

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «13» ноября 2023 г. № 2356

Регистрационный № 90461-23

Лист № 1  
Всего листов 13

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» Братская ГЭС в части сальдо-перетоков электроэнергии

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» Братская ГЭС в части сальдо-перетоков электроэнергии (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

**Описание средства измерений**

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

второй уровень - информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ), включающие устройства сбора и передачи данных (УСПД) серии RTU-327 и каналообразующую аппаратуру;

третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД) с программным обеспечением «АльфаЦЕНТР» AC\_SE-5000, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующую на всех уровнях иерархии на базе устройств синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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 и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средние значения активной (реактивной) электрической мощности вычисляются как средние значения мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал со счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер сбора и БД. Для резервирования канала связи между ИИК и ИВКЭ предусмотрены резервные жилы в кабеле интерфейса RS-422/485. Сопряжение УСПД с корпоративной информационно-вычислительной сетью (КИВС) ООО «Байкальская энергетическая компания», образуя основной канал передачи данных (GSM модем по GPRS). Резервный канал связи образован посредством коммутируемого соединения (GSM модем).

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и оперативный режимы работы и выполняется оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ осуществляет обмен и передачу полученной информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), розничного рынка электроэнергии (РРЭ), АО «СО ЕЭС» через каналы связи в виде xml-файлов форматов, установленных в соответствии с приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности. Передача макетов в АО «АТС» осуществляется с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и в АИИС КУЭ смежных субъектов, с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ со шкалой единого координированного времени UTC с помощью приема сигналов ГЛОНАСС/GPS УССВ. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU). УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД может быть оснащено собственным резервным устройством синхронизации системного времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на  $\pm 1$  с., с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин. В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем  $\pm 2$  с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии. СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью  $\pm 5$  с.

Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика, УСПД и сервера сбора и БД отражаются в соответствующих журналах событий.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ наносится типографическим способом в паспорт-формуляре АИИС КУЭ. Заводские номера измерительных компонентов АИИС КУЭ в виде цифро-буквенных обозначений, состоящих из арабских цифр и букв латинского алфавита наносятся согласно описаний типа измерительных компонентов.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 004. Заводской номер указывается в паспорт-формуляре на АИИС КУЭ.

Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте формуляре на АИИС КУЭ.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Наименование программного модуля ПО	ac_metrology.dll

### Метрологические и технические характеристики

Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД, УССВ, Сервер
1	2	3	4	5	6
1	Братская ГЭС, 1Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09  ИВК УССВ-2 Рег.№ 54074-13  ИВКЭ УССВ-2 Рег.№ 54074-13
2	Братская ГЭС 2Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
3	Братская ГЭС 3Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
4	Братская ГЭС 4Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-62	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	Братская ГЭС 5Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
6	Братская ГЭС 6Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
7	Братская ГЭС 7Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-62	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
8	Братская ГЭС 8Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-62	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09
9	Братская ГЭС 9Г 15,75 кВ	ТШЛ20Б КТ 0,2 КТТ = 10000/5 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	ИБК УССВ-2 Рег.№ 54074-13
10	Братская ГЭС 10Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	ИБКЭ УССВ-2 Рег.№ 54074-13
11	Братская ГЭС 11Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-62	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
12	Братская ГЭС 12Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
13	Братская ГЭС 13Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	Братская ГЭС 14Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
15	Братская ГЭС 15Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
16	Братская ГЭС 16Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
17	Братская ГЭС 17Г 15,75 кВ	ТШЛ20Б КТ 0,2 КТТ = 10000/5 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09
18	Братская ГЭС 18Г	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-62	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	ИВК УССВ-2 Рег. № 54074-13
19	Братская ГЭС, ОРУ-500 кВ, ВЛ 500 кВ Братская ГЭС - Тулун № 1 (ВЛ-561)	ТФНКД-500-П КТ 0,5 КТТ = 2000/1 Рег. № 3639-73	ТН-1 SVS-550 КТ 0,2 КТН = 500000/√3/100/√3 Рег. № 28655-05	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	ИВКЭ УССВ-2 Рег. № 54074-13
20	Братская ГЭС, ОРУ-500 кВ, ВЛ 500 кВ Братская ГЭС - Тулун № 2 (ВЛ-562)	ТФНКД-500-П КТ 0,5 КТТ = 2000/1 Рег. № 3639-73	ТН-2 SVS-550 КТ 0,2 КТН = 500000/√3/100/√3 Рег. № 28655-05	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
21	Братская ГЭС, ОРУ-500 кВ, ВЛ 500 кВ Братская ГЭС - Братский ПП № 1 (ВЛ-569)	ТГФ-500 УХЛ1 КТ 0,2S КТТ = 2000/1 Рег. № 66618- 17	ТН-2 SVS-550 КТ 0,2 КТН = 500000/√3/100/√3 Рег. № 28655-05	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
22	Братская ГЭС, ОРУ-500 кВ, ВЛ 500 кВ Братская ГЭС - Братский ПП № 2 (ВЛ-570)	ТГФ-500 УХЛ1 КТ 0,2S КТТ = 2000/1 Рег. № 66618- 17		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6		
23	Братская ГЭС, ОРУ-500 кВ, ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС - Братская ГЭС (ВЛ-571)	ТФНКД-500-П КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 3639-73		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11			
24	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братский ПП - Опорная № 2 с отпайками (ВЛ-233)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 6540-78		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11			
25	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - Падунская I цепь (ВЛ-235)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 6540-78		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11			
26	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - Падунская II цепь (ВЛ-236)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 6540-78		1-ТН-1 SVS-245 КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> = 220000/√3/100/√3 Рег. № 28655-05		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09
27	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - Седановский ПП II цепь (ВЛ-243)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 6540-78		1-ТН-2 SVS-245 КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> = 220000/√3/100/√3 Рег. № 28655-05		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	ИВК УССВ-2 Рег.№ 54074-13
28	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ- 250)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 6540-78		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11		ИВКЭ УССВ-2 Рег.№ 54074-13	
29	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрА3 I цепь (БрА3-1)	ТОГФ-220 КТ 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 61432- 15		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11			
30	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрА3 II цепь (БрА3-2)	ТОГФ-220 КТ 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 61432- 15		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11			
31	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрА3 III цепь (БрА3-3)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 6540-78		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	
32	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрАЗ IV цепь (БрАЗ-4)	ТОГФ-220 КТ 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 61432- 15	1-ТН-1 SVS-245 КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> = 220000/√3/100/√3 Рег. № 28655-05 1-ТН-2 SVS-245 КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> = 220000/√3/100/√3 Рег. № 28655-05	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09  ИВК УССВ-2 Рег.№ 54074-13  ИВКЭ УССВ-2 Рег.№ 54074-13	
33	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрАЗ V цепь с отпайкой на ПС БЛПК (БрАЗ-5)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 6540-78		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11		
34	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, 10В	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 6540-78		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11		
35	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - Заводская (ВЛ-238)	ТОГФ-220 КТ 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 61432- 15		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11		
36	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БЛПК (ВЛ-239)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 6540-78	2-ТН-1 SVS-245 КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> = 220000/√3/100/√3 Рег. № 28655-05	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11		
37	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - Седановский ПП I цепь (ВЛ-242)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 6540-78		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11		
38	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрАЗ VI цепь (БрАЗ-6)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 6540-78		2-ТН-2 SVS-245 КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> = 220000/√3/100/√3 Рег. № 28655-05		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11
39	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрАЗ VII цепь (БрАЗ-7)	ТОГФ-220 КТ 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 61432- 15		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11		
40	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрАЗ VIII цепь (БрАЗ-8)	ТОГФ-220 КТ 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 46527- 11	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11			



Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
41	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрАЗ IX цепь с отпайкой на ПС Пурсей (БрАЗ-9)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 6540-78	2-ТН-1 SVS-245 КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> = 220000/√3/100/√3 Рег. № 28655-05  2-ТН-2 SVS-245 КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> = 220000/√3/100/√3 Рег. № 28655-05	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09  ИВК УССВ-2 Рег. № 54074-13  ИВКЭ УССВ-2 Рег. № 54074-13
42	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрАЗ X цепь (БрАЗ-10)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 6540-78		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
43	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрАЗ XI цепь (БрАЗ-11)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 6540-78		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
44	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрАЗ XII цепь с отпайкой на ПС Пурсей (БрАЗ-12)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 6540-78		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
45	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, 2ОВ	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 2000/1 Рег. № 6540-78		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	

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 не претендует на улучшение метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, (±δ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, (±δ) %
1	2	3	4
1-8, 10-16, 18	Активная Реактивная	1,0 2,3	2,9 4,6
9, 17	Активная Реактивная	0,8 1,7	1,5 2,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
19, 20, 23-28, 31, 33, 34, 36-38, 41-45	Активная Реактивная	0,8 2,4	2,8 4,5
21, 22, 29, 30, 32, 35, 39, 40	Активная Реактивная	0,5 1,2	1,4 2,3

Примечание: В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допустимой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.  
Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.  
Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2(5) % от  $I_{ном} \cos\varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-45 от 0 до плюс 30 °С.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	45
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,8 до 50,2 от -60 до +45 от +18 до +22 от +18 до +22
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика А1800 - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД RTU-327 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 240000 2 70000 1

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее</li> <li>- при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее</li> <li>- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p>300</p> <p>10</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>
Предел допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- 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:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - электросчетчика;
  - УСПД;
  - сервера.

Возможность коррекции времени в (функция автоматизирована):

- электросчетчиках;
- УСПД;
- ИВК.

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность (функция автоматизирована):

- измерений 30 мин;
- сбора 30 мин.

### Знак утверждения типа

Наносится на титульный лист эксплуатационной документации АИИС КУЭ филиала ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» Братская ГЭС в части сальдо-перетоков электроэнергии типографическим способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТШЛ 20	48 шт.
Трансформатор тока	ТШЛ20Б	6 шт.
Трансформатор тока	ТГФ-500	6 шт.
Трансформатор тока	ТФНКД-500-П	9 шт.
Трансформатор тока	ТОГФ-220	15 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV У1	48 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	51 шт.
Трансформатор напряжения	SVS-550	6 шт.
Трансформатор напряжения	SVS-245	12 шт.
Счетчик электрической энергии	АЛЬФА А1800	45 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройство синхронизации системного	УССВ-2	2 шт.
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1 шт.
Паспорт-Формуляр	ИРМТ.411711.004.22ПФ.	1 шт.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности на подстанциях сальдо-перетоков филиала ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» Братская ГЭС, аттестованном ООО «ИРМЕТ», аттестат об аккредитации № RA.RU.314359.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;

ГОСТ 34.604-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

### Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ИРМЕТ» (ООО «ИРМЕТ»)

ИНН 3811053048

Юридический адрес: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул. Байкальская, д. 239, к. 26 «А»

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ИРМЕТ» (ООО «ИРМЕТ»)  
ИНН 3811053048  
Адрес: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул. Байкальская, д. 239, к. 26 «А»

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «ИРМЕТ» (ООО «ИРМЕТ»)  
Адрес: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул., Байкальская, д. 239, к. 26 «А»  
Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314306.

