
20	Артемовская ТЭЦ, ОРУ-35 кВ, яч.11, ВЛ 35 кВ АТЭЦ-Суражевка	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S	A	SB 0,8	21000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная	1,1	4,8
			К <sub>ТТ</sub> = 300/5	B	SB 0,8					
			№ 20951-08	C	SB 0,8					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000/√3/100/√3 I сш: № 46738-11 II сш: № 21257-06	A	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1					
				B	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1					
				C	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
21	Артемовская ТЭЦ, ОРУ-35 кВ, яч.12, ВЛ 35 кВ АТЭЦ-Шкоотово	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 300/5 № 20951-08	A	SB 0,8	21000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная	1,1	4,8
				B	SB 0,8					
				C	SB 0,8					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000/√3/100/√3 I сш: № 46738-11 II сш: № 21257-06	A	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1			Реактивная	2,3	2,7
				B	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1					
				C	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М								
22	Артемовская ТЭЦ, ЗРУ-6 кВ, яч.11, КЛ 6 кВ АТЭЦ-ДЭР, фидер 11	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 100/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-І-2 У2	1200	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная	1,1	4,8
				B	ТОЛ-10-І-2 У2					
				C	ТОЛ-10-І-2 У2					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2			Реактивная	2,3	2,7
				B						
				C						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М								
23	Артемовская ТЭЦ, ЗРУ-6 кВ, яч.4, КЛ 6 кВ АТЭЦ-Клуб, фидер 4	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 150/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-І-2 У2	1800	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная	1,1	4,8
				B	ТОЛ-10-І-2 У2					
				C	ТОЛ-10-І-2 У2					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2			Реактивная	2,3	2,7
				B						
				C						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
24	Артемовская ТЭЦ, ЗРУ-6 кВ, яч.10, КЛ 6 кВ АТЭЦ-Братская, фидер 10	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 150/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10	1800	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная  Реактивная	1,1  2,3	4,8  2,7
				B	ТПОЛ-10					
				C	ТПОЛ-10					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
				B						
				C						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М								
25	Артемовская ТЭЦ, ЗРУ-6 кВ, яч.3, КЛ 6 кВ АТЭЦ-Временный поселок, фидер 3	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 200/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-I-2 У2	2400	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная  Реактивная	1,1  2,3	4,8  2,7
				B	ТОЛ-10-I-2 У2					
				C	ТОЛ-10-I-2 У2					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
				B						
				C						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М								
26	Артемовская ТЭЦ, ЗРУ-6 кВ, яч.2, КЛ 6 кВ АТЭЦ-Постоянный поселок, фидер 2	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 200/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-I-2 У2	2400	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная  Реактивная	1,1  2,3	4,8  2,7
				B	ТОЛ-10-I-2 У2					
				C	ТОЛ-10-I-2 У2					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
				B						
				C						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
27	ТП 6 кВ Насосная на р. Артемовка, КРУ-6 кВ, яч.15	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 300/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-I-2 У2	3600	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная  Реактивная	1,2  2,5	5,1  4,2
				B	ТОЛ-10-I-2 У2					
				C	ТОЛ-10-I-2 У2					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66					
				B						
				C						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								
28	ТП 6 кВ Насосная на р. Артемовка, КРУ-6 кВ, яч.18	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 300/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-I-2 У2	3600	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная  Реактивная	1,2  2,5	5,1  4,2
				B	ТОЛ-10-I-2 У2					
				C	ТОЛ-10-I-2 У2					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66					
				B						
				C						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								
29	ТП 6 кВ Кучелиново, РУ-6 кВ, ВЛ 6 кВ ТП Кучелиново	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 40/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-I-2 У2	480	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	Активная  Реактивная	1,2  2,5	5,1  4,2
				B	ТОЛ-10-I-2 У2					
				C	ТОЛ-10-I-2 У2					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 17158-98	A	НОМ-6-77					
				B	-					
				C	НОМ-6-77					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с									±5	

Примечания

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока  $2(5)\% I_{ном}$ ,  $\cos\varphi = 0,5$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30 °С.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН 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.
- 5 Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов.
- 6 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.

7

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></li> </ul> <p>температура окружающей среды, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94</li> <li>- для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83</li> </ul>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87</p> <p>от +21 до +25</p> <p>от +21 до +25 от +18 до +22</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности</li> </ul> <p>диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для ТТ и ТН</li> <li>- для счетчиков</li> <li>- для УСПД</li> </ul> <p>магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</p>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5<sub>инд.</sub> до 0,8<sub>емк.</sub></p> <p>от -5 до +40 от -40 до +60 от -10 до +50 0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul>	<p>140000 2</p> <p>90000 2</p> <p>75000 24</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	35000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 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 АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТШВ 15	12 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-220-I-1 У2	12 шт.
Трансформаторы тока	ТВИ-110	21 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-110-IX УХЛ1	3 шт.
Трансформаторы тока	SB 0,8	12 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-ЭК	3 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I-2 У2	21 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10У3	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НОМ-6-77	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	26 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	3 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Программное обеспечение	ТЕЛЕСКОП+	1 шт.
Методика поверки	МП 206.1-057-2018	1 экз.
Формуляр	РЭП.411711.ПГ-АТЭЦ.ФО	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-057-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Артемовская ТЭЦ» филиала «Приморская генерация» АО «ДГК». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 12.02.2018 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 МИ 2845-2003 Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3...35 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;

- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;

- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;

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

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;
  - для УСПД ЭКОМ-3000 – в соответствии с документом «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г.;
  - радиочасы МИР РЧ-01, 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 поверки.

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

«Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Артемовская ТЭЦ» филиала «Приморская генерация» 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 «Артемовская ТЭЦ» филиала «Приморская 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

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

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.