

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии пускового комплекса в составе гидроагрегатов № 1 и № 2 ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии пускового комплекса в составе гидроагрегатов № 1 и № 2 ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, измерения времени в шкале времени UTC(SU).

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к времени в шкале UTC(SU) результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение данных об измеренных величинах в базе данных в течение 4 лет;
- обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- подготовка данных в XML формате для их передачи по электронной почте внешним организациям;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений по запросу со стороны внешних систем;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ имеет трехуровневую структуру:

- первый уровень - информационно-измерительные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
- второй уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ);
- третий уровень – измерительно-вычислительный комплекс.

ИИК ТИ включают в себя: трансформаторы тока (ТТ) со вторичными цепями; трансформаторы напряжения (ТН) со вторичными цепями; счётчики электроэнергии.

ТТ и ТН, входящие в состав ИИК ТИ, выполняют функции масштабного преобразования тока и напряжения.

Мгновенные значения аналоговых сигналов тока и напряжения преобразуются счетчиками электрической энергии АИИС КУЭ в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика

вычисляются мгновенные значения мощности, среднеквадратических значений тока и напряжения.

Вычисление активной мощности осуществляется путем интегрирования на временном интервале 20 мс мгновенных значений мощности.

Вычисление реактивной мощности осуществляется по среднеквадратическим значениям тока и напряжения, и активной мощности.

Вычисленные значения активной и реактивной мощности двух направлений преобразуются счетчиком в последовательности импульсов, частота следования импульсов в которых пропорциональна электрической мощности соответствующего вида и направления. Импульсы накапливаются в регистрах счетчика на интервале 30 минут, по окончании которого число импульсов сохраняется в энергонезависимой памяти с привязкой к времени в шкале UTC(SU).

Функции ИВКЭ реализованы в устройствах сбора и передачи данных (УСПД) «RTU-325L» (Г. р. № 37288-08), обеспечивающих сбор результатов измерений со счетчиков электрической энергии, приведение результатов измерений к именованным величинам с учетом коэффициентов трансформации, хранение результатов измерений, передачу результатов измерений на уровень ИВК, синхронизацию часов счетчиков электрической энергии. В состав АИИС КУЭ входят три ИВКЭ: ШК1 (обеспечивает сбор результатов измерений с ИИК ТИ № 1, 2, 23, 24), ШК2 (обеспечивает сбор результатов измерений с ИИК ТИ № 3, 4) и ШК3 (обеспечивает сбор результатов измерений с ИИК ТИ № от 5 до 22).

Функции ИВК выполняет комплекс измерительной вычислительный «АльфаЦЕНТР» (Г. р. № 44595-10), состоящий из сервера баз данных, связующих и вспомогательных компонентов. ИВК осуществляет сбор результатов измерений, хранящихся в памяти УСПД, сохранение результатов измерений в базе данных, формирование выходных файлов в формате XML, передачу результатов измерений во внешние системы, в том числе в ИАСУ КУ ОАО «АТС», ОАО «Колымаэнерго», ДП ОАО «Магаданэнерго».

Измерение времени в шкале времени UTC(SU) в АИИС осуществляется с использованием сервера времени «Метроном-600», обеспечивающего прием и обработку сигналов систем ГЛОНАСС и GPS. ИВК автоматически синхронизирует шкалу времени встроенных часов сервера баз данных со шкалой времени часов сервера времени по протоколу NTP. УСПД в составе ИВКЭ осуществляют автоматическую синхронизацию часов счетчиков один раз в сутки, в качестве источника точного времени используется сервер баз данных ИВК.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- между уровнями ИИК ТИ и ИВКЭ канал связи построен с использованием шины последовательного интерфейса;
- между уровнями ИВКЭ и ИВК связь обеспечивается по сети передачи данных Ethernet по протоколу TCP/IP, в качестве связующих компонентов используются коммутаторы MOXA EDS-408A-MM-ST;
- между уровнем ИВК и внешними системами с использованием глобальной сети передачи данных (основной канал передачи данных) и аппаратуры спутниковой связи (резервный канал передачи данных).

ИИК ТИ, ИВКЭ, ИВК и информационные каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК). Перечень ИК и измерительных компонентов, входящих в их состав приведен в таблице 1.

В АИИС КУЭ допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками, не худшими, чем у перечисленных в таблице 1. Замена оформляется в порядке, установленном МИ 2999-2011.

Таблица 1 – Перечень ИК и измерительных компонентов в их составе

№ ИК	Наименование ИК	Вид СИ, класс точности, коэффициент преобразования, № Госреестра СИ		Тип, модификация	
1	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», Генератор 1	ТТ	КТ 0,2S; Г.р. № 21255-08; К <sub>тт</sub> =8000/5	А	ТШЛ, ТШЛ-20-1
				В	ТШЛ, ТШЛ-20-1
				С	ТШЛ, ТШЛ-20-1
		ТН	КТ 0,2; Г.р. № 3344-08; К <sub>тн</sub> =15750:√3/100:√3	А	ЗНОЛ.06, ЗНОЛ.06-15 У3
				В	ЗНОЛ.06, ЗНОЛ.06-15 У3
				С	ЗНОЛ.06, ЗНОЛ.06-15 У3
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 31857-11, К <sub>сч</sub> =1	Альфа А1800, А1802-RALX-P4GB-DW-4	
УСПД	Г.р. № 37288-08, К <sub>успд</sub> =252000	RTU-325L			
ИВК	Г.р. № 44595-10, К <sub>ивк</sub> =1	АльфаЦЕНТР			
2	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», Генератор 2	ТТ	КТ 0,2S; Г.р. № 21255-08; К <sub>тт</sub> =8000/5	А	ТШЛ, ТШЛ-20-1
				В	ТШЛ, ТШЛ-20-1
				С	ТШЛ, ТШЛ-20-1
		ТН	КТ 0,2; Г.р. № 3344-08; К <sub>тн</sub> =15750:√3/100:√3	А	ЗНОЛ.06, ЗНОЛ.06-15 У3
				В	ЗНОЛ.06, ЗНОЛ.06-15 У3
				С	ЗНОЛ.06, ЗНОЛ.06-15 У3
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 31857-11, К <sub>сч</sub> =1	Альфа А1800, А1802-RALX-P4GB-DW-4	
УСПД	Г.р. № 37288-08, К <sub>успд</sub> =252000	RTU-325L			
ИВК	Г.р. № 44595-10, К <sub>ивк</sub> =1	АльфаЦЕНТР			
3	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», ВЛ-220 кВ «W1E УСГЭС - Оротукан - 1»	ТТ	КТ 0,2S; Г.р. № 37101-08; К <sub>тт</sub> =1200/1	А	АМТ 245/1
				В	АМТ 245/1
				С	АМТ 245/1
		ТН	КТ 0,2; Г.р. № 37115-08; К <sub>тн</sub> =220000:√3/100:√3	А	SU 245/S
				В	SU 245/S
				С	SU 245/S
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 31857-11, К <sub>сч</sub> =1	Альфа А1800, А1802-RALX-P4GB-DW-4	
УСПД	Г.р. № 37288-08, К <sub>успд</sub> =2640000	RTU-325L			
ИВК	Г.р. №44595-10, К <sub>ивк</sub> =1	АльфаЦЕНТР			

№ ИК	Наименование ИК	Вид СИ, класс точности, коэффициент преобразования, № Госреестра СИ		Тип, модификация	
4	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», ВЛ-220 кВ «W2E УСГЭС - Оротукан - 2»	ТТ	КТ 0,2S; Г.р. № 37101-08; Ктт=1200/1	А	АМТ 245/1
				В	АМТ 245/1
				С	АМТ 245/1
		ТН	КТ 0,2; Г.р. № 37115-08; Ктн=220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	А	SU 245/S
				В	SU 245/S
				С	SU 245/S
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 31857-11, Ксч=1	Альфа А1800, А1802-RALX-P4GB-DW-4	
		УСПД	Г.р. № 37288-08, Куспд=2640000	RTU-325L	
		ИВК	Г.р. № 44595-10, Кивк=1	АльфаЦЕНТР	
5	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», яч. 2 В-Т21 ввод	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 25433-08; Ктт=1000/5	А	ТЛО-10
				В	ТЛО-10
				С	ТЛО-10
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 23544-07; Ктн=10500: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	А	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				В	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				С	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
		Счетчик	КТ 0,5S/1, Г.р. № 36697-08, Ксч=1	СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.02М.03	
		УСПД	Г.р. № 37288-08, Куспд=21000	RTU-325L	
		ИВК	Г.р. № 44595-10, Кивк=1	АльфаЦЕНТР	
6	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», яч. 16 В-Т22 ввод	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 25433-08; Ктт=1000/5	А	ТЛО-10
				В	ТЛО-10
				С	ТЛО-10
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 23544-07; Ктн=10500: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	А	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				В	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				С	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
		Счетчик	КТ 0,5S/1, Г.р. № 36697-08, Ксч=1	СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.02М.03	
		УСПД	Г.р. № 37288-08, Куспд=21000	RTU-325L	
		ИВК	Г.р. № 44595-10, Кивк=1	АльфаЦЕНТР	

№ ИК	Наименование ИК	Вид СИ, класс точности, коэффициент преобразования, № Госреестра СИ		Тип, модификация	
7	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», яч. 19 ДЭС ввод	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 25433-08; К <sub>ТТ</sub> =1000/5	А	ТЛО-10
				В	ТЛО-10
				С	ТЛО-10
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 23544-07; К <sub>ТН</sub> =10500:√3/100:√3	А	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				В	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				С	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
		Счетчик	КТ 0,5S/1, Г.р. № 36697-08, К <sub>сч</sub> =1	СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.02М.03	
8	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», яч. 4 В-Т1-1	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 25433-08; К <sub>ТТ</sub> =150/5	А	ТЛО-10
				В	ТЛО-10
				С	ТЛО-10
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 23544-07; К <sub>ТН</sub> =10500:√3/100:√3	А	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				В	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				С	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
		Счетчик	КТ 0,5S/1, Г.р. № 36697-08, К <sub>сч</sub> =1	СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.02М.03	
9	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», яч. 5 В-Т3-1	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 25433-08; К <sub>ТТ</sub> =150/5	А	ТЛО-10
				В	ТЛО-10
				С	ТЛО-10
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 23544-07; К <sub>ТН</sub> =10500:√3/100:√3	А	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				В	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				С	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
		Счетчик	КТ 0,5S/1, Г.р. № 36697-08, К <sub>сч</sub> =1	СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.02М.03	
		УСПД	Г.р. № 37288-08, К <sub>успд</sub> =21000	RTU-325L	
		ИВК	Г.р. № 44595-10, К <sub>ивк</sub> =1	АльфаЦЕНТР	
		УСПД	Г.р. № 37288-08, К <sub>успд</sub> =3150	RTU-325L	
		ИВК	Г.р. № 44595-10, К <sub>ивк</sub> =1	АльфаЦЕНТР	
		ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 25433-08; К <sub>ТТ</sub> =150/5	А	ТЛО-10
				В	ТЛО-10
				С	ТЛО-10
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 23544-07; К <sub>ТН</sub> =10500:√3/100:√3	А	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				В	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				С	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
		Счетчик	КТ 0,5S/1, Г.р. № 36697-08, К <sub>сч</sub> =1	СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.02М.03	
		УСПД	Г.р. № 37288-08, К <sub>успд</sub> =3150	RTU-325L	
		ИВК	Г.р. № 44595-10, К <sub>ивк</sub> =1	АльфаЦЕНТР	

№ ИК	Наименование ИК	Вид СИ, класс точности, коэффициент преобразования, № Госреестра СИ		Тип, модификация	
10	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», яч. 6 В-Т4-1	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 25433-08; К <sub>ТТ</sub> =150/5	А	ТЛО-10
				В	ТЛО-10
				С	ТЛО-10
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 23544-07; К <sub>ТН</sub> =10500:√3/100:√3	А	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				В	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				С	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
		Счетчик	КТ 0,5S/1, Г.р. № 36697-08, К <sub>сч</sub> =1	СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.02М.03	
11	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», яч. 7 В-Т8-1	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 25433-08; К <sub>ТТ</sub> =150/5	RTU-325L	
				RTU-325L	
				RTU-325L	
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 23544-07; К <sub>ТН</sub> =10500:√3/100:√3	АльфаЦЕНТР	
				АльфаЦЕНТР	
				АльфаЦЕНТР	
		Счетчик	КТ 0,5S/1, Г.р. № 36697-08, К <sub>сч</sub> =1	СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.02М.03	
12	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», яч. 8 В-Т10-2	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 25433-08; К <sub>ТТ</sub> =50/5	RTU-325L	
				RTU-325L	
				RTU-325L	
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 23544-07; К <sub>ТН</sub> =10500:√3/100:√3	АльфаЦЕНТР	
				АльфаЦЕНТР	
				АльфаЦЕНТР	
		Счетчик	КТ 0,5S/1, Г.р. № 36697-08, К <sub>сч</sub> =1	СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.02М.03	

№ ИК	Наименование ИК	Вид СИ, класс точности, коэффициент преобразования, № Госреестра СИ		Тип, модификация	
13	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», яч. 13 В-Т8-2	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 25433-08; К <sub>тт</sub> =150/5	А	ТЛО-10
				В	ТЛО-10
				С	ТЛО-10
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 23544-07; К <sub>тн</sub> =10500:√3/100:√3	А	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				В	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				С	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
		Счетчик	КТ 0,5S/1, Г.р. № 36697-08, К <sub>сч</sub> =1	СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.02М.03	
УСПД	Г.р. № 37288-08, К <sub>успд</sub> =3150	RTU-325L			
ИВК	Г.р. № 44595-10, К <sub>ивк</sub> =1	АльфаЦЕНТР			
14	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», яч. 14 В-Т1-2	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 25433-08; К <sub>тт</sub> =150/5	А	ТЛО-10
				В	ТЛО-10
				С	ТЛО-10
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 23544-07; К <sub>тн</sub> =10500:√3/100:√3	А	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				В	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				С	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
		Счетчик	КТ 0,5S/1, Г.р. № 36697-08, К <sub>сч</sub> =1	СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.02М.03	
УСПД	Г.р. № 37288-08, К <sub>успд</sub> =3150	RTU-325L			
ИВК	Г.р. № 44595-10, К <sub>ивк</sub> =1	АльфаЦЕНТР			
15	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», яч. 15 В-Т3-2	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 25433-08; К <sub>тт</sub> =150/5	А	ТЛО-10
				В	ТЛО-10
				С	ТЛО-10
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 23544-07; К <sub>тн</sub> =10500:√3/100:√3	А	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				В	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				С	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
		Счетчик	КТ 0,5S/1, Г.р. № 36697-08, К <sub>сч</sub> =1	СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.02М.03	
УСПД	Г.р. № 37288-08, К <sub>успд</sub> =3150	RTU-325L			
ИВК	Г.р. № 44595-10, К <sub>ивк</sub> =1	АльфаЦЕНТР			

№ ИК	Наименование ИК	Вид СИ, класс точности, коэффициент преобразования, № Госреестра СИ		Тип, модификация	
16	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», яч. 18 В-Т4-2	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 25433-08; Ктт=150/5	А	ТЛО-10
				В	ТЛО-10
				С	ТЛО-10
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 23544-07; Ктн=10500:√3/100:√3	А	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				В	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				С	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
		Счетчик	КТ 0,5S/1, Г.р. № 36697-08, Ксч=1	СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.02М.03	
		УСПД	Г.р. № 37288-08, Куспд=3150	RTU-325L	
ИВК	Г.р. № 44595-10, Кивк=1	АльфаЦЕНТР			
17	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», яч. 21 В1-ЭТ-С1	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 25433-08; Ктт=50/5	А	ТЛО-10
				В	ТЛО-10
				С	ТЛО-10
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 23544-07; Ктн=10500:√3/100:√3	А	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				В	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				С	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
		Счетчик	КТ 0,5S/1, Г.р. № 36697-08, Ксч=1	СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.02М.03	
		УСПД	Г.р. № 37288-08, Куспд=1050	RTU-325L	
ИВК	Г.р. № 44595-10, Кивк=1	АльфаЦЕНТР			
18	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», яч. 22 В-Т10-1(2)	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 25433-08; Ктт=150/5	А	ТЛО-10
				В	ТЛО-10
				С	ТЛО-10
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 23544-07; Ктн=10500:√3/100:√3	А	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				В	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				С	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
		Счетчик	КТ 0,5S/1, Г.р. № 36697-08, Ксч=1	СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.02М.03	
		УСПД	Г.р. № 37288-08, Куспд=3150	RTU-325L	
ИВК	Г.р. № 44595-10, Кивк=1	АльфаЦЕНТР			



№ ИК	Наименование ИК	Вид СИ, класс точности, коэффициент преобразования, № Госреестра СИ		Тип, модификация	
19	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», яч. 23 В2-ЭТ-С1	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 25433-08; К <sub>ТТ</sub> =150/5	А	ТЛО-10
				В	ТЛО-10
				С	ТЛО-10
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 23544-07; К <sub>ТН</sub> =10500:√3/100:√3	А	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				В	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				С	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
		Счетчик	КТ 0,5S/1, Г.р. № 36697-08, К <sub>сч</sub> =1	СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.02М.03	
20	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», яч. 25 Резерв	УСПД	Г.р. № 37288-08, К <sub>успд</sub> =3150	RTU-325L	
		ИВК	Г.р. № 44595-10, К <sub>ивк</sub> =1	АльфаЦЕНТР	
		ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 25433-08; К <sub>ТТ</sub> =150/5	А	ТЛО-10
				В	ТЛО-10
				С	ТЛО-10
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 23544-07; К <sub>ТН</sub> =10500:√3/100:√3	А	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				В	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
				С	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2
21	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», СН1-ВГ1	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 15173-06; К <sub>ТТ</sub> =1000/5	А	ТШП-0,66
				В	ТШП-0,66
				С	ТШП-0,66
		Счетчик	КТ 0,5S/1, Г.р. № 36697-08, К <sub>сч</sub> =1	СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.09	
		УСПД	Г.р. № 37288-08, К <sub>успд</sub> =200	RTU-325L	
22	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», СН1-ВГ2	ИВК	Г.р. № 44595-10, К <sub>ивк</sub> =1	АльфаЦЕНТР	
		ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 15173-06; К <sub>ТТ</sub> =1000/5	А	ТШП-0,66
				В	ТШП-0,66
				С	ТШП-0,66
		Счетчик	КТ 0,5S/1, Г.р. № 36697-08, К <sub>сч</sub> =1	СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.09	
		УСПД	Г.р. № 37288-08, К <sub>успд</sub> =200	RTU-325L	
		ИВК	Г.р. № 44595-10, К <sub>ивк</sub> =1	АльфаЦЕНТР	

№ ИК	Наименование ИК	Вид СИ, класс точности, коэффициент преобразования, № Госреестра СИ		Тип, модификация	
23	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», Возбуждение 1	ТТ	КТ 0,2; Г.р. № 21254-06; К <sub>ТТ</sub> =300/5	А	ТПЛ 20
				В	ТПЛ 20
				С	ТПЛ 20
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 3344-08; К <sub>ТН</sub> =15750:√3/100:√3	А	ЗНОЛ.06, ЗНОЛ.06-15 У3
				В	ЗНОЛ.06, ЗНОЛ.06-15 У3
				С	ЗНОЛ.06, ЗНОЛ.06-15 У3
		Счетчик	КТ 0,5S/1, Г.р. № 31857-11, Ксч=1	Альфа А1800, А1805-RL-P4G-DW-4	
24	ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», Возбуждение 2	УСПД	Г.р. № 37288-08, Куспд=9450	RTU-325L	
		ИВК	Г.р. № 44595-10, Кивк=1	АльфаЦЕНТР	
		ТТ	КТ 0,2; Г.р. № 21254-06; К <sub>ТТ</sub> =300/5	А	ТПЛ 20
				В	ТПЛ 20
				С	ТПЛ 20
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 3344-08; К <sub>ТН</sub> =15750:√3/100:√3	А	ЗНОЛ.06, ЗНОЛ.06-15 У3
				В	ЗНОЛ.06, ЗНОЛ.06-15 У3
				С	ЗНОЛ.06, ЗНОЛ.06-15 У3
		Счетчик	КТ 0,5S/1, Г.р. № 31857-11, Ксч=1	Альфа А1800, А1805-RL-P4G-DW-4	
		УСПД	Г.р. № 37288-08, Куспд=9450	RTU-325L	
		ИВК	Г.р. № 44595-10, Кивк=1	АльфаЦЕНТР	

### Программное обеспечение

АИИС КУЭ работает под управлением программного обеспечения «АльфаЦЕНТР», установленного на сервере баз данных ИВК.

Программное обеспечение выполняет функции информационного обмена с УСПД, в том числе сбора данных, передачи команд синхронизации часов, передачи результатов измерений в систему управления базами данных Oracle, представления результатов измерений, предотвращения несанкционированного доступа к результатам измерений и их изменения.

Программное обеспечение состоит из коммуникационного сервера, модуля доступа к базам данных, расчетного сервера, модуля шифрования данных.

Идентификационные признаки метрологически значимого программного обеспечения АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные признаки метрологически значимого программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
АльфаЦЕНТР	alphamess.dll	-	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	MD5
	ameta.exe	3.32.0.0	58bebdb2e0f910b90a55f12479afa093	MD5
	ametc.exe	3.32.0.0	0c4a16083869c9d8bd42a008aac34db9	MD5
	amra.exe	3.32.0.0	b7dc2f295375553578237ffc2676b153	MD5
	amrc.exe	3.32.0.0	8278b954b23e73646072317ffd09baab	MD5
	amrserver.exe	3.32.0.0	94b754e7dd0a57655c4f6b8252afd7a6	MD5
	billsvr.exe	3.30.0.0	61a6928159f188a95dac0462c5e9bcda	MD5
	cdbora2.dll	3.31.0.0	5e9a48ed75a27d10c135a87e77051806	MD5
	encryptdll.dll	-	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	MD5

Программное обеспечение имеет уровень защиты «С» от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010.

Составляющая погрешности из-за влияния программного обеспечения не превышает единицы младшего разряда результата измерений.

#### Метрологические и технические характеристики

Количество измерительных каналов (ИК)..... 24  
Границы допускаемой основной относительной погрешности ИК при доверительной вероятности  $P=0,95$  при измерении активной электрической энергии ..... приведены в таблице 3  
Границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности  $P=0,95$  при измерении активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения ..... приведены в таблице 4  
Предел допускаемого значения поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC(SU) не более, с .....  $\pm 5$

Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут ..... 30  
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут ..... 30  
Формирование XML-файла для передачи внешним системам..... автоматическое

Таблица 3 - Границы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной ( $\delta_{W_o}^A$ ) электроэнергии.

I, % от I <sub>ном</sub>	Коэффициент мощности	ИК № от 1 до 4	ИК № от 5 до 20	ИК № 21, 22	ИК № 23, 24
		$\delta_{W_o}^A$ , %	$\delta_{W_o}^A$ , %	$\delta_{W_o}^A$ , %	$\delta_{W_o}^A$ , %
2	0,5	± 1,8	± 4,9	± 4,7	-
2	0,8	± 1,2	± 2,7	± 2,6	-
2	0,865	± 1,1	± 2,4	± 2,3	-
2	1	± 0,91	± 1,9	± 1,8	-
5	0,5	± 1,3	± 3,1	± 2,8	± 2,3
5	0,8	± 0,87	± 1,9	± 1,7	± 1,6
5	0,865	± 0,83	± 1,8	± 1,6	± 1,5
5	1	± 0,57	± 1,2	± 0,99	± 1,1
20	0,5	± 1,0	± 2,4	± 2,1	± 1,6
20	0,8	± 0,63	± 1,4	± 1,1	± 0,95
20	0,865	± 0,59	± 1,2	± 1,0	± 0,91
20	1	± 0,47	± 0,99	± 0,78	± 0,76
100, 120	0,5	± 1,0	± 2,4	± 2,1	± 1,4
100, 120	0,8	± 0,63	± 1,4	± 1,1	± 0,85
100, 120	0,865	± 0,59	± 1,2	± 1,0	± 0,82
100, 120	1	± 0,47	± 0,99	± 0,78	± 0,69

Таблица 4 - Границы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной ( $\delta_W^A$ ) и реактивной ( $\delta_W^P$ ) электроэнергии в рабочих условиях применения.

I, % от I <sub>ном</sub>	Коэффициент мощности	ИК № от 1 до 4		ИК № от 5 до 20		ИК № 21, 22		ИК № 23, 24	
		$\delta_W^A$ , %	$\delta_W^P$ , %	$\pm \delta_W^A$ , %	$\pm \delta_W^P$ , %	$\pm \delta_W^A$ , %	$\pm \delta_W^P$ , %	$\delta_W^A$ , %	$\delta_W^P$ , %
2	0,5	± 2,0	± 2,1	± 4,9	± 3,7	-	-	± 5,1	± 3,7
2	0,8	± 1,4	± 2,3	± 3,0	± 4,7	-	-	± 3,1	± 4,9
2	0,865	± 1,3	± 2,5	± 2,8	± 5,5	-	-	± 2,8	± 5,6
2	1	± 1,2	-	± 2,3	-	-	-	± 2,4	-
5	0,5	± 1,4	± 1,9	± 3,2	± 3,3	± 2,7	± 3,3	± 3,4	± 3,4
5	0,8	± 1,1	± 2,1	± 2,3	± 3,8	± 2,2	± 3,5	± 2,4	± 3,9
5	0,865	± 1,1	± 2,1	± 2,2	± 4,1	± 2,1	± 3,7	± 2,3	± 4,3
5	1	± 0,78	-	± 1,4	-	± 1,4	-	± 1,5	-
20	0,5	± 1,3	± 1,7	± 2,5	± 3,0	± 2,1	± 2,9	± 2,8	± 3,1
20	0,8	± 0,95	± 1,8	± 1,8	± 3,2	± 1,7	± 3,0	± 2,0	± 3,4
20	0,865	± 0,93	± 1,8	± 1,8	± 3,4	± 1,7	± 3,1	± 1,9	± 3,6
20	1	± 0,71	-	± 1,3	-	± 1,2	-	± 1,4	-
100, 120	0,5	± 1,3	± 1,7	± 2,5	± 3,0	± 2,0	± 2,9	± 2,8	± 3,1
100, 120	0,8	± 0,95	± 1,8	± 1,8	± 3,2	± 1,7	± 3,0	± 2,0	± 3,4
100, 120	0,865	± 0,93	± 1,8	± 1,8	± 3,4	± 1,7	± 3,0	± 1,9	± 3,6
100, 120	1	± 0,71	-	± 1,3	-	± 1,2	-	± 1,4	-

Глубина хранения результатов измерений в базе данных не менее, лет..... 4  
 Ведение журналов событий ИВК, ИВКЭ и ИИК ТИ..... автоматическое  
 Рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ:  
 температура окружающего воздуха:  
 для измерительных трансформаторов ИК, °С ..... от минус 45 до 40;  
 для счетчиков, связующих компонентов, °С ..... от 0 до 40;  
 для оборудования ИВК, °С ..... от 10 до 35;  
 частота сети, Гц ..... от 49,5 до 50,5;  
 напряжение сети питания (относительного номинального значения  $U_{ном}$ ), % .. от 90 до 110.  
 Допускаемые значения информативных параметров:  
 ток в ИК № от 1 до 22, % от  $I_{ном}$  ..... от 2 до 120;  
 ток в ИК № 23, 24, % от  $I_{ном}$  ..... от 5 до 120;  
 напряжение, % от  $U_{ном}$  ..... от 90 до 110;  
 коэффициент мощности,  $\cos \phi$  ..... 0,5 инд. – 1,0 – 0,8 емк.  
 коэффициент реактивной мощности,  $\sin \phi$  ..... 0,5 инд. – 1,0 – 0,5 емк.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра РЭМ.022-ДВ/11.02.01ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии пускового комплекса в составе гидроагрегатов № 1 и № 2 ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС». Формуляр».

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	48
Трансформатор тока	АМТ 245/1	6
Трансформатор тока	ТШЛ-20-1	6
Трансформатор тока	ТШП-0,66	6
Трансформатор тока	ТПЛ-20	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-15 У3	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-10 У2	6
Трансформатор напряжения	SU 245/S	6
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	3
Сервер времени	Метроном-600	1
Сервер баз данных	Proliant DL380 G7	1
Счетчик электрической энергии	A1802-RALX-P4GB-DW-4	4
Счетчик электрической энергии	A1805-RL-P4GB-DW-4	2
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.02М.03	16
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.09	2
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии пускового комплекса в составе гидроагрегатов № 1 и № 2 ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС». Формуляр	РЭМ.022-ДВ/11.02.01ФО	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии пускового комплекса в составе гидроагрегатов № 1 и № 2 ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС». Методика поверки	РЭМ.022-ДВ/11.02.01Д1	1

## **Поверка**

осуществляется по документу РЭМ.022-ДВ/11.02.01Д1 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии пускового комплекса в составе гидроагрегатов № 1 и № 2 ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС». Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» в августе 2013 г.

Основное поверочное оборудование: миллитесламетр портативный ТП2-2У (Г. р. № 16373-08), мультиметр АРРА-109 (Г. р. № 20085-11), вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А» (Г. р. № 22029-10), измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел» (Г. р. № 23070-05), тайм-сервер ФГУП «ВНИИФТРИ» (поправка системных часов не более  $\pm 10$  мкс).

Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ проводится в соответствии со следующими нормативными и техническими документами по поверке:

- измерительные трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003;
- измерительные трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики электрической энергии Альфа А1800 – в соответствии с методикой поверки ДЯИМ.411152.018МП, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.02М и СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденной ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2007 г.;
- устройство сбора и передачи данных RTU-325L – в соответствии с методикой поверки ДЯИМ.466.453.005МП, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- комплекс измерительно вычислительный для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР» - в соответствии с методикой поверки ДЯИМ.466453.007МП, утвержденной ФГУП «ВНИИМС».

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

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии пускового комплекса в составе гидроагрегатов № 1 и № 2 ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС». Свидетельство об аттестации методики измерений №176-01.00249-2013 от «14» августа 2013 г.

## **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии пускового комплекса в составе гидроагрегатов № 1 и № 2 ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС»**

1. ГОСТ Р 8.596-2002. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
2. ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
3. ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
4. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
5. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.
6. ТУ 4228-011-29056091-11. Счетчики электрической энергии многофункциональные Альфа А1800. Технические условия.
7. ИЛГШ.411152.145ТУ. Счетчики многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Технические условия.

8. РЭМ.022-ДВ/11.02.01 Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии пускового комплекса в составе гидроагрегатов № 1 и № 2 ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС». Технический проект.

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью Управляющая компания «РусЭнергоМир»

Адрес: 630087, г. Новосибирск, ул. Новогодняя, д. 24/1, тел. (383) 349-81-00; e-mail: [info@rusenergomir.ru](mailto:info@rusenergomir.ru).

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»).

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4., тел. (383)210-08-14, факс (383)210-13-60; e-mail: [director@sniim.ru](mailto:director@sniim.ru).

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30007-09 от 12.12.2009 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

\_\_\_\_\_  
Ф.В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г