

Приложение  
к приказу Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «» 2020 г. №

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС», КРУН – 6 кВ ГЭС – 2, ГЭС – 3

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС», КРУН – 6 кВ ГЭС – 2, ГЭС – 3 (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой двухуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС» (сервер АИИС КУЭ), устройство синхронизации времени УСВ-3, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства приема-передачи данных.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

измерение 30-минутных приращений активной, реактивной электроэнергии и времени; периодический (один раз в сутки) и/или по запросу сбор привязанных к шкале координированного времени UTC(SU) результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин) во всех ИК;

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИК, а также сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);

хранение результатов измерений по заданным критериям (первичной, рассчитанной и замещенной информации и т.д.) и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

прием и обработка данных от смежных АИИС КУЭ (30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии по точкам измерений и данных о состоянии соответствующих средств измерений);

ввод в ручном режиме показаний и (или) профилей мощности с интервалом интегрирования 30 мин от приборов учета электроэнергии, не включенных в АИИС КУЭ;

формирование интегральных актов электроэнергии и актов учета перетоков электроэнергии;

формирование и передача результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в виде макетов 80020, 80030, 80040, 51070, а также в иных форматах в АО «АТС», АО «СО ЕЭС», смежным и прочим заинтересованным организациям;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

Величины первичных токов и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электроэнергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Сервер АИИС КУЭ автоматически опрашивает счетчики электроэнергии с помощью выделенного канала связи на уровне ИИК, считывает со счетчиков 30-минутные профили мощности и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет вычисление значений электроэнергии с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, записывает полученные данные в базу данных;

обеспечивает ввод в ручном режиме показаний и (или) профилей мощности с интервалом интегрирования 30 мин от приборов учета электроэнергии, не включенных в АИИС КУЭ;

осуществляет обработку результатов измерений;

обеспечивает хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных;

передает результаты измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным организациям в виде макетов 80020, 80030, 80040, 51070.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят часы счетчиков, сервера АИИС КУЭ. В качестве устройства синхронизации времени используется УСВ-3 со встроенным ГЛОНАСС/GPS приемником.

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-3 происходит один раз в час. Синхронизация часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-3 осуществляется при наличии любого минимального расхождения между показаниями часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-3.

Сравнение показаний часов счетчиков и сервера АИИС КУЭ, происходит не реже одного раза в сутки. Синхронизация времени часов счетчиков и сервера АИИС КУЭ осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и сервера АИИС КУЭ на величину более чем  $\pm 2$  с.

### **Программное обеспечение**

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПО «Emcos Corporate»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.1
Идентификационное наименование ПО	STAlertBase.tlb
Цифровой идентификатор ПО	D2160BEEE39FE5C92D4741EB6C722D68
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	STDistribute_Intf.tlb
Цифровой идентификатор ПО	CABF4B55D4597392A92355008357AFD6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	STDriverBase.tlb
Цифровой идентификатор ПО	0C2194E89D66B977475E05B4BBBBBA60
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	STLineIntf.tlb
Цифровой идентификатор ПО	31C0E1632EC4912791C8E9A7C899DC63
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	STReportlibrarv.tlb
Цифровой идентификатор ПО	6EA71FEDB278827D5D99AC48DF728352
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	STTransportManager Base.tlb
Цифровой идентификатор ПО	1549AB3CEFE8899E837FB814A978A2F4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	STTransport Base.tlb
Цифровой идентификатор ПО	7D5F550BE11E0D7DE271EC9548F70DD1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	STAppControl.tlb
Цифровой идентификатор ПО	119028FFC96D92390C1414F4E6DFA07C
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК	
1	2	3	4	5	6	
ГЭС-2						
1	ГЭС-2; ВЛ 6 кВ ГЭС-2 – Облместпром (Ф-66)	ТЛП-10 Кл. т. 0,2S 200/5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛП.4-6 Кл. т. 0,2 (6300/√3)/(100/√3) Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Сервер АИИС КУЭ УСВ-3 Рег.№ 64242-16	
2	ГЭС-2; КЛ 6 кВ ГЭС-2 – Ударный (Ф-63)	ТЛП-10 Кл. т. 0,2S 200/5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛП.4-6 Кл. т. 0,2 (6300/√3)/(100/√3) Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
3	ГЭС-2; ВЛ 6 кВ ГЭС-2 – ГЭС-1 (Ф-62)	ТПЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S 100/5 Рег. № 69608-17	ЗНОЛП.4-6 Кл. т. 0,2 (6300/√3)/(100/√3) Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
ГЭС-3						
4	ГЭС-3; ВЛ 35 кВ ГЭС-4 – ГЭС-3 (Л-392)	ТЛО-35 Кл. т. 0,2S 100/5 Рег. № 36291-11	ЗНОЛП-ЭК-35 Кл. т. 0,5 (35000/√3)/(100/√3) Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
5	ГЭС-3; ВЛ 6 кВ ГЭС-3 – совхоз, насосная (Ф-63)	ТПЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S 100/5 Рег. № 69608-17	ЗНОЛП.4-6 Кл. т. 0,2 (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
6	ГЭС-3; КЛ 6 кВ ГЭС-3 – п. Каскадный (Ф-62)	ТПЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S 100/5 Рег. № 69608-17	ЗНОЛП.4-6 Кл. т. 0,2 (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
7	ГЭС-3; КЛ 6 кВ ГЭС-3 – п. Каскадный (Ф-65)	ТПЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S 100/5 Рег. № 69608-17	ЗНОЛП.4-6 Кл. т. 0,2 (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		

**Примечания:**

1 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 3 метрологических характеристик.

2 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, внося изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

3 Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (Рег. №).

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (δ), %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 3, 5 – 7 ТТ - 0,2S; ТН - 0,2; Счетчик - 0,2S	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,9	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,6	±1,1	±1,0	±1,0
	0,5	±2,1	±1,4	±1,2	±1,2
4 ТТ - 0,2S; ТН - 0,5; Счетчик - 0,2S	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,4	±1,1	±1,0	±1,0
	0,8	±1,6	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,8	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,4	±1,8	±1,6	±1,6
Номер ИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (δ), %			
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 3, 5 – 7 ТТ - 0,2S; ТН - 0,2; Счетчик - 0,5	0,44	±2,9	±2,5	±2,0	±2,0
	0,6	±2,5	±2,3	±1,8	±1,8
	0,71	±2,4	±2,2	±1,7	±1,7
	0,87	±2,2	±2,1	±1,7	±1,7
4 ТТ - 0,2S; ТН - 0,5; Счетчик - 0,5	0,44	±3,2	±2,8	±2,3	±2,3
	0,6	±2,7	±2,4	±2,0	±2,0
	0,71	±2,5	±2,3	±1,9	±1,9
	0,87	±2,3	±2,2	±1,8	±1,8
Пределы абсолютной погрешности синхронизации часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC(SU) ±5 с					
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны пределы относительной погрешности, соответствующие доверительной вероятности P = 0,95.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ частота, Гц коэффициент мощности cosφ температура окружающей среды, °С относительная влажность воздуха при +25°С, %	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +15 до +25 от 30 до 80

Продолжение таблицы 4

1	2
Рабочие условия применения: параметры сети: напряжение, % от Уном ток, % от Iном коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, УСВ-3, °С относительная влажность воздуха при +25°С, %	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 <sub>инд.</sub> до 0,8 <sub>емк.</sub> от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +5 до +35 от 75 до 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч Счетчики СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-17): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-3: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 220000 2 45000 2
Глубина хранения информации Счетчики СЭТ-4ТМ.03М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее Сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113,7 10 3,5

Надежность системных решений:

В журналах событий счетчиков фиксируются факты:

параметрирования;

пропадания напряжения;

коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

счетчиков электроэнергии;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательной коробки.

Наличие защиты на программном уровне:

пароль на счетчиках электроэнергии;

пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Количество
Трансформатор тока	ТПЛ-НТЗ-10	12 шт.
	ТЛП-10	6 шт.
	ТЛО-35	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП.4-6	9 шт.
	ЗНОЛП-ЭК-35	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	7 шт.
Паспорт-формуляр	ЭРЮГ40104.009.01.ФО	1 шт.
Методика поверки	РТ-МП-7159-500-2020	1 шт.

### Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-7159-500-2020 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС», КРУН – 6 кВ ГЭС – 2, ГЭС – 3. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 25.06.2020 г.

Основные средства поверки:

трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;

трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;

счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-08) – по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1 утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;

счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-17) – по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1 утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2017 г.;

УСВ-3 (Рег. № 64242-16) – по документу РТ-МП-3124-441-2016 «Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» в 2016 г.;

прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии «Энергомонитор» 3.3Т1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 39952-08;

прибор комбинированный Testo 622 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53505-13;

радиочасы МИР РЧ-02, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС», КРУН – 6 кВ ГЭС – 2, ГЭС – 3», аттестована ФБУ «Ростест-Москва», регистрационный номер RA.RU 311703 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

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

**Изготовитель**

Филиал Публичного акционерного общества «Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС»

(Филиал ПАО «РусГидро» — «Каскад Кубанских ГЭС»)

ИНН 2460066195

Адрес: 357115, Ставропольский край, г. Невинномысск, ул. Водопроводная, д. 360а.

Телефон: +7(86554) 4-15-86

Факс: +7(86554) 6-85-50

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Энергия Юга» (ООО «Энергия Юга»)

Адрес: 400011, г. Волгоград, ул. Электроресовская, 76.

Телефон: +7(8442) 99-04-04 доб. 1191

Факс: +7(8442) 99-04-04

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект д. 31

Телефон: +7(495) 544-00-00, +7(499) 129-19-11

Факс: +7(499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Регистрационный номер RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.