

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Иркутской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Иркутской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи результатов измерений.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ, построенная на основе ИВК «АльфаЦЕНТР» (Госреестр СИ РФ № 44595-10), представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии (мощности);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передачу в заинтересованные организации результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объекта и средств измерений со стороны серверов организаций-участников оптового рынка электроэнергии к измерительно-вычислительному комплексу (далее – ИВК), устройству сбора и передачи данных (далее – УСПД);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка аппаратных ключей, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (СОЕВ) в АИИС КУЭ (синхронизация внутренних часов компонентов системы).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень: измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2 по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983, счётчики активной и реактивной электроэнергии типа АЛЬФА класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ 30206-94 для активной электроэнергии; класса точности 0,5 и 1 по ГОСТ 26035-83 для реактивной электроэнергии; вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, размещенные на Иркутской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго» (г. Иркутск, Иркутской области) (21 точка измерений).

2-й уровень: информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325, включающий технические средства приема-передачи данных, технические средства для разграничения доступа к информации.

3-й уровень: измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) располагается в центре сбора информации (ЦСИ) ОАО «Иркутскэнерго», включающий каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ с программным обеспечением АльфаЦЕНТР AC\_SE-5000, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующую на всех уровнях иерархии, на базе устройства синхронизации системного времени (УССВ) и автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

ИИК, ИВКЭ, ИВК, объединенные средствами связи, образуют измерительные каналы (ИК).

Принцип действия АИИС КУЭ: первичные токи и напряжения в контролируемой линии передачи 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 соответствующие мгновенные значения активной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средние значения активной (реактивной) электрических мощностей вычисляются как средние значения данных мощностей при усреднении за 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков на объектах Иркутской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго» по шине интерфейса RS-422/485 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение, накопление и передача результатов измерений в ИВК ОАО «Иркутскэнерго» (сервер БД). Для резервирования канала связи между ИИК и ИВКЭ предусмотрены резервные жилы в кабеле интерфейса RS-422/485.

Все каналы связи являются защищенными и имеют ограниченный набор команд. Вычисление величин энергопотребления и мощности с учетом коэффициентов трансформации производится с помощью программного обеспечения в УСПД. Значения пересчетных коэффициентов трансформации защищены от изменения путём включения в хэш-код идентификационных признаков.

В случае аварийного отсутствия связи (физического разрыва или неисправности оборудования связи) между электросчетчиками и УСПД предусмотрен сбор информации непосредственно с электросчетчика, при помощи переносного инженерного пульта, с последующей выгрузкой собранной информации в базу данных ИВК ОАО «Иркутскэнерго».

С УСПД измерительные сигналы в цифровой форме поступают на сервер БД (ИВК) ОАО «Иркутскэнерго», где проводится контроль достоверности измерительной информации. Сигналы содержат информацию о результатах измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, состоянии средств измерений (журналы событий УСПД и счетчиков электроэнергии) Иркутской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго». Временная задержка поступления информации не более 30 мин. По запросу возможно получение всей информации, хранящейся в базе данных АИИС.

Сопряжение УСПД с корпоративной информационно-вычислительной сетью (КИВС) ОАО «Иркутскэнерго» и затем с ИВК осуществляется посредством линий связи ОАО «Иркутскэнергосвязь», образуя основной канал передачи данных. Резервный канал связи образован посредством коммутируемого соединения (GSM модем).

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, а также хранение и отображение информации. Для контроля и мониторинга работы системы по присоединениям Иркутской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго» предусмотрены автоматизированные рабочие места (персональный компьютер). По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и оперативный

режимы работы и выполняется предусмотренная программным обеспечением обработка измерительной информации, ее формирование, оформление справочных и отчетных документов. Отчетные документы, содержащие информацию о результатах 30-минутных приращениях активной и реактивной электроэнергии и о состоянии средств измерений, передаются в вышестоящие организации и смежные энергосистемы по основному и резервному каналам связи.

АИИС оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующей на всех уровнях иерархии. СОЕВ выполняет функцию синхронизации внутренних часов компонентов системы на всех уровнях АИИС КУЭ. Данная функция является централизованной. Корректировка часов на уровнях ИВК, ИВКЭ, ИИК осуществляется последовательно, начиная с верхних уровней.

На уровне ИВК ОАО «Иркутскэнерго» установлено УССВ на базе GPS-приёмника 16HVS. Настройка системных часов сервера БД ИВК ОАО «Иркутскэнерго» выполняется непосредственно от часов GPS-приёмника с помощью программного обеспечения AC\_Time, входящего в его комплект поставки, и синхронизирует часы при расхождении более, чем на  $\pm 1$  с, сличение ежесекундное.

Корректировка внутренних часов УСПД (ИВКЭ) осуществляется по часам ИВК, коррекция происходит в случае расхождения более чем на  $\pm 1$  с. Синхронизация часов УСПД является функцией программного модуля – компонента внутреннего ПО УСПД.

Внутренние часы счетчиков электрической энергии (уровень ИИК) сличаются и при необходимости синхронизируются с часами УСПД (ИВКЭ) не реже, чем раз в 30 минут. Коррекция выполняется принудительно со стороны УСПД при расхождении  $\pm 2$  с, и реализуется программным модулем заводского ПО в счетчике.

Все действия по синхронизации внутренних часов отображаются и записываются в журнал событий на каждом из вышеперечисленных уровней.

Ход часов компонентов системы не превышает  $\pm 5$  с/сут.

## **Программное обеспечение**

Все функции АИИС по обработке измерительных и служебных данных реализуются программно. Программное обеспечение имеет модульную структуру, которая обеспечивает построение отказоустойчивого, масштабируемого программно-технического комплекса. В состав программного обеспечения АИИС КУЭ входит: специализированное встроенное ПО счетчиков электроэнергии, УСПД и ПО сервера БД АИИС КУЭ. Программные средства сервера БД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему ОС «Microsoft Windows 2000», прикладное ПО (СУБД «Oracle 9i» – система управления базами данных) и специализированное ПО «АльфаЦЕНТР», ПО коммуникатора, ПО СОЕВ. Программные средства на АРМ содержат: ОС не ниже «Microsoft Windows XP Professional», программный пакет «MS Office» – набор офисных приложений служит для просмотра отчетных форм.

В состав ПО для передачи данных в ИАСУ КУ ОАО «АТЭС» с использованием ЭЦП входят следующие программные продукты: средство криптографической защиты информации (СКЗИ) КриптоПро CSP, программный продукт CryptoEnergyPro, программный продукт CryptoSendMail, драйверы и утилиты, обеспечивающие согласованную работу указанных выше программ.

ПО «АльфаЦЕНТР» аттестовано на соответствие требованиям ГОСТ 8.654-2009, свидетельство об аттестации от 31 мая 2012 г. № АПО-001-12 выдано ФГУП «ВНИИМС».

Состав и идентификационные данные ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)			
Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО	Наименование программного модуля ПО
ПО «АльфаЦЕНТР»	не ниже 14.05.01	e6231ebbb9932e28644dddb424942f6a	Программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe) Amrserver.exe
		05e05fc7096bfb75c192ec398104ff23	Драйвер ручного опроса счётчиков и УСПД Amrc.exe
		0e8f48065c12b2933c427442c762930b	Драйвер автоматического опроса счётчиков и УСПД Amra.exe
		63a918ec9c3f63c5204562fc06522f13	Драйвер работы с БД Cdbora2.dll
		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	Библиотека шифрования пароля счётчиков Encryptdll.dll
		b8c331abb5e3444170eee9317d635cd	Библиотека сообщений планировщика опросов Alphamess.dll

Управление сбором данных осуществляется при помощи программного обеспечения «АльфаЦЕНТР», которое функционирует на сервере ИВК. Интерфейс ПО содержит в себе средства предупреждения пользователя, если его действия могут повлечь изменение или удаление результатов измерений. Программное обеспечение и конструкция счетчиков, УСПД и сервера сбора данных после конфигурирования и настройки обеспечивают защиту от несанкционированного доступа и изменения его параметров. Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты, исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти счетчиков, УСПД и сервера, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и базы данных.

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

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

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ Иркутской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – высокий (в соответствии с Р 50.2.077-2014).

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет  $\pm 2$  единицы младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР» и определяются классами точности применяемых счетчиков и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

### Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ Иркутской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго»

Канал измерений		Средство измерений		Ктт-Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
1 – 21	Иркутская ГЭС	УСПД	RTU-325-E-512-M3-B8-G ГР № 19495-03 Зав. № 1112		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
1	ГГ-1	ТТ КТ 0,2 К <sub>ТТ</sub> =5000/5	КОКС 24 ГР № 36417-07 Зав.№ 5107041456 (фаза А) Зав.№ 5107047529 (фаза В) Зав.№ 5105896828 (фаза С)	138000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
		ТН КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> = 13800/√3/100/√3	GSES 24D ГР № 39350-08 Зав.№ 30664530 (фаза А) Зав.№ 30664529 (фаза В) Зав.№ 30664518 (фаза С)		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K <sub>СЧ</sub> =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T ГР № 14555-02 Зав.№ 1119693		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
2	ГГ-2	ТТ КТ 0,2 К <sub>ТТ</sub> =5000/5	КОКС 24 ГР № 36417-07 Зав.№ 5111036302 (фаза А) Зав.№ 5111036304 (фаза В) Зав.№ 5111036306 (фаза С)	138000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
		ТН КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> = 13800/√3/100/√3	GSES 24D ГР № 39350-08 Зав.№ 30708890 (фаза А) Зав.№ 30708899 (фаза В) Зав.№ 30708885 (фаза С)		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K <sub>СЧ</sub> =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A1R-4-OL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1107726		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
3	ГГ-3	ТТ КТ 0,2 К <sub>ТТ</sub> =5000/5	КОКС 24 ГР № 36417-07 Зав.№ 5107045827 (фаза А) Зав.№ 5107045829 (фаза В) Зав.№ 5107045828 (фаза С)	138000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
		ТН КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> = 13800/√3/100/√3	GSES 24D ГР № 39350-08 Зав.№ 30816161 (фаза А) Зав.№ 30816168 (фаза В) Зав.№ 30816158 (фаза С)		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K <sub>СЧ</sub> =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A1R-4-OL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1107733		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота

Канал измерений		Средство измерений		Ктт- Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
4	ГГ-4	ТТ КТ 0,2 $K_{ТТ}=5000/5$	КОКС 24 ГР № 36417-07 Зав.№ 9320 (фаза А) Зав.№ 9319 (фаза В) Зав.№ 9318 (фаза С)	138000	Ток первичный, $I_1$
		ТН КТ 0,2 $K_{ТН}= 13800/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	GSES 24D ГР № 39350-08 Зав.№ 30885873 (фаза А) Зав.№ 30885863 (фаза В) Зав.№ 30885862 (фаза С)		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА A1R-4-OL-C25-T+ ГР № 14555-02  Зав.№ 1107728		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
5	ГГ-5	ТТ КТ 0,2 $K_{ТТ}=5000/5$	КОКС 24 ГР № 36417-07 Зав.№ 5105024199 (фаза А) Зав.№ 5105024201 (фаза В) Зав.№ 5105024198 (фаза С)	138000	Ток первичный, $I_1$
		ТН КТ 0,2 $K_{ТН}= 13800/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	GSES 24D ГР № 39350-08 Зав.№ 30816172 (фаза А) Зав.№ 30816174 (фаза В) Зав.№ 30816167 (фаза С)		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА A1R-4-OL-C25-T+ ГР № 14555-02  Зав.№ 1107732		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
6	ГГ-6	ТТ КТ 0,2 $K_{ТТ}=5000/5$	КОКС 24 ГР № 36417-07 Зав.№ 5104763827 (фаза А) Зав.№ 5107143529 (фаза В) Зав.№ 5174105828 (фаза С)	138000	Ток первичный, $I_1$
		ТН КТ 0,2 $K_{ТН}= 13800/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	GSES 24D ГР № 39350-08 Зав.№ 30885864 (фаза А) Зав.№ 30885878 (фаза В) Зав.№ 30885868 (фаза С)		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА A1R-4-OL-C25-T+ ГР № 14555-02  Зав.№ 1107734		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота

7	ГГ-7	ТТ КТ 0,2 $K_{ТТ}=5000/5$	КОКС 24 ГР № 36417-07 Зав.№ 5354 (фаза А) Зав.№ 5352 (фаза В) Зав.№ 5353 (фаза С)	138000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
		ТН КТ 0,2 $K_{ТН}= 13800/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	GSES 24D ГР № 39350-08 Зав.№ 30708898 (фаза А) Зав.№ 30708888 (фаза В) Зав.№ 30708886 (фаза С)		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1R-4-OL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1107731		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
8	ГГ-8	ТТ КТ 0,2 $K_{ТТ}=5000/5$	КОКС 24 ГР № 36417-07 Зав.№ 2870 (фаза А) Зав.№ 2865 (фаза В) Зав.№ 2866 (фаза С)	138000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
		ТН КТ 0,2 $K_{ТН}= 13800/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	GSES 24D ГР № 39350-08 Зав.№ 30664521 (фаза А) Зав.№ 30664524 (фаза В) Зав.№ 30664523 (фаза С)		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1R-4-OL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1107730		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
9	1 ввод 2АТ 220 кВ ВЛ 220 кВ №201	ТТ КТ 0,2 $K_{ТТ}=1000/1$	SB 0,8 ГР № 20951-06 Зав.№ 35079151 (фаза А), Зав.№ 35079151 (фаза В), Зав.№ 35079151 (фаза С)	2200000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-220 ГР № 26453-04 Зав.№ 1488228 (фаза А) Зав.№ 1488232 (фаза В) Зав.№ 1488491 (фаза С)		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1R-4-OL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1107722		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
10	2 ввод 2АТ 220 кВ ВЛ 220 кВ №202	ТТ КТ 0,2 $K_{ТТ}=1000/1$	SB 0,8 ГР № 20951-06 Зав.№ 40870 (фаза А), Зав.№ 40870 (фаза В), Зав.№ 40870 (фаза С)	2200000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-220 ГР № 26453-04 Зав.№ 1488490 (фаза А) Зав.№ 1488492 (фаза В) Зав.№ 1488225 (фаза С)		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1107725		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота

11	1 ввод 3АТ 220 кВ ВЛ 220 кВ №201	ТТ КТ 0,2 $K_{ТТ}=1000/1$	SB 0,8 ГР № 20951-06 Зав.№ 35079150 (фаза А) Зав.№ 35079150 (фаза В) Зав.№ 35079150 (фаза С)	2200000	Ток первичный, $I_1$
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ- 220 ГР № 26453-04 Зав.№ 1488228 (фаза А) Зав.№ 1488232 (фаза В) Зав.№ 1488491 (фаза С)		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02  Зав.№ 1107724		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
12	2 ввод 3АТ 220 кВ ВЛ 220 кВ №202	ТТ КТ 0,2 $K_{ТТ}=1000/1$	SB 0,8 ГР № 20951-06 Зав.№ 35076304 (фаза А), Зав.№ 35076304 (фаза В), Зав.№ 35076304 (фаза С)	2200000	Ток первичный, $I_1$
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-220 ГР № 26453-04 Зав.№ 1488490 (фаза А) Зав.№ 1488492 (фаза В) Зав.№ 1488225 (фаза С)		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02  Зав.№ 1107723		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
13	ВЛ-110 «Мельни- ково»	ТТ КТ 0,2 $K_{ТТ}=1000/5$	VIS WI ГР № 37750-08 Зав. № 10/0160607 (фаза А) Зав. № 10/0160809 (фаза В) Зав. № 10/0160602 (фаза С)	220000	Ток первичный, $I_1$
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	2хНКФ-110 ГР № 26452-04 ТН-1: Зав. № 4434 (фаза А) Зав. № 4599 (фаза В) Зав. № 4438 (фаза С) ТН-2: Зав. № 4463 (фаза А) Зав. № 4471 (фаза В) Зав. № 4458 (фаза С)		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02  Зав.№ 1107709		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота



14	ВЛ-110 «Южная-А»	ТТ КТ 0,2 $K_{ТТ}=1000/5$	VIS WI ГР № 37750-08 Зав. № 10/0160606 (фаза А) Зав. № 10/0160604 (фаза В) Зав. № 10/0160603 (фаза С)	220000	Ток первичный, $I_1$
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	2xНКФ-110 ГР № 26452-04 ТН-1: Зав. № 4434 (фаза А) Зав. № 4599 (фаза В) Зав. № 4438 (фаза С) ТН-2: Зав. № 4463 (фаза А) Зав. № 4471 (фаза В) Зав. № 4458 (фаза С)		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1107720		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
15	ВЛ-110 «Южная-Б»	ТТ КТ 0,2 $K_{ТТ}=1000/5$	VIS WI ГР № 37750-08 Зав. № 10/0160704 (фаза А) Зав. № 10/0160701 (фаза В) Зав. № 10/0160706 (фаза С)	220000	Ток первичный, $I_1$
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	2xНКФ-110 ГР № 26452-04 ТН-1: Зав. № 4434 (фаза А) Зав. № 4599 (фаза В) Зав. № 4438 (фаза С) ТН-2: Зав. № 4463 (фаза А) Зав. № 4471 (фаза В) Зав. № 4458 (фаза С)		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1107712		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
16	ВЛ-110 «Киров- ская»	ТТ КТ 0,2 $K_{ТТ}=1000/5$	SB 0,8 ГР № 20951-06 Зав.№ 17592720 (фаза А) Зав.№ 17592721 (фаза В) Зав.№ 17592722 (фаза С)	220000	Ток первичный, $I_1$
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	2xНКФ-110 ГР № 26452-04 ТН-1: Зав. № 4434 (фаза А) Зав. № 4599 (фаза В) Зав. № 4438 (фаза С) ТН-2: Зав. № 4463 (фаза А) Зав. № 4471 (фаза В) Зав. № 4458 (фаза С)		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1107708		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота

17	ВЛ-110 «Шелехов- А»	ТТ КТ 0,2 $K_{ТТ}=1000/5$	VIS WI ГР № 37750-08 Зав. № 10/0160601 (фаза А) Зав. № 10/0160608 (фаза В) Зав. № 10/0160605 (фаза С)	220000	Ток первичный, $I_1$
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	2xНКФ-110 ГР № 26452-04 ТН-1: Зав. № 4434 (фаза А) Зав. № 4599 (фаза В) Зав. № 4438 (фаза С) ТН-2: Зав. № 4463 (фаза А) Зав. № 4471 (фаза В) Зав. № 4458 (фаза С)		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1107721		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
18	ВЛ-110 «Шелехов- Б»	ТТ КТ 0,2 $K_{ТТ}=1000/5$	SB 0,8 ГР № 20951-06 Зав.№ 17592710 (фаза А) Зав.№ 17592709 (фаза В) Зав.№ 17592705 (фаза С)	220000	Ток первичный, $I_1$
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	2xНКФ-110 ГР № 26452-04 ТН-1: Зав. № 4434 (фаза А) Зав. № 4599 (фаза В) Зав. № 4438 (фаза С) ТН-2: Зав. № 4463 (фаза А) Зав. № 4471 (фаза В) Зав. № 4458 (фаза С)		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1107716		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
19	ВЛ-110 «Шелехов- В»	ТТ КТ 0,2 $K_{ТТ}=1000/5$	SB 0,8 ГР № 20951-06 Зав.№ 17592701 (фаза А) Зав.№ 17592703 (фаза В) Зав.№ 17592704 (фаза С)	220000	Ток первичный, $I_1$
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	2xНКФ-110 ГР № 26452-04 ТН-1: Зав. № 4434 (фаза А) Зав. № 4599 (фаза В) Зав. № 4438 (фаза С) ТН-2: Зав. № 4463 (фаза А) Зав. № 4471 (фаза В) Зав. № 4458 (фаза С)		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1107713		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота

20	ВЛ-110 «Шелехов- Г»	ТТ КТ 0,2 $K_{ТТ}=1000/5$	SB 0,8 ГР № 20951-06 Зав.№ 17592707 (фаза А) Зав.№ 17592711 (фаза В) Зав.№ 17592712 (фаза С)	220000	Ток первичный, $I_1$
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	2xНКФ-110 ГР № 26452-04 ТН-1: Зав. № 4434 (фаза А) Зав. № 4599 (фаза В) Зав. № 4438 (фаза С) ТН-2: Зав. № 4463 (фаза А) Зав. № 4471 (фаза В) Зав. № 4458 (фаза С)		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1107717		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
21	ОРУ-110 кВ ОВ-110	ТТ КТ 0,2 $K_{ТТ}=1500/5$	VIS WI ГР № 37750-08 Зав. № 10/0160707 (фаза А) Зав. № 10/0160708 (фаза В) Зав. № 10/0160709 (фаза С)	330000	Ток первичный, $I_1$
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	2xНКФ-110 ГР № 26452-04 ТН-1: Зав. № 4434 (фаза А) Зав. № 4599 (фаза В) Зав. № 4438 (фаза С) ТН-2: Зав. № 4463 (фаза А) Зав. № 4471 (фаза В) Зав. № 4458 (фаза С)		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1107711		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота

Примечание:

Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в табл. 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном в ОАО «Иркутскэнерго» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

1. Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчики АЛЬФА (параметры надежности:  $T_0$  не менее 50000 ч;  $t_0$  не более 2 ч);
- УСПД RTU-325 (параметры надежности:  $T_0$  не менее 40000 ч;  $t_0$  не более 24 ч);
- сервер БД, коммутатор (параметры надежности  $K_T$  не менее 0,99;  $t_0$  не более 1 ч);
- устройство синхронизации системного времени ( $K_T$  не менее 0,95;  $t_0$  не более 168 ч).

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью ИБП, а счетчиков с помощью дополнительного питания; резервирование каналов связи от ИИК к ИВКЭ (резервный канал связи – резервные жилы кабеля интерфейса RS-485); резервирование каналов связи от ИВКЭ к ИВК (резервный канал связи – коммутируемое соединение GSM); резервирование информации с помощью наличия резервных баз данных, перезагрузки и средств контроля зависания и с помощью резервирования сервера;
- 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.

2. Защищённость применяемых компонентов: пломбирование электросчётчика, вторичных цепей испытательных коробок, УСПД и сервера;

3. Глубина хранения информации (профиля):

– электросчетчики АЛЬФА имеют энергонезависимую память для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров (функция автоматизирована) по 4-м каналам – на глубину 63 дня;

– УСПД RTU-325 - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – 45 суток, сохранение информации при отключении питания – не менее 5 лет (функция автоматизирована);

– сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Таблица 3 – Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении электро-энергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

№ ИК	Активная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Знач. $\cos j$	$\pm d_{2\%P}$ , [ % ]	$\pm d_{5\%P}$ , [ % ]	$\pm d_{20\%P}$ , [ % ]	$\pm d_{100\%P}$ , [ % ]
	ТТ	ТН	Сч.		для диапазона $W_{P2\%} \leq W_{Ризм} < W_{P5\%}$	для диапазона $W_{P5\%} \leq W_{Ризм} < W_{P20\%}$	для диапазона $W_{P20\%} \leq W_{Ризм} < W_{P100\%}$	для диапазона $W_{P100\%} \leq W_{Ризм} \leq W_{P120\%}$
1 – 8	0,2	0,2	0,2S	1	1,1	0,8	0,7	1,1
				0,8	1,4	0,9	0,9	1,4
				0,5	2,1	1,3	1,1	2,1
9 – 21	0,2	0,5	0,2S	1	не нормируют	1,8	1,1	0,9
				0,8	не нормируют	2,9	1,6	1,3
				0,5	не нормируют	5,4	2,9	2,2
№ ИК	Реактивная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Знач. $\cos j$ / $\sin j$	$\pm d_{2\%Q}$ , [ % ]	$\pm d_{5\%Q}$ , [ % ]	$\pm d_{20\%Q}$ , [ % ]	$\pm d_{100\%Q}$ , [ % ]
	ТТ	ТН	Сч.		для диапазона $W_{Q2\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q5\%}$	для диапазона $W_{Q5\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q20\%}$	для диапазона $W_{Q20\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q100\%}$	для диапазона $W_{Q100\%} \leq W_{Qизм} \leq W_{Q120\%}$
1 – 8	0,2	0,2	0,5	0,8/0,6	не нормируют	2,3	1,6	1,5
				0,5/0,87	не нормируют	2,0	1,5	1,5
9 – 21	0,2	0,5	0,5	0,8/0,6	не нормируют	4,6	2,6	2,1
				0,5/0,87	не нормируют	2,9	1,9	1,7

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения 30-минутных приращений электроэнергии и средней мощности;

2 Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02)Uном; ток (1 – 1,2)Iном,  $\cos \varphi = 1$ ;

- температура окружающей среды (20±5) °С;

3 Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1)Uном; ток (0,05 – 1,2)Iном,  $\cos \varphi = 0,5$  инд – 1;

- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 50 до +45°С, для счетчиков от минус 40 до +55 °С, для УСПД от 0 до +70 °С;

4 В Табл. 3 приняты следующие обозначения:

$W_{P2\%}$  ( $W_{Q2\%}$ ) – значение электроэнергии при 2%-ной нагрузке (минимальная нагрузка);

$W_{P5\%}$  ( $W_{Q5\%}$ ) – значение электроэнергии при 5%-ной нагрузке;

$W_{P20\%}$  ( $W_{Q20\%}$ ) – значение электроэнергии при 20%-ной нагрузке;  
 $W_{P100\%}$  ( $W_{Q100\%}$ ) – значение электроэнергии при 100%-ной нагрузке (номинальная нагрузка);  
 $W_{P120\%}$  ( $W_{Q120\%}$ ) – значение электроэнергии при 120%-ной нагрузке (максимальная нагрузка).

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на Систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Иркутской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго».

### Комплектность средства измерений

приведена в таблице 4:

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ Иркутской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго»

№	Наименование	№ Госреестра СИ РФ	Класс точности СИ, количество, шт.
1.	Основные измерительные средства учета электроэнергии и мощности		
1.1	Измерительные трансформаторы тока		
1.1.1	SB 0,8	ГР № 20951-06	КТ 0,2 (24 шт.)
1.1.2	VIS WI	ГР № 37750-08	КТ 0,2 (15 шт.)
1.1.3	KOKS 24	ГР № 36417-07	КТ 0,2 (24 шт.)
1.2	Измерительные трансформаторы напряжения		
1.2.1	НКФ-220	ГР № 26453-04	КТ 0,5 (6 шт.)
1.2.2	НКФ-110	ГР № 26452-04	КТ 0,5 (6 шт.)
1.2.3	GSES 24D	ГР № 39350-08	КТ 0,2 (24 шт.)
1.3	Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные АЛЬФА		
1.3.1	АЛЬФА A1R-4-OL-C25-T+	ГР № 14555-02	КТ 0,2S(A) по ГОСТ 30206-94 0,5(R) по ГОСТ 26035-83 (6шт.)
1.3.2	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+		КТ 0,2S(A) по ГОСТ 30206-94 0,5(R) по ГОСТ 26035-83 (6шт.)
1.4	Комплекс аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД RTU-300		
1.4.1	RTU-300 RTU-325-E1-512-M3-B8-G	ГР № 19495-03	сбор измерительной информации от счетчиков (1 шт.)
1.5	Устройство синхронизации системного времени (УССВ)		
1.5.1	УССВ-16HVS	-	синхронизация часов компонентов АИИС КУЭ (1 шт.)
1.6	Сервер (ИБК), коммуникатор		
1.6.1	Сервер базы данных (БД)	-	сбор измерительной информации с УСПД и/или счетчиков (1 шт.)
2	Программные компоненты		
2.1	Системное (базовое) ПО, установленное на компьютере типа IBM PC	-	ОС «Microsoft Windows 2000» ОС «Microsoft Windows XP Professional»

№	Наименование	№ Госреестра СИ РФ	Класс точности СИ, количество, шт.
2.2	Прикладное ПО, установленное на компьютере типа IBM PC	-	СУБД «Oracle 9i»; «MS Office»
2.3	Специализированное ПО, установленное на компьютере типа IBM PC	ГР № 44595-10	ПО «АльфаЦЕНТР», модуль AC_LapTop – для ноутбука
2.4		-	КриптоПро CSP, CryptoEnergyPro, CryptoSendMail
2.5	Специализированное встроенное ПО УСПД	ГР № 19495-03	ПО RTU-325 SWV1.00, EMFPLUS, ALPHAPLUS_AEP
2.6	Специализированное встроенное ПО счетчиков электроэнергии	ГР № 14555-02	ПО «ALPHAPLUS_AP»
3	Эксплуатационная документация		
3.1	Методика поверки АИИС КУЭ	-	1 экз.
3.2	Руководство по эксплуатации АИИС КУЭ	-	1 экз.
3.3	Паспорт-формуляр АИИС КУЭ	-	1 экз.
3.4	Руководство пользователя АИИС КУЭ	-	1 экз.
3.5	Техническая документация на комплектующие изделия	-	1 комплект

### Поверка

осуществляется по документу МП 002-2014 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Иркутской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго». Методика поверки», утвержденному Восточно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ» в октябре 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии в соответствии с документом: «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные типа АЛЬФА. Методика поверки» ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», 1999 г.;
- средства поверки комплексов аппаратно-программных средств на основе УСПД серии RTU-300 в соответствии с документом: «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», ДИЯМ 466453.005 ФГУП ВНИИМС, 2003 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01 (Гос.реестр № 27008-04);
- переносной инженерный пульт – ноутбук с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы;
- программный пакет АльфаЦЕНТР AC\_SE-5000, ПО «ALPHAPLUS\_AP» для конфигурации и опроса счетчиков АЛЬФА.

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

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием АИИС КУЭ Иркутской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго»; разработанной и аттестованной ВСФ ФГУП «ВНИИФТРИ», 2014 г. Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 2-01.00294-2014 от 17.10.2014 г.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Иркутской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго»:**

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».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Иркутской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго».

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли.

### **Изготовитель**

ЗАО «ИРМЕТ»

Юридический адрес: 664050, г. Иркутск, ул. Байкальская, 239, корп. 26А.

Почтовый адрес: 664075, г. Иркутск, а/я 3857.

Тел. (3952) 500-317; Тел/факс (3952) 225-303; E-mail: [irmet@es.irkutskenergo.ru](mailto:irmet@es.irkutskenergo.ru)

Интернет адрес: <http://irmet.irkutsk.ru/>;

### **Испытательный центр**

ФГУП «Всероссийский НИИ физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ») (Восточно-Сибирский филиал).

664056, г. Иркутск, ул. Бородина, 57,

тел/факс:(3952)46-83-03, факс:(3952)46-38-48; mail: [office@niiftri.irk.ru](mailto:office@niiftri.irk.ru); <http://www.vniiftri-irk.ru>

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30002-13 от 07.10.2013 г.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии

\_\_\_\_\_

Ф.В. Булыгин

М.п.

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.