

**УТВЕРЖДЕНО**  
**приказом Федерального агентства**  
**по техническому регулированию**  
**и метрологии**  
**от «20» августа 2024 г. № 1959**

Регистрационный № 80048-20

Лист № 1  
Всего листов 9

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

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

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации системного времени (УССВ) и каналобразующую аппаратуру.

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ со специализированным программным обеспечением (СПО), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), автоматизированные рабочие места (АРМ) и каналобразующую аппаратуру.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронного счетчика электроэнергии. 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, которые усредняются за период 0,02 с. Средние значения активной (реактивной) электрической мощности вычисляются как средние мгновенных значений на интервале усреднения 30 мин. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней мощности, вычисляется для интервалов 30 мин.

Цифровой сигнал со счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности

с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер БД АИИС КУЭ.

Сервер АИИС КУЭ осуществляет опрос УСПД, расположенного на объекте. На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов и передача полученной информации в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ, ПАО «РусГидро» и прочим заинтересованным организациям. По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированные средства контроля работы и выполняется оформление справочных и отчетных документов. Полученные данные и результаты измерений используются для оперативного управления энергопотреблением на гидроэлектростанции.

АИИС КУЭ осуществляет обмен полученной информацией с АИИС КУЭ утвержденных типов организаций-участников оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), получаемой в виде XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ. Формирование и передача макетов в ПАК КО АО «АТС» и прочим участникам ОРЭМ осуществляется ежедневно на ИВК по электронной почте с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и в АИИС КУЭ утвержденных типов смежных субъектов с использованием электронной подписи (ЭП) субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ с помощью УССВ на основе приемника сигналов глобальных спутниковых систем позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Сервер сбора ИВК не реже раза в час сличает и синхронизирует свои часы от УССВ. УСПД не реже раза в сутки сличает свои часы с часами сервера сбора ИВК и синхронизирует при расхождении 1 с и более. При каждом сеансе связи происходит сравнение часов УСПД и счетчиков. Коррекция часов счетчиков происходит от УСПД при расхождении 1 с и более. Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции и величины коррекции часов счетчика, УСПД и сервера отражаются в их журналах событий.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 1. Заводской номер АИИС КУЭ и сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ, указаны в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

## Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит специализированное ПО сервера сбора и сервера БД АИИС КУЭ ПО «Пирамида 2000». Программное обеспечение счетчиков, УСПД, сервера сбора и сервера БД после настройки обеспечивает защиту от несанкционированного конфигурирования. Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты, исключающие возможность несанкционированной модификации, считывания из памяти счетчиков, УСПД и сервера, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и базы данных. Средством защиты данных при передаче на всех этапах является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами СПО. Идентификационные данные метрологически значимых частей ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1:

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование программного модуля ПО	metrology.dll – общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Наименование программного модуля ПО	calcClients.dll – модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Наименование программного модуля ПО	calcLeakage.dll – модуль расчета небаланса энергии/мощности
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Наименование программного модуля ПО	calcLosses.dll – модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Наименование программного модуля ПО	parseBin.dll - модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Наименование программного модуля ПО	parseIEC.dll – модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Наименование программного модуля ПО	parseModbus.dll – модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Наименование программного модуля ПО	parsePiramida.dll – модуль обработки значений физических величин, передаваемых ПО Пирамида
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Наименование программного модуля ПО	synchroNSI.dll – модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Наименование программного модуля ПО	verifyTime.dll – модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Специальными средствами защиты метрологически значимой части ПО и базы данных от преднамеренных изменений являются:

- средства обнаружения и фиксации событий, изменений, ошибок (журнал событий);
- средства управления доступом и правами пользователей (пароли);
- средства проверки целостности ПО (несанкционированная модификация метрологически значимой части ПО проверяется расчётом контрольной суммы для метрологически значимой части ПО и сравнением ее с действительным значением);
- средства защиты на физическом уровне (пломбирование).

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» (по Р 50.2.077-2014).

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 4:

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/УССВ
1	Новосибирская ГЭС, Г1 13,8 кВ	GSR КТ 0,2 К <sub>ТТ</sub> 4000/5 Рег. № 25477-08	UGE КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> 13800/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С10 рег. № 21741-03 УСВ-3 рег. № 51644-12
2	Новосибирская ГЭС, Г2 13,8 кВ	ТВ-ЭК КТ 0,2 К <sub>ТТ</sub> 4000/5 Рег. № 39966-10	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> 13800/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
3	Новосибирская ГЭС, Г3 13,8 кВ	ТВ-ЭК КТ 0,2 К <sub>ТТ</sub> 4000/5 Рег. № 39966-10	ЗНОЛ-ЭК-15 КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> 13800/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
4	Новосибирская ГЭС, Г4 13,8 кВ	ТВ-ЭК КТ 0,2 К <sub>ТТ</sub> 4000/5 Рег. № 39966-10	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> 13800/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
5	Новосибирская ГЭС, Г5 13,8 кВ	ТВ-ЭК КТ 0,2 К <sub>ТТ</sub> 4000/5 Рег. № 39966-10	ЗНОЛ-ЭК-15 КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> 13800/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
6	Новосибирская ГЭС, Г6 13,8 кВ	ТВ-ЭК КТ 0,2 К <sub>ТТ</sub> 4000/5 Рег. № 39966-10	ТЈС КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> 13800/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51637-12	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
7	Новосибирская ГЭС, Г7 13,8 кВ	ТВ-ЭК КТ 0,2 К <sub>ТТ</sub> 4000/5 Рег. № 39966-10	ТЈС КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> 13800/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51637-12	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
8	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С1Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Инская I цепь (К-13)	VIS WI КТ 0,2S К <sub>ТТ</sub> 1000/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
9	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С2Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Инская II цепь (К-14)	VIS WI КТ 0,2S К <sub>ТТ</sub> 1000/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
10	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С1Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская I цепь с отпайкой на ПС Залив	VIS WI КТ 0,2S К <sub>ТТ</sub> 1000/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/ УССВ
11	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С2Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская II цепь с отпайкой на ПС Залив	VIS WI КТ 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
12	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С1Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская III цепь с отпайками (К-17)	VIS WI КТ 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
13	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С2Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская IV цепь с отпайками (К-18)	VIS WI КТ 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
14	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С1Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Ордынская I цепь с отпайками (З-27)	VIS WI КТ 0,2S КТТ 750/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
15	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С2Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Ордынская II цепь с отпайками (З-28)	VIS WI КТ 0,2S КТТ 750/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С10 рег. № 21741-03  УСВ-3 рег. № 51644-12
16	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С1Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Научная II цепь с отпайками (Ю-2)	VIS WI КТ 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
17	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С2Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Научная I цепь с отпайками (Ю-1)	VIS WI КТ 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
18	Новосибирская ГЭС, ОРУ - 110 кВ, ШСВ1	VIS WI КТ 0,2S КТТ 750/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
19	Новосибирская ГЭС, ОРУ - 110 кВ, ШСВ2	VIS WI КТ 0,2S КТТ 750/5 Рег. № 37750-08	CPB 72-800 КТ 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/УССВ
20	Новосибирская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ШЗ 220, КВЛ 220 кВ Новосибирская ГЭС – Научная	TG КТ 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 30489-09	TCVT КТ 0,2 Ктн 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 57418-14	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
21	Новосибирская ГЭС, ОРУ-220 кВ, Ш4 220, ВЛ 220 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская (256)	TG КТ 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 30489-09	TCVT КТ 0,2 Ктн 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 57418-14	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
22	Новосибирская ГЭС, КРУ-6 кВ, С2Ш 6, яч. 34, КВЛ 6 кВ Новосибирская ГЭС - Шлюз	ТЛО-10 КТ 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛП КТ 0,5 Ктн 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.02.2-13 КТ 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице, при условии, что предприятие-Владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСПД на аналогичный утвержденного типа (СИКОН серии С).
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Допускается изменение наименований ИК.
5. Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-Владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm \delta_{\text{осн}}$ , %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm \delta_{\text{сумм}}$ , %
1 – 7 (ТТ 0,2; ТН 0,2; счетчик 0,2S/0,5)	активная реактивная	0,5 1,1	1,4 2,4
8 – 21 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; счетчик 0,2S/0,5)	активная реактивная	0,5 1,1	1,4 2,4
22 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; счетчик 0,5S/0,5)	активная реактивная	1,2 2,4	3,0 4,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ $\Delta_t$ , с		$\pm 5,0$	

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm \delta_{\text{осн}}$ , %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm \delta_{\text{сумм}}$ , %
<p>Примечания:</p> <p>1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений 30-минутных приращений электроэнергии и средней мощности.</p> <p>2. В качестве показателей точности указаны границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95.</p> <p>3. Погрешность в рабочих условиях указана при <math>\cos \varphi = 0,8_{\text{инд}}</math> (<math>\sin \varphi = 0,6</math>), <math>I = 0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}</math> и колебаниях температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в процессе выполнения измерений от 0 до плюс 40 °С.</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	22
<p>Нормальные условия:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{\text{ном}}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{\text{ном}}</math></li> <li>- частота, Гц</li> <li>- коэффициент мощности <math>\cos \varphi</math></li> </ul> </li> <li>- температура окружающей среды, °С</li> <li>- магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</li> </ul>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p> <p>0,05</p>
<p>Рабочие условия эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{\text{ном}}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{\text{ном}}</math></li> <li>- коэффициент мощности</li> <li>- частота, Гц</li> </ul> </li> <li>- температура окружающей среды в месте расположения: <ul style="list-style-type: none"> <li>- ТТ и ТН, °С</li> <li>- счетчиков, °С</li> <li>- УСПД, °С</li> <li>- УССВ, °С</li> <li>- сервера, °С</li> </ul> </li> <li>- магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</li> </ul>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2(5) до 120</p> <p>от 0,5<sub>инд</sub> до 0,8<sub>емк</sub></p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +40</p> <p>от -40 до +55</p> <p>от -10 до +50</p> <p>от -25 до +60</p> <p>от +15 до +25</p> <p>0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее: <ul style="list-style-type: none"> <li>- для электросчетчиков СЭТ-4ТМ.03М</li> <li>- для электросчетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01</li> <li>- для электросчетчиков СЭТ-4ТМ.02.2-13</li> </ul> </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: <ul style="list-style-type: none"> <li>- для УСПД СИКОН С10</li> </ul> </li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УССВ:</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>сервер:</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>220000</p> <p>140000</p> <p>90000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>2</p> <p>45000</p> <p>1</p> <p>100000</p> <p>1</p>

Наименование характеристики	Значение
Глубина хранения информации	
счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	100
- при отключении питания, лет, не менее	30
УСПД:	
- суточных данных о тридцатиминутных приращениях, сут, не менее	45
- при отключении питания, лет, не менее	10
сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания (ИБП), а счетчиков с помощью дополнительного питания; резервирование каналов связи от ИВКЭ к ИВК (резервный канал связи – резервный интерфейс RS-485/232); резервирование информации с помощью наличия резервных баз данных, перезагрузки и средств контроля зависания. Информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте, по резервным каналам связи;

- мониторинг состояния АИИС КУЭ с помощью удаленного доступа (возможность съема информации со счетчика автономным способом и визуальный контроль информации на счетчике);

- наличие ЗИП, эксплуатационной документации.

Защищённость применяемых компонентов: пломбирование электросчётчиков, промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения, испытательных коробок счетчиков, УСПД и сервера БД.

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ.

### Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт.
Трансформаторы тока	TG	6
	VIS WI	36
	GSR	3
	ТВ-ЭК	18
	ТЛО-10	3
Трансформаторы напряжения	TCVT	6
	CPB 72-800	9
	TJC	6
	UGE	3
	ЗНОЛ-ЭК-15	6
	ЗНОЛ-ЭК-10	6
	ЗНОЛП	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	7
	СЭТ-4ТМ.03М	14
	СЭТ-4ТМ.02.2-13	1



Наименование	Обозначение	Кол-во, шт.
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С10	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Сервер сбора, сервер БД	-	2
Паспорт-формуляр АИИС КУЭ	121657.422222.002.ФО	1 экз.

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

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС», аттестованном ООО «Комплексные энергетические решения», аттестат об аккредитации № RA.RU.312835 от 29.11.2019.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений**

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**

Филиал публичного акционерного общества «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС» (Филиал ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС»)

ИНН: 2460066195

Юридический адрес: 660017, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Дубровинского, д. 43, стр. 1

Адрес места осуществления деятельности: 630056, г. Новосибирск, ул. Новоморская, д. 4

Телефон: +7 (383) 345 06 30

E-mail: novges@rushydro.ru

Web-сайт: <https://rushydro.ru>

#### **Испытательный центр**

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.

#### **в части вносимых изменений**

Общество с ограниченной ответственностью «Комплексные энергетические решения» (ООО «КЭР»)

Адрес: 129164, г. Москва, Зубарев пер., д. 15, к. 1, помещ. I, ком. 9

Телефон (факс): +7 (495) 926-63-14

Web-сайт: <https://energy-solution.ru>

E-mail: info@energy-solution.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312835.