

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Красноярской ГЭС (АИИС КУЭ Красноярской ГЭС)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Красноярской ГЭС (АИИС КУЭ Красноярской ГЭС) (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и электрической мощности, вырабатываемой и потребляемой Красноярской ГЭС за установленные интервалы времени, в целях коммерческого учета электрической энергии, а также для отображения, хранения, обработки и передачи полученной измерительной информации с привязкой к единому календарному времени.

### Описание средства измерений

Принцип действия АИИС КУЭ состоит в использовании счетчиков электрической энергии с трансформаторным включением в цепи тока и напряжения контролируемого присоединения. Счетчик автоматически производит преобразование в цифровую форму, умножение сигналов тока и напряжения с последующим интегрированием, формирует и хранит профиль данных (результатов) измерений на заданных последовательных интервалах времени (как правило, 30 минут), передает измерительную информацию с помощью интерфейса на следующий уровень системы. Результат измерений электрической энергии получают накопительным итогом, результат измерений средней электрической мощности получают как отношение электрической энергии за установленный интервал времени к продолжительности этого интервала.

АИИС КУЭ выполнена двухуровневой с распределенной функцией измерения и централизованным управлением процессами сбора, обработки и представления измерительной информации.

Первый уровень - информационно-измерительные комплексы (ИИК), которые включают в себя счетчики электрической энергии по ГОСТ 31819.22-2012, измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, их вторичные цепи, через которые унифицированные аналоговые сигналы тока и напряжения поступают на входы счетчиков, а также преобразователи интерфейсов для приема-передачи данных.

Второй уровень - измерительно-вычислительный комплекс (ИВК), основой которого является сервер базы данных (СБД) с необходимым программным обеспечением (ПО), сопряженный с автоматизированным рабочим местом оператора (АРМ) и системой обеспечения единого времени (СОЕВ) при помощи преобразователей интерфейсов и электрических каналов связи. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по оптоволоконной связи. СБД с помощью ПО формирует запрос для получения информации со счетчиков, осуществляет сбор измерительной информации, ее обработку, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации взаимодействующим субъектам, включая субъекты ОРЭМ, в соответствии с требованиями действующих регламентов.

В системе использован ИВК «АльфаЦЕНТР», в качестве СБД применен компьютер на базе серверной платформы HP Proliant DL360 G5 с ПО «Альфа-ЦЕНТР». Система обеспечения единого времени построена на основе устройства синхронизации системного времени (УССВ) типа УСВ-2. Сличение часов СБД с УССВ происходит один раз в 12 минут, часов счетчиков с часами СБД - при обращении к счетчикам; при расхождении более чем в пределах  $\pm 3$  с производится коррекция показаний времени.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение активной и реактивной электроэнергии, включая ее приращения на установленных интервалах времени;
- измерение календарного времени, синхронизация часов компонентов системы и формирование последовательности интервалов времени для измерения приращений электроэнергии;
- периодический и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор данных о состоянии счетчиков электроэнергии во всех измерительных каналах;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- формирование отчетных документов и расчет учетных показателей;
- передача результатов измерений смежным субъектам, включая субъекты ОРЭМ;
- 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;
- регистрацию событий (событий счетчиков, регламентных действий персонала, нарушений в системе информационной защиты и пр.);
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ.

Конструктивно система включает в себя ряд обособленных узлов, расположенных в помещениях ГЭС. Трансформаторы тока и напряжения ОРУ-220 и ОРУ-500 - открытой установки, остальные трансформаторы размещены в машинном зале станции и в специальных помещениях КРУ. Счетчики расположены в специальных шкафах со степенью защиты не ниже IP51, СБД - в отдельном помещении с ограниченным доступом.

Механическая устойчивость технических средств системы к внешним воздействиям обеспечена конструктивным исполнением ее элементов (шкафы, кабельные коробки, металлорукава и пр.). Предусмотрено экранирование и заземление узлов системы с целью радиоэлектронной защиты

Для всех технических и программных средств системы предусмотрена защита от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют возможность пломбирования;
- на счетчиках предусмотрена возможность пломбирования крышки зажимов и откидывающейся прозрачной крышки на лицевой панели счетчиков;
- наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, серверах, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и разграничение прав доступа;
- защита результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
- наличие фиксации в журнале событий счетчиков следующих событий:
  - попытки несанкционированного доступа;
  - связь со счетчиком, приводящая к изменению данных;
  - факты параметрирования счетчиков;
  - факты пропадания напряжения;
  - факты коррекции шкалы времени;
  - отклонение тока и напряжения в измерительных цепях от заданных пределов, включая отсутствие напряжения при наличии тока;
  - перерывы питания.

Перечень измерительных каналов системы с указанием измерительных компонентов представлен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень измерительных каналов системы

№ ИК	Наименование присоединения	ТТ	ТН	Счетчик
1	2	3	4	5
1	1Г	ТШ-05 (6 шт.) 14000/2,5 КТ 0,2S	ЗНОМ 15-63 (3 шт.) 15000/√3/100/√3 КТ 0,5	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
2	2Г	ТШ-05 (6 шт.) 14000/2,5 КТ 0,2S	ЗНОМ 15-63 (3 шт.) 15000/√3/100/√3 КТ 0,5	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
3	3Г	ТШ-05 (6 шт.) 14000/2,5 КТ 0,2S	ЗНОМ 15-63 (3 шт.) 15000/√3/100/√3 КТ 0,5	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
4	4Г	ТШ-05 (6 шт.) 14000/2,5 КТ 0,2S	ЗНОМ 15-63 (3 шт.) 15000/√3/100/√3 КТ 0,5	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
5	5Г	ТШ-05 (6 шт.) 14000/2,5 КТ 0,2S	ЗНОМ 15-63 (3 шт.) 15000/√3/100/√3 КТ 0,5	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
6	6Г	ТШ-05 (6 шт.) 14000/2,5 КТ 0,2S	ЗНОМ 15-63 (3 шт.) 15000/√3/100/√3 КТ 0,5	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
7	7Г	ТШ-05 (6 шт.) 14000/2,5 КТ 0,2S	ЗНОМ 15-63 (3 шт.) 15000/√3/100/√3 КТ 0,5	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
8	8Г	ТШ-05 (6 шт.) 14000/2,5 КТ 0,2S	ЗНОМ 15-63 (3 шт.) 15000/√3/100/√3 КТ 0,5	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
9	9Г	ТШ-05 (6 шт.) 14000/2,5 КТ 0,2S	ЗНОМ 15-63 (3 шт.) 15000/√3/100/√3 КТ 0,5	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
10	10Г	ТШ-05 (6 шт.) 14000/2,5 КТ 0,2S	ЗНОМ 15-63 (3 шт.) 15000/√3/100/√3 КТ 0,5	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
11	11Г	ТШ-05 (6 шт.) 14000/2,5 КТ 0,2S	ЗНОМ 15-63 (3 шт.) 15000/√3/100/√3 КТ 0,5	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
12	12Г	ТШ-05 (6 шт.) 14000/2,5 КТ 0,2S	ЗНОМ 15-63 (3 шт.) 15000/√3/100/√3 КТ 0,5	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
13	1АН	ТНШЛ-0,66 (3 шт.) 1500/5 КТ 0,5	Прямое включение счетчика	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
14	2АН	ТНШЛ-0,66 (3 шт.) 1500/5 КТ 0,5	то же	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
15	3АН	ТНШЛ-0,66 (3 шт.) 1500/5 КТ 0,5	то же	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
16	4АН	ТНШЛ-0,66 (3 шт.) 1500/5 КТ 0,5	то же	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
17	5АН	ТНШЛ-0,66 (3 шт.) 1500/5 КТ 0,5	то же	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
18	6АН	ТНШЛ-0,66 (3 шт.) 1500/5 КТ 0,5	то же	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
19	7АН	ТНШЛ-0,66 (3 шт.) 1500/5 КТ 0,5	то же	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
20	8АН	ТНШЛ-0,66 (3 шт.) 1500/5 КТ 0,5	то же	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
21	9АН	ТНШЛ-0,66 (3 шт.) 1500/5 КТ 0,5	то же	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
22	10АН	ТНШЛ-0,66 (3 шт.) 1500/5 КТ 0,5	то же	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
23	11АН	ТНШЛ-0,66 (3 шт.) 1500/5 КТ 0,5	то же	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
24	12АН	ТНШЛ-0,66 (3 шт.) 1500/5 КТ 0,5	то же	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
25	АТ1 ЦКРУ-6 кВ	ТПШЛ-10 (3 шт.) 2000/5 КТ 0,5	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
26	АТ2 ЦКРУ-6 кВ	ТПШЛ-10 (3 шт.) 2000/5 КТ 0,5	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
27	Возб 5Г	GSR450/290 (3 шт.) 400/5 КТ 0,5	Из состава канала 5	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
28	Возб 6Г	GSR450/290 (3 шт.) 400/5 КТ 0,5	Из состава канала 6	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
29	Возб 7Г	GSR450/290 (3 шт.) 400/5 КТ 0,5	Из состава канала 7	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
30	Возб 8Г	GSR450/290 (3 шт.) 400/5 КТ 0,5	Из состава канала 8	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
31	Возб 9Г	GSR450/290 (3 шт.) 400/5 КТ 0,5	Из состава канала 9	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
32	Возб 10Г	GSR450/290 (3 шт.) 400/5 КТ 0,5	Из состава канала 10	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
33	Возб 11Г	GSR450/290 (3 шт.) 400/5 КТ 0,5	Из состава канала 11	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
34	Возб 12Г	GSR450/290 (3 шт.) 400/5 КТ 0,5	Из состава канала 12	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
35	С-281 ВЛ 110 кВ Красноярская ГЭС - Гидростроитель I цепь	SB 0,8 (3 шт.) 600/5 КТ 0,2	UTD-123 (3 шт.) 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
36	С-282 ВЛ 110 кВ Красноярская ГЭС - Гидростроитель II цепь	SB 0,8 (3 шт.) 600/5 КТ 0,2	UTD-123 (3 шт.) 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
37	ВЛ 220 кВ Красноярская ГЭС - Дивногорская I цепь	SB 0,8 (3 шт.) 600/5 КТ 0,2	НАМИ-220 (3 шт.) 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
38	ВЛ 220 кВ Красноярская ГЭС - Дивногорская II цепь	SB 0,8 (3 шт.) 600/5 КТ 0,2	Из состава канала 37	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
39	ВЛ 220 кВ Красноярская ГЭС - Левобережная I цепь	SB 0,8 (3 шт.) 600/5 КТ 0,2	ТЕМР-245 (3 шт.) 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
40	ВЛ 220 кВ Красноярская ГЭС - Левобережная II цепь	JR 0,5 (3 шт.) 2000/1 КТ 0,2	Из состава канала 39	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
41	ВО-1, ВО-2	JR 0,5 (3 шт.) 2000/1 КТ 0,2 SB 0,8 (3 шт.) 2000/1 КТ 0,2	НАМИ-220 (3 шт.) 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
42	ВЛ 500 кВ Красноярская ГЭС - Енисей № 1	SAS 550 (3 шт.) 3000/1 КТ 0,2S	ТЕМР-550 (6 шт.) 500000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
43	ВЛ 500 кВ Красноярская ГЭС - Енисей № 2	SAS 550 (3 шт.) 3000/1 КТ 0,2S	ТЕМР-550 (6 шт.) 500000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
44	ВЛ 500 кВ Красноярская ГЭС - Назаровская ГРЭС № 1	SAS 550 (3 шт.) 3000/1 КТ 0,2S	TEMP-550 (6 шт.) 500000/√3/100/√3 КТ 0,2	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
45	ВЛ 500 кВ Красноярская ГЭС - Назаровская ГРЭС № 2	SAS 550 (3 шт.) 3000/1 КТ 0,2S	TEMP-550 (6 шт.) 500000/√3/100/√3 КТ 0,2	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
46	КРУН-1 сек.	ТПК-10 (3 шт.) 2000/5 КТ 0,5	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
47	КРУН-2 сек.	ТПК-10 (3 шт.) 2000/5 КТ 0,5	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
48	ТСН-1В	ТОЛ-СЭЩ-10 (3 шт.) 400/5 КТ 0,5	ЗНОЛ.06 (3 шт.) 6300/√3/100/√3 КТ 0,2	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
49	ТСН-2В	ТОЛ-СЭЩ-10 (3 шт.) 400/5 КТ 0,5	Из состава канала 48	A1800RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5
Примечание - В течение срока эксплуатации системы допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же как у перечисленных в таблице 3. Замену оформляют актом в установленном на ПАО "Красноярская ГЭС" порядке и записью в формуляре системы. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.				

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется информационно-вычислительный комплекс для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР». Программное обеспечение (ПО) ИВК имеет архитектуру «клиент-сервер» и модульную структуру. ПО обеспечивает систему управления базой данных, управление коммуникацией в системе, управление синхронизацией времени, а также ввод исходных описаний и получение отчетов и выходных форм.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.9.6.0
Цифровой идентификатор ПО	-

ПО не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ Красноярской ГЭС.

Реализованы следующие меры защиты ПО с помощью специальных программных средств:

- антивирусная защита на базе “Kaspersky endpoint security” (производство - Россия, сертифицировано ФСТЭК);
- разграничение доступа штатными средствами операционной системы и СУБД;
- применение средств электронной подписи для обеспечения конфиденциальности и достоверности данных.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ Красноярской ГЭС от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.77-2014.

**Метрологические и технические характеристики** приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 - Метрологические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение характеристики	
Пределы допускаемой абсолютной разности показаний часов компонентов системы, с	±5	
Пределы допускаемой относительной погрешности одного измерительного канала при номинальном токе нагрузки (активная электрическая энергия и средняя активная мощность), %:	cos φ = 1	cos φ = 0,7
- каналы 1 - 12	±0,8	±1,2
- каналы 13 - 24	±0,7	±1,4
- каналы 25 - 34, 46, 47	±1,0	±1,7
- каналы 35 - 41	±0,5	±0,8
- каналы 42 - 45	±0,5	±0,8
- каналы 48, 49	±0,8	±1,2
Пределы допускаемой относительной погрешности одного измерительного канала при номинальном токе нагрузки (реактивная электрическая энергия и средняя реактивная мощность), %:	sin φ = 1	sin φ = 0,7
- каналы 1 - 12	±1,0	±1,5
- каналы 13 - 24	±0,9	±1,7
- каналы 25 - 34, 46, 47	±1,1	±2,0
- каналы 35 - 41	±0,8	±1,2
- каналы 42 - 45	±0,8	±1,2
- каналы 48, 49	±1,0	±1,5
Примечания 1 характеристики относительной погрешности рассчитаны по метрологическим характеристикам средств измерений, входящих в измерительный канал; 2 погрешность измерительных каналов при токе нагрузки меньше номинального для cosφ = 1 (sinφ = 1) рассчитывают при соответствующих значениях погрешностей средств измерений, входящих в канал, по формуле, приведенной в методике поверки МП 169-262-2016.		

Таблица 4 - Технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
1	2
Номинальное линейное напряжение $U_{ном}$ на входах системы, В (в рабочих условиях $0,9 \cdot U_{ном} \leq U_{ном} \leq 1,1 U_{ном}$ )	500000 (каналы 42 - 45); 220000 (каналы 37 - 41); 110000 (каналы 35, 36); 15000 (каналы 1 - 12, 27 - 34); 6300 (каналы 48, 49); 6000 (каналы 25, 26, 46, 47); 380 (каналы 13 - 24)

Продолжение таблицы 4

1	2
Номинальные значения силы первичного тока $I_{НОМ}$ на входах системы, А (в рабочих условиях $0,2 \cdot I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$ для каналов с 01 по 12 и $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$ для остальных каналов)	21600 (каналы 1 - 12); 3000 (каналы 42 - 45); 2000 (каналы 25, 26, 37 - 41, 46 - 47); 1500 (каналы 13 - 24); 600 (каналы 35, 36); 400 (каналы 27 - 34, 48, 49)
Глубина хранения информации:	
- профиль нагрузки и журнал событий в счетчике А1800, сут, не менее	35
- результаты измерений и информация о состоянии средств измерений в СБД	в течение срока эксплуатации системы
Показатели надежности:	
- среднее время восстановления, ч (кроме трансформаторов открытой установки и шинных трансформаторов тока)	8
- коэффициент готовности, не менее	0,99
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С: измерительные трансформаторы класса 15 кВ и ниже, счетчики, ИВК измерительные трансформаторы открытой установки	от +15 до +35 от -45 до +40
- относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106
- электропитание компонентов системы	Сеть 220 В 50 Гц с параметрами по ГОСТ 32144-2013
- индукция магнитного поля внешнего происхождения, мТл, не более	0,05

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационных документов АИИС КУЭ печатным способом.

### Комплектность средства измерений

Полная комплектность АИИС КУЭ приведена в проектной документации. Заводские номера компонентов системы приведены в паспорте-формуляре. Сведения об измерительных и системообразующих компонентах приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТШ-0,5	72	27900-04
Трансформатор тока	ТНШЛ-0,66	36	1673-69
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	6	1423-60
Трансформатор тока	GSR-450/290	24	25477-03 (06)
Трансформатор тока	SAS-550	12	25121-07



Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
Трансформатор тока	SB 0,8	18	20951-01 (06)
Трансформатор тока	JR-0,5	6	35406-07
Трансформатор тока	ТПК-10	6	22944-02
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	6	32139-06
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	36	1593-70
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2	831-53
Трансформатор напряжения	UTD 123	6	23748-02
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 У1	6	20344-00
Трансформатор напряжения	ТЕМР 245	3	55517-13
Трансформатор напряжения	ТЕМР 550	24	25474-03
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2	16687-02
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6	3344-04
Счетчик электронный	A1802RALQ-P4GB-DW4	49	31857-06
Преобразователь RS232/RS485	NPort 6450	9	
Сервер	HP Proliant DL60 G5	1	
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 2200 VA	1	
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	1	41681-09
Специализированное ПО	АльфаЦЕНТР	1	44595-10
Паспорт-формуляр	003.ФО	1	
Инструкция по эксплуатации	003.ИЭ	1	
Методика поверки	МП 169-262-2016	1	

### Поверка

осуществляется по документу МП 169-262-2016 "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Красноярской ГЭС. Методика поверки", утвержденному Директором ФГУП «УНИИМ» 06.12.2016 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003;
- для трансформаторов напряжения - по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- для счетчиков электроэнергии «Альфа А1800» - по методике поверки МП-2203-0042-2006, утверждённой ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2006 г.;
- источник сигналов точного времени  $\pm 10^{-4}$  с от шкалы времени UTC(SU) (Интернет-ресурс [www.ntp1.vniiftri.ru](http://www.ntp1.vniiftri.ru)). (3.1.ZZC.0098.2013);
- термогигрометры электронные "CENTER" моделей 310, 311, 313, 314 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 22129-01);
- инженерный пульт (переносный компьютер) с техническими средствами чтения информации, хранящейся в памяти счетчика.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемой системы с требуемой точностью.

Знак поверки наносят на свидетельство о поверке.

**Сведения о методиках (методах) измерений** приведены в эксплуатационном документе.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Красноярской ГЭС (АИИС КУЭ Красноярской ГЭС)**

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**

Публичное акционерное общество «Красноярская ГЭС» (ПАО «Красноярская ГЭС»)

ИНН 2446000322

Адрес: 663090, Красноярский край, г. Дивногорск

Телефон: +7 (391-44) 63-3-59

Факс: +7 (391-44) 2-21-34

Web-сайт <http://www.kges.ru>

E-mail: [kges@kges.ru](mailto:kges@kges.ru)

**Испытательный центр**

ФГУП «Уральский научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «УНИИМ»)

Адрес: 620000, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Телефон: +7 (343) 350-26-18

Факс: +7 (343) 350-20-39

Web-сайт <http://www.uniim.ru/>

E-mail: [uniim@uniim.ru](mailto:uniim@uniim.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «УНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311373 от 10.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.