

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 2919 от 21.12.2017 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Филиала ПАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Филиала ПАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, а также передачу данных в утвержденных форматах другим удаленным заинтересованным пользователям. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

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- измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,5; 0,2; 0,2S; 0,5S по ГОСТ 7746-01, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,5 и 0,2 по ГОСТ 1983-01, счетчики электроэнергии многофункциональные ЕвроАльфа (модификация EA02RAL-P3B-4) класса точности (КТ) 0,2S/0,2 по ГОСТ 30206-94 при измерении активной электрической энергии и ГОСТ 26035-83 при измерении реактивной электрической энергии.

2-й уровень- измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее-УСПД) типа RTU-325H, устройство синхронизации системного времени, (далее-УССВ), выполненного на базе GPS-приемника типа УССВ-35HVS, каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень- представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы. Технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы 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, реактивной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотношены с текущим московским временем и передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с количеством импульсов с выходов счетчиков посредством линий связи поступает на входы УСПД, где осуществляется сбор, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, преобразование единиц измерения количества потребленной электроэнергии в кВт·ч, хранение результатов измерений и далее данные передаются на СБД (сервер базы данных) АИИС КУЭ.

СБД АИИС КУЭ с периодичностью один раз в 30 минут опрашивает УСПД и считывает с него тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных сервера. С помощью программного обеспечения «АльфаЦентр» формируются макеты в формате xml (80020, 51070), АСКП и xls, которые по электронной почте отправляются всем заинтересованным субъектам оптового рынка. В АТС отправляется макет 80020 с электронной цифровой подписью.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации системного времени, выполненного на базе GPS-приемника типа УССВ-35HVS, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования 1 раз в час. СОЕВ выполняет законченную функцию измерения времени, имеет нормируемые метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени.

Часы УСПД АИИС КУЭ синхронизированы со временем УССВ, синхронизация времени УСПД АИИС КУЭ и УССВ выполняется при расхождении времени УСПД с временем УССВ на величину более чем ± 2 с. Синхронизация времени сервера от часов УСПД происходит при каждом опросе УСПД, но не реже 1 раза в 30 минут. Синхронизация показаний часов счетчиков от часов УСПД происходит при каждом запросе профиля нагрузки от счетчика, т.е. каждые 30 минут, корректировка осуществляется при расхождении показаний часов счетчика и УСПД на величину более чем ± 2 с.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ ± 5 с/сутки. Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД, сервера 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 ПО «АльфаЦЕНТР» (Версия не ниже 15.07.04), в состав которого входят метрологически значимые модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Метрологически значимые модули ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электроэнергии и измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Метрологические характеристики измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Состав измерительного канала					Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	УСВ		Основная погрешность, (±) %	Погрешность в рабочих условиях, (±) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	НиГЭС Генератор 1	ТПШФ-20 3000/5, КТ 0,5 Зав. № 63556 Зав. № 1036 Зав. № 63113 Рег.№ 519-50	GSZ 20 13800/100, КТ 0,2 Зав. № 30869762 Зав. № 30869774 Зав. № 30869776 Рег.№ 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114418 Рег.№ 16666-97	RTU -325 Н зав. №007445, рег.№ 44626-10	GPS-приемник типа УССВ- 35HVS , зав. № 001330	активная	1,2	1,3
							реактивная	1,8	1,6
2	НиГЭС Генератор 2	ТПШФ-20 3000/5, КТ 0,5 Зав. № 63761 Зав. № 1028 Зав. № 1027 Рег.№ 519-50	GSZ 20 13800/100, КТ 0,2 Зав. №30869736 Зав.№30869739 Зав. № 30869727 Рег.№ 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114357 Рег.№ 16666-97	RTU -325 Н зав. №007445, рег.№ 44626-10	GPS-приемник типа УССВ- 35HVS , зав. № 001330	активная	1,2	1,3
							реактивная	1,8	1,6
3	НиГЭС Генератор 3	ТПШФ-20 3000/5, КТ 0,5 Зав. № 1031 Зав. № 1833 Зав. № 1187 Рег.№ 519-50	GSZ 20 13800/100, КТ 0,2 Зав. № 30893282 Зав. № 30869784 Зав. № 30869755 Рег.№ 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114200 Рег.№ 16666-97	RTU -325 Н зав. №007445, рег.№ 44626-10	GPS-приемник типа УССВ- 35HVS , зав. № 001330	активная	1,2	1,3
							реактивная	1,8	1,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
4	НиГЭС Генератор 4	ТПШФ-20 3000/5, КТ 0,5 Зав. № 1030 Зав. № 1189 Зав. № 1184 Рег.№ 519-50	GSZ 20 13800/100, КТ 0,2 Зав. № 30869760 Зав. № 30869728 Зав. № 30869756 Рег.№ 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114204 Рег.№ 16666-97	RTU -325 Н зав №007445, рег.№ 44626-10	GPS-приемник типа УССВ- 35HVS , зав. № 001330	активная	1,2	1,3		
								реактивная	1,8	1,6	
5	НиГЭС Генератор 5	ТПШВ 15 5000/5, КТ 0,2 Зав. № 61 Зав. № 63 Зав. № 64 Рег.№ 5719-08	GSZ 20 13800/100, КТ 0,2 Зав. № 30869768 Зав. № 30869772 Зав. № 30869773 Рег.№ 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114412 Рег.№ 16666-97					активная	0,8	0,9
									реактивная	1,1	0,9
6	НиГЭС Генератор 6	ТПШВ 15 5000/5, КТ 0,2 Зав. № 28 Зав. № 27 Зав. № 18 Рег.№ 5719-08	GSZ 20 13800/100, КТ 0,2 Зав. № 30893266 Зав. № 30893270 Зав. № 30893271 Рег.№ 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114414 Рег.№ 16666-97					активная	0,8	0,9
									реактивная	1,1	0,9
7	НиГЭС Генератор 7	ТПШВ 15 5000/5, КТ 0,2 Зав. № 7 Зав. № 15 Зав. № 10 Рег.№ 5719-08	GSZ 20 13800/100, КТ 0,2 Зав. № 30893288 Зав. № 30893286 Зав. № 30893279 Рег.№ 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114215 Рег.№ 16666-97					активная	0,8	0,9
									реактивная	1,1	0,9
8	НиГЭС Генератор 8	ТПШВ 15 5000/5, КТ 0,2 Зав. № 8 Зав. № 12 Зав. № 6 Рег.№ 5719-08	GSZ 20 13800/100, КТ 0,2 Зав. № 30869738 Зав. № 30869732 Зав. № 30869729 Рег.№ 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114393 Рег.№ 16666-97			активная	0,8	0,9		
							реактивная	1,1	0,9		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10			
9	Нижегородская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 3с 110 кВ, ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Левобережная I цепь	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 131317415 Зав. № 131317412 Зав. № 131317408 Рег.№ 37750-08	(110000/√3)/(100/√3)	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114390 Рег.№ 16666-97	RTU -325 Н зав №007445, рег№ 44626-10	GPS-приемник типа УССВ- 35HVS , зав. № 001330	активная	0,8	0,9			
				реактивная			2,0	1,8				
10	Нижегородская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 3с 110 кВ, ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС - ГПП2 ЗМЗ	ТВ-ЭК 110М1 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 14-4075 Зав. № 14-4077 Зав. № 14-4064 Рег.№ 39966-10		SVS 123 КТ 0,2 Зав. № 13/124790 Зав. № 13/124789 Зав. № 13/124783 Зав. № 13/124784 Зав. № 13/124787 Зав. № 13/124785			EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114387 Рег.№ 16666-97			активная	0,8	0,9
										реактивная	2,0	1,8
11	Нижегородская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 4с 110 кВ, ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Малаховская II цепь с отпайками	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 131317410 Зав. № 131317407 Зав. № 131317404 Рег.№ 37750-08	Зав. № 13/124795 Зав. № 13/124782 Зав. № 13/124796	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114392 Рег.№ 16666-97			активная	0,8	0,9			
							реактивная	2,0	1,8			
12	Нижегородская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 3с 110 кВ, ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Малаховская I с отпайкой на ПС Пестовская	ТВ-ЭК 110М1 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 14-4069 Зав. № 14-4066 Зав. № 14-4073 Рег.№ 39966-10	Зав. № 13/124794 Зав. № 13/124793 Зав. № 13/124788 Рег.№ 28655-05	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114211 Рег.№ 16666-97			активная	0,8	0,9			
							реактивная	2,0	1,8			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	Нижегородская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 4с 110 кВ, ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Накат с отпайками	ТВ-ЭК 110М1 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 14-4076 Зав. № 14-4068 Зав. № 14-4067 Рег.№ 39966-10	SVS 123 (110000/√3)/(100/√3) КТ 0,2 Зав. № 13/124790 Зав. № 13/124789 Зав. № 13/124783	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114407 Рег.№ 16666-97	RTU -325 Н зав №007445, рег№ 44626-10	GPS-приемник типа УССВ-35HVS , зав. № 001330	активная	0,8	0,9
				реактивная			2,0	1,8	
14	Нижегородская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 3с 110 кВ, ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Новосормовская с отпайками	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 131317409 Зав. № 131317406 Зав. № 131317403 Рег.№ 37750-08	Зав. № 13/124784 Зав. № 13/124787 Зав. № 13/124785 Зав. № 13/124795 Зав. № 13/124782 Зав. № 13/124796	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114365 Рег.№ 16666-97			активная	0,8	0,9
				реактивная			2,0	1,8	
15	Нижегородская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 4с 110 кВ, КВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Луч с отпайкой на ПС Чернораменская	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 131317422 Зав. № 131317426 Зав. № 131317417 Рег.№ 37750-08	Зав. № 13/124794 Зав. № 13/124793 Зав. № 13/124788 Рег.№ 28655-05	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114356 Рег.№ 16666-97	активная	0,8	0,9		
				реактивная	2,0	1,8			
16	Нижегородская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 1с 110 кВ, ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Дзержинская с отпайкой на ПС Автотрек	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 131317413 Зав. № 131317414 Зав. № 131317411 Рег.№ 37750-08	SVS 123 (110000/√3)/(100/√3) КТ 0,2 Зав. № 13/124790 Зав. № 13/124789 Зав. № 13/124783 Зав. № 13/124784 Зав. № 13/124787 Зав. № 13/124785 Зав. № 13/124795 Зав. № 13/124782 Зав. № 13/124796 Зав. № 13/124794 Зав. № 13/124793 Зав. № 13/124788 Рег.№ 28655-05	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114376 Рег.№ 16666-97	активная	0,8	0,9		
					реактивная	2,0	1,8		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	Нижегородская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 2с 110 кВ, ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Западная с отпайкой на ПС Бурцевская	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 131317418 Зав. № 131317416 Зав. № 131317419 Рег.№ 37750-08	SVS 123 (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) КТ 0,2 Зав. № 13/124790 Зав. № 13/124789 Зав. № 13/124783 Зав. № 13/124784 Зав. № 13/124787 Зав. № 13/124785	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114369 Рег.№ 16666-97	RTU -325 Н зав №007445, рег№ 44626-10	GPS-приемник типа УССВ- 35HVS , зав. № 001330	активная	0,8	0,9
				реактивная			2,0	1,8	
18	Нижегородская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 1с 110 кВ, ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС - Пучеж с отпайкой на ПС Губцевская	ТВ-ЭК 110М1 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 14-4071 Зав. № 14-4070 Зав. № 14-4065 Рег.№ 39966-10	Зав. № 13/124795 Зав. № 13/124782 Зав. № 13/124796 Зав. № 13/124794 Зав. № 13/124793 Зав. № 13/124788 Рег.№ 28655-05	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114405 Рег.№ 16666-97			активная	0,8	0,9
					реактивная	2,0	1,8		
19	Нижегородская ГЭС, КРУ-6 кВ, 1 секция, Яч.16, ПС Пестовская ф.625	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5, КТ 0,5S Зав. № 00640-10 Зав. № 00671-10 Зав. № 00717-10 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛП-6 6000/100 , КТ 0,5 Зав.№ 629 Зав.№ 4849 Зав.№ 636 Зав.№ 622 Зав.№ 4852 Зав.№ 592 Рег.№ 23544-07	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114396 Рег.№ 16666-97	активная	1,3	1,4		
					реактивная	2,0	1,8		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
20	Нижегородская ГЭС, КРУ-6 кВ, 2 секция, Яч.17, ПС Пестовская ф.625	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5, КТ 0,5S Зав. № 00672-10 Зав. № 00670-10 Зав. № 00668-10 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛП-6 6000/100, КТ 0,5 Зав.№ 3753 Зав.№ 3751 Зав.№ 590 Зав.№ 622 Зав.№ 4852 Зав.№ 592 Рег.№ 23544-07	ЕА02RAL-Р3В-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114371 Рег.№ 16666-97	RTU -325 Н зав №007445, рег.№ 44626-10	GPS-приемник типа УССВ- 35НVS , зав. № 001330	активная	1,3	1,4
				реактивная			2,0	1,8	
21	Нижегородская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 4с 110 кВ, ВЛ110 кВ Нижегородская ГЭС - Левобережная II цепь	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 131317420 Зав. № 131317424 Зав. № 131317430 Рег.№ 37750-08	110000/√3)/(100/√3) КТ 0,2 Зав. № 13/124790 Зав. № 13/124789 Зав. № 13/124783 Зав. № 13/124784 Зав. № 13/124787 Зав. № 13/124785 Зав. № 13/124795 Зав. № 13/124782 Зав. № 13/124796	ЕА02RAL-Р3В-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114421 Рег.№ 16666-97			активная	0,8	0,9
					реактивная	2,0	1,8		
22	ОВ 110	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 131317429 Зав. № 131317421 Зав. № 131317428 Рег.№ 37750-08	Зав. № 13/124794 Зав. № 13/124793 Зав. № 13/124788 Рег.№ 28655-05	ЕА02RAL-Р3В-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114203 Рег.№ 16666-97	активная	0,8	0,9		
					реактивная	2,0	1,8		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
23	ВЛ 220 кВ Нижегородская ГЭС-Вязники	ТГФ220-II* 1200/1, КТ 0,2S Зав. № 403 Зав. № 402 Зав. № 398 Рег.№ 20645-07	TVG 245 (220000/√3)/(100/√3) КТ 0,2 Зав. № 30060126 Зав. № 30060127 Зав. № 30060128 Зав. № 30060117 Зав. № 30060119 Зав. № 30060118 Зав. № 30060125 Зав. № 30060124 Зав. № 30060123 Рег.№ 38886-08	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114209 Рег.№ 16666-97	RTU -325 Н зав.№007445, рег.№ 44626-10	GPS-приемник типа УССВ- 35HVS , зав. № 001330	активная реактивная	0,8 2,0	0,9 1,8
24	Нижегородская ГЭС, ОРУ-220 кВ, СШ 220кВ от 1Т и 2Т, ВЛ 220 кВ Нижегородская ГЭС - Семёновская	ТГФ220-II* 1200/1, КТ 0,2S Зав. № 400 Зав. № 401 Зав. № 399 Рег.№ 20645-07	TVG 245 (220000/√3)/(100/√3) КТ 0,2 Зав. № 30060120 Зав. № 30060121 Зав. № 30060122 Зав. № 30060117 Зав. № 30060119 Зав. № 30060118 Зав. № 30060125 Зав. № 30060124 Зав. № 30060123 Рег.№ 38886-08	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав. № 01114406 Рег.№ 16666-97	RTU -325 Н зав.№007445, рег.№ 44626-10	GPS-приемник типа УССВ- 35HVS , зав. № 001330	активная реактивная	0,8 2,0	0,9 1,8

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. В Таблице 2 в графе «Погрешность ИК в нормальных и рабочих условиях эксплуатации, приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,8$ ($\sin\varphi=0,6$); токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$, температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 5 до 25 °С .
4. Допускается замена измерительных ТТ и ТН, счетчиков электрической энергии, УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, приведенными в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном в Филиале ПАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС». Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	24
<p>Нормальные условия: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для счетчиков, °С - частота, Гц 	<p>от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25 от 49,6 до 50,4</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для сервера, °С - температура окружающей среды для УСПД, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, не более, % - частота, Гц 	<p>от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5_{инд.} до 1_{емк.} от -40 до +60 от -40 до +70 от +10 до +30 от +5 до +50 от 80 до 106,7 кПа 98 % от 49,6 до 50,4</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД RTU-325H:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>50 000 2 100 000 2 150000 1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее: - при отключении питания (при температуре +25 °С), лет, не менее: <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>35 5 3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- 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 и УСПД:
 - параметрирования;
 - воздействия внешнего магнитного поля;
 - вскрытие счетчика;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывов электропитания;
 - потери и восстановления связи со счётчиками;
 - программных и аппаратных перезапусков;
 - корректировки времени в счетчике и сервере;
 - изменения ПО.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений приращений электроэнергии на интервалах 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений - не реже одного раза в сутки (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 систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАльфа (модификация EA02RAL-P3B-4)	24 шт.
Трансформатор тока	ТПШФ-20	12 шт.
Трансформатор тока	ТШВ 15	12 шт.

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	VIS WI	24 шт.
Трансформатор тока	ТВ-ЭК (модификация ТВ-ЭК 110М1)	12 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТГФ220-П*	6 шт.
Трансформатор напряжения	GSZ 20	24 шт.
Трансформатор напряжения	SVS 123	12 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6	9 шт.
Трансформатор напряжения	TVG 245	12 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325H	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени выполненного на базе GPS-приемника типа	УССВ-35 HVS	1 шт.
Основной сервер	HP Proliant DL360e G8	1 шт.
АРМ (автоматизированное рабочее место)		-
Документация		
Методика поверки МП 4222-15-7714348389-2017		1 экз.
Формуляр ФО 4222-15-7714348389-2017 с Изменением №1		1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 4222-15-7714348389-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии Филиала ПАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС». Методика поверки, утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 22.02.2017 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторы тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторы напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- 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»;
- счётчики "ЕвроАльфа" по документу "ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки", согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г;
- УСПД RTU-325H по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T, радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04;
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33750-12.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик, поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска и (или) наклейки со штрих кодом и заверяется подписью поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Филиала ПАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС». Свидетельство об аттестации №161/RA.RU 311290/2015/2017 от 09 января 2017

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Филиала ПАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС»

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 «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д.2, к. 12

Телефон: 8 (495) 230-02-86

Испытательный центр

ФБУ «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»
(ФБУ Самарский ЦСМ)

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: +7 (846) 336-08-27

Факс: +7 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.