

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

Регистрационный № 90463-23

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» Иркутская 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 ± 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 ± 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 ± 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 008. 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	Иркутская ГЭС, 1Г 13,8 кВ	КОКС 24D11 Кл. т. 0,2 K _{ТТ} = 5000/5 Рег. № 34191-07	GSES24D Кл. т. 0,5 K _{ТН} = 13800/√3/100/√3 Рег. № 85233-22	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
2	Иркутская ГЭС, 2Г 13,8 кВ	КОКС 24 Кл. т. 0,2 K _{ТТ} = 5000/5 Рег. № 36417-07	GSES24D Кл. т. 0,5 K _{ТН} = 13800/√3/100/√3 Рег. № 85233-22	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
3	Иркутская ГЭС, 3Г 13,8 кВ	КОКС 24 Кл. т. 0,2 K _{ТТ} = 5000/5 Рег. № 36417-07	GSES24D Кл. т. 0,5 K _{ТН} = 13800/√3/100/√3 Рег. № 85233-22	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
4	Иркутская ГЭС, 4Г 13,8 кВ	КОКС 24 Кл. т. 0,2 K _{ТТ} = 5000/5 Рег. № 36417-07	GSES24D Кл. т. 0,5 K _{ТН} = 13800/√3/100/√3 Рег. № 85233-22	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
5	Иркутская ГЭС, 5Г 13,8 кВ	КОКС 24D11 Кл. т. 0,2 K _{ТТ} = 5000/5 Рег. № 30223-05	GSES24D Кл. т. 0,5 K _{ТН} = 13800/√3/100/√3 Рег. № 85233-22	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
6	Иркутская ГЭС, 6Г 13,8 кВ	КОКС 24D11 Кл. т. 0,2 K _{ТТ} = 5000/5 Рег. № 30223-05	GSES24D Кл. т. 0,5 K _{ТН} = 13800/√3/100/√3 Рег. № 85233-22	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	Иркутская ГЭС, 7Г 13,8 кВ	KOKS 24 Кл. т. 0,2 K _{ГТ} = 5000/5 Пер. № 36417-07	GSES24D Кл. т. 0,5 K _{ТН} = 13800/√3/100/√3 Пер. № 85233-22	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	
8	Иркутская ГЭС, 8Г 13,8 кВ	KOKS 24 Кл. т. 0,2 K _{ГТ} = 5000/5 ГР № 36417-07 ТЛШ-10 Кл. т. 0,2 K _{ГТ} = 5000/5 Пер. № 11077-03	GSES24D Кл. т. 0,5 K _{ТН} = 13800/√3/100/√3 Пер. № 85233-22	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	
9	Иркутская ГЭС, ОРУ-220 кВ, 1В-2АТ	SB 0,8 КТ 0,5 K _{ГТ} = 1000/1 Пер. № 20951-06	НКФ-220-58 У1 КТ 0,5 K _{ТН} =220000/√3/100/√3 Пер. № 14626-00	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	
10	Иркутская ГЭС, ОРУ-220 кВ, 1В-3АТ	SB 0,8 КТ 0,5 K _{ГТ} = 1000/1 Пер. № 20951-01		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	RTU-327 Пер. № 41907-09
11	Иркутская ГЭС, ОРУ-220 кВ, 2В-2АТ	SB 0,8 КТ 0,5 K _{ГТ} = 1000/1 Пер. № 20951-06	НКФ-220-58 У1 КТ 0,5 K _{ТН} =220000/√3/100/√3 Пер. № 14626-00	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	УССВ-2 Пер. № 54074-13
12	Иркутская ГЭС, ОРУ-220 кВ, 2В-3АТ	SB 0,8 КТ 0,5 K _{ГТ} = 1000/1 Пер. № 20951-01		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	
13	Иркутская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС - Кировская с отпайками	ВСТ КТ 0,5 K _{ГТ} = 1500/5 Пер. № 28930-05	ТН-1: НКФ-110 II У1 КТ 0,5 K _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Пер. № 26452-04 НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 K _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Пер. № 14205-05	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	
14	Иркутская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС - Мельниково с отпайками	VIS W1 КТ 0,2S K _{ГТ} = 1000/5 Пер. № 37750-08	ТН-2: НКФ-110 II У1 КТ 0,5 K _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Пер. № 26452-04	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	Иркутская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС - Шелехово I цепь с отпайками (Шелехово А)	VIS WI КТ 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 37750-08	<p>ТН-1: НКФ-110 II У1 КТ 0,5 К_{ТН} =110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-04 НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 К_{ТН} =110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 ТН-2: НКФ-110 II У1 КТ 0,5 К_{ТН} =110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-04</p>	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	<p>RTU-327 Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13</p>
16	Иркутская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС - Шелехово II цепь с отпайками (Шелехово Б)	ВСТ КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 28930-05		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
17	Иркутская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС - Шелехово III цепь с отпайками (Шелехово В)	ВСТ КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 28930-05		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
18	Иркутская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС - Шелехово IV цепь с отпайкой на ПС Гончарово (Шелехово Г)	ВСТ КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 28930-05		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
19	Иркутская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС - Южная I цепь (Южная А)	VIS WI КТ 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 37750-08		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
20	Иркутская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС - Южная II цепь (Южная Б)	VIS WI КТ 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 37750-08		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
21	Иркутская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	VIS WI КТ 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 37750-08	ТН-1: НКФ-110 П У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-04 НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 ТН-2: НКФ-110 П У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-04	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
22	Иркутская ГЭС, КРУ-6 кВ 1С, яч.2, ЛЭП-6 кВ фидер-1 Иркутская ГЭС - Водозаборная станция (1 очередь)	ТРУ4 КТ 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 45424-10	ТJP 4 КТ 0,5 К _{ТН} = 6300/√3/100/√3 Рег. № 17083-08	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S (А)/1 (R) Рег. № 31857-06	
23	Иркутская ГЭС, КРУ-6 кВ 2С, яч.8, ЛЭП-6 кВ фидер-2 Иркутская ГЭС - Водозаборная станция (1 очередь)	ТРУ4 КТ 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 17085-98	ТJP 4 КТ 0,5 К _{ТН} = 6300/√3/100/√3 Рег. № 17083-08	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S (А)/1 (R) Рег. № 31857-06	
24	Иркутская ГЭС, КРУ-6 кВ 3С, яч.1, ЛЭП-6 кВ фидер-3 Иркутская ГЭС - Водозаборная станция (2 очередь)	ТРУ4 КТ 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 17085-98	ТJP 4 КТ 0,5 К _{ТН} = 6300/√3/100/√3 Рег. № 17083-98	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S (А)/1 (R) Рег. № 31857-06	RTU-327 Рег. № 41907-09
25	Иркутская ГЭС, КРУ-6 кВ 4С, яч.8, ЛЭП-6 кВ фидер-4 Иркутская ГЭС - Водозаборная станция (2 очередь)	ТРУ4 КТ 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 17085-98	ТJP 4 КТ 0,5 К _{ТН} = 6300/√3/100/√3 Рег. № 17083-98	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S (А)/1 (R) Рег. № 31857-06	УССВ-2 Рег. № 54074-13

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, ($\pm\delta$) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4
1-8	Активная	0,8	1,6
	Реактивная	1,7	2,4
9-13, 16-18	Активная	1,0	2,9
	Реактивная	2,3	4,6
14, 15, 19-21	Активная	0,8	1,5
	Реактивная	1,7	2,4
22-25	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	2,7	5,4

Примечание: В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой 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 №№ 1-25 от 0 до плюс 30 °С.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	25
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	120000 2 100000

Продолжение таблицы 4

1	2
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Сервер:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	300
- при отключении питания, лет, не менее	10
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее	45
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5
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:
- электросчётчика;
- 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» Иркутская 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.
Трансформатор тока	KOKS 24D11	3
Трансформатор тока	KOKS 24	14
Трансформатор тока	KOKS 24D11	6
Трансформатор тока	ТШЛ-10	1
Трансформатор тока	SB 0,8	6
Трансформатор тока	SB 0,8	6
Трансформатор тока	ВСТ	12
Трансформатор тока	VIS WI	15
Трансформатор тока	TPU 4	3
Трансформатор тока	TPU 4	9
Трансформатор напряжения	GSES 24D	24
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110 II У1	5
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	1
Трансформатор напряжения	ТJP 4	6
Трансформатор напряжения	ТJP 4	6
Счетчик электрической энергии	A1800	21
Счетчик электрической энергии	A1800	4
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.411711.008.22.ПФ.	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» Иркутская 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. 26А

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314306.

