

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Иркутскэнерго» Иркутская ТЭЦ-10

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Иркутскэнерго» Иркутская ТЭЦ-10 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, построенная на основе ИВК «АльфаЦЕНТР» (Госреестр СИ № 44595-10), представляет собой многофункциональную трехуровневую 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 (ИВК), устройству сбора и передачи данных (УСПД);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и полученной информации 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 обеспечения единого времени (СОЕВ) в АИИС КУЭ (синхронизация времени АИИС КУЭ со шкалой единого координированного времени UTC).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень: измерительно-информационные комплексы (ИИК) точек измерений, включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счётчики активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1800, АЛЬФА и ЕвроАЛЬФА класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 (либо ГОСТ 30206-94) для активной электроэнергии; класса точности 0,5 и 1 по ГОСТ Р 52425-2005 (либо ГОСТ 26035-83) для реактивной электроэнергии; вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, размещенные на филиале ПАО «Иркутскэнерго» Иркутская ТЭЦ-10 (г. Ангарск, Иркутской области) (27 точек измерений).

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

3-й уровень: ИВК располагается в центре сбора информации (ЦСИ) ПАО «Иркутскэнерго», включающий каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ с программным обеспечением «АльфаЦЕНТР» AC_SE-5000, 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) АИИС КУЭ.

Принцип действия АИИС КУЭ: 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 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) электрической мощности вычисляются за 30 мин.

Цифровой сигнал со счетчиков по шине интерфейса RS-422/485 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение, накопление и передача результатов измерений в ИВК ПАО «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 ПАО «Иркутскэнерго».

С УСПД измерительные сигналы в цифровой форме поступают на сервер БД (ИВК) ПАО «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) филиала ПАО «Иркутскэнерго» Иркутская ТЭЦ-10. 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) ПАО «Иркутскэнерго» и затем с ИВК осуществляется посредством линий связи ООО «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 филиала ПАО «Иркутскэнерго» Иркутская ТЭЦ-10 предусмотрены АРМы (персональные компьютеры). 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 КУЭ осуществляет обмен данными с АИИС КУЭ смежных субъектов по каналам связи в формате xml-файлов. Передача результатов измерений, информации о состоянии объекта и средств измерений по группам точек поставки производится с сервера ИВК ПАО «Иркутскэнерго» с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и АИИС КУЭ смежных субъектов. Передача полученной информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), розничного рынка электроэнергии (РРЭ), в АО «АТС» и АО «СО ЕЭС» осуществляется с ИВК 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, с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, функционирующей на всех уровнях иерархии, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ со шкалой единого координированного времени UTC с помощью приема сигналов глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС либо глобальной системы позиционирования GPS. На уровне ИВК ПАО «Иркутскэнерго» установлено УССВ на базе УССВ-2 (Госреестр СИ № 54074-13) с ГЛОНАСС/GPS-приемником сигналов времени. Настройка системных часов сервера БД ИВК ПАО «Иркутскэнерго» выполняется с помощью программного обеспечения AC_Time непосредственно от УССВ, которое синхронизирует часы при расхождении более, чем на ± 1 с, сличение ежесекундное. Корректировка внутренних часов УСПД (ИВКЭ) осуществляется по часам ИВК, коррекция происходит в случае расхождения более чем на ± 1 с. 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 более ± 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. Погрешность СОЕВ АИИС КУЭ не превышает $\pm 5,0$ 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 ПО 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 не ниже «Microsoft Windows 2000», прикладное ПО (СУБД «Oracle 9i» - система управления базами данных) и специализированное ПО «АльфаЦЕНТР». 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 Программно-аппаратный комплекс Коммерческого оператора (АО «АТС») 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)	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

Управление сбором данных осуществляется при помощи ПО «АльфаЦЕНТР», которое функционирует на сервере ИВК. Интерфейс ПО содержит в себе средства предупреждения пользователя, если его действия могут повлечь изменение или удаление результатов измерений. ПО 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 ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений - высокий по Р 50.2.077-2014.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет ± 1 единицу 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

Но- мер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Измерительные компоненты		Ктт- Ктн	Наименование измеряемой величины
		Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, номер Госреестра СИ, заводские номера		
1	2	3	4	5	6
1 - 27	Иркутская ТЭЦ-10	УСПД	RTU-325-E1-256-M3-B8-G ГР № 19495-03 Зав. № 1112		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
1	Иркутская ТЭЦ-10 ТГ-1	ТТ КТ 0,5 Ктт =5000/5	ТШЛ-СЭЦ-10 ГР № 37544-08 Зав. № 1274886 (фаза А) Зав. № 1274883 (фаза В) Зав. № 1274885 (фаза С)	10500	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 Ктн=10500/100	GSES-12D ГР № 28404-09 Зав.№ 12/30833964 (фаза А) Зав.№ 12/30833965 (фаза В) Зав.№ 12/30833962 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01242050		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
2	Иркутская ТЭЦ-10 ТГ-2	ТТ КТ 0,5 Ктт =6000/5	ТШЛ-20-1 ГР № 21255-08 Зав. № 129 (фаза А) Зав. № 128 (фаза В) Зав. № 137 (фаза С)	216000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 Ктн=18000/100	НТМИ-18 ГР № 831-53 Зав. № 703284		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 01054445		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
3	Иркутская ТЭЦ-10 ТГ-3	ТТ КТ 0,5 Ктт =6000/5	ТШЛ-СЭЦ-20 ГР № 44631-10 Зав. № 00012-13 (фаза А) Зав. № 00008-13 (фаза В) Зав. № 00002-13 (фаза С)	216000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 Ктн=18000/100	GSES 24D ГР № 39350-08 Зав. № 30885852 (фаза А) Зав. № 30885851 (фаза В) Зав. № 30885850 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01256923		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	Иркутская ТЭЦ-10 ТГ-4	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =6000/5	ТШЛ-СЭЦ-20 ГР № 44631-10 Зав. № 157 (фаза А) Зав. № 159 (фаза В) Зав. № 162 (фаза С)	216000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =18000/100	GSES 24D ГР № 39350-08 Зав. № 30747194 (фаза А) Зав. № 30747193 (фаза В) Зав. № 30747192 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01225782		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
5	Иркутская ТЭЦ-10 ТГ-5	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =6000/5	ТПШФ-20 ГР № 519-50 Зав. № 3019 (фаза А) Зав. № 3017 (фаза В) Зав. № 3016 (фаза С)	216000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =18000/100	НТМИ-18 ГР № 831-53 Зав. № 725687		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 01054447		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
6	Иркутская ТЭЦ-10 ТГ-6	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =6000/5	ТШЛ-СВЭЛ-20 ГР № 48852-12 Зав. № 1277640 (фаза А) Зав. № 1278717 (фаза В) Зав. № 1277635 (фаза С)	216000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =18000/100	GSES 24D ГР № 39350-08 Зав. № 30966757 (фаза А) Зав. № 30966756 (фаза В) Зав. № 30966755 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01275598		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
7	Иркутская ТЭЦ-10 ТГ-7	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =6000/5	ТПШФ-20 ГР № 519-50 Зав. № 3354 (фаза А) Зав. № 3357 (фаза В) Зав. № 3422 (фаза С)	216000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =18000/100	НТМИ-18 ГР № 831-53 Зав. № 731562		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 01070464		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	Иркутская ТЭЦ-10 ТГ-8	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =6000/5	ТПШФ-20 ГР № 519-50 Зав. № 3553 (фаза А) Зав. № 3495 (фаза В) Зав. № 3491 (фаза С)	216000	Ток первичный
		ТН КТ 0,2 К _{ТН} =18000/100	ЗНОЛ-СЭЩ-20 ГР № 37545-08 Зав. № 01351-15 (фаза А) Зав. № 01352-15 (фаза В) Зав. № 01350-15 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01291788		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
9	Иркутская ТЭЦ-10 ОРУ 110 кВ ВЛ 110 кВ «Ново- Ленино»	ТТ КТ 0,2 К _{ТТ} =1000/5	ТВГ-110-0,2 ГР № 22440-07 Зав. № А314-10 (фаза А) Зав. № А365-10 (фаза В) Зав. № А364-10 (фаза С)	220000	Ток первичный
		ТН КТ 0,2 К _{ТН} =110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$	ТН-1 НАМИ-110 УХЛ1 ГР № 24218-08 Зав. № 4815 (фаза А) Зав. № 4816 (фаза В) Зав. № 4821 (фаза С) ТН-2 НАМИ-110 УХЛ1 ГР № 24218-08 Зав. № 4820 (фаза А) Зав. № 4822 (фаза В) Зав. № 4823 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207974		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
10	Иркутская ТЭЦ-10 ОРУ 110 кВ ВЛ 110 кВ «Урик А»	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТФМ-110-П У1 ГР № 16023-97 Зав. № 3831 (фаза А) Зав. № 4894 (фаза В) Зав. № 3403 (фаза С)	220000	Ток первичный
		ТН из ИК № 9			Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01211443		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
11	Иркутская ТЭЦ-10 ОРУ 110 кВ ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-9»	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТФМ-110-П У1 ГР № 16023-97 Зав. № 4768 (фаза А) Зав. № 4785 (фаза В) Зав. № 3894 (фаза С)	220000	Ток первичный
		ТН из ИК № 9			Напряжение первичное

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01195034		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
12	Иркутская ТЭЦ-10 ОРУ 110 кВ ВЛ 110 кВ «Урик Б»	ТТ КТ 0,5 Ктт =1000/5	ТФМ-110-II У1 ГР № 16023-97 Зав. № 4762 (фаза А) Зав. № 4317 (фаза В) Зав. № 4344 (фаза С)	220000	Ток первичный
		ТН из ИК № 9			Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207972		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
13	Иркутская ТЭЦ-10 ОРУ 110 кВ ВЛ 110 кВ «Водоза- бор-1»	ТТ КТ 0,5 Ктт =1000/5	ТФМ-110-II У1 ГР № 16023-97 Зав. № 4332 (фаза А) Зав. № 4783 (фаза В) Зав. № 4789 (фаза С)	220000	Ток первичный
		ТН из ИК № 9			Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207973		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
14	Иркутская ТЭЦ-10 ОРУ 110 кВ ВЛ 110 кВ «Иркутская»	ТТ КТ 0,2 Ктт =2000/5	ТВГ-110-0,2 ГР № 22440-02 Зав. № 314-8 (фаза А) Зав. № 310-8 (фаза В) Зав. № 309-8 (фаза С)	440000	Ток первичный
		ТН из ИК № 9			Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 Зав.№ 01211442		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
15	Иркутская ТЭЦ-10 ОРУ 110 кВ ВЛ 110 кВ «Меget»	ТТ КТ 0,5 Ктт =1000/5	ТФМ-110-II У1 ГР № 16023-97 Зав. № 4895 (фаза А) Зав. № 4897 (фаза В) Зав. № 3636 (фаза С)	220000	Ток первичный
		ТН из ИК № 9			Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01211441		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	Иркутская ТЭЦ-10 ОРУ 110 кВ ВЛ 110 кВ ОВ	ТТ КТ 0,2 Ктт =2000/5	ТВГ-110-0,2 ГР № 22440-02 Зав. № 358-10 (фаза А) Зав. № 357-10 (фаза В) Зав. № 356-10 (фаза С)	440000	Ток первичный
		ТН из ИК № 9			Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 Зав.№ 01211445		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
17	Иркутская ТЭЦ-10 Ввод 18 кВ Т-3АБ	ТТ КТ 0,5 Ктт =1500/5	ТПЛ-35 ГР № 21253-01 Зав. № 47 (фаза А) Зав. № 51 (фаза В) Зав. № 52 (фаза С)	54000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 Ктн=18000/100	GSES 24D ГР № 39350-08 Зав. № 30885852 (фаза А) Зав. № 30885851 (фаза В) Зав. № 30885850 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 № 01256925		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
18	Иркутская ТЭЦ-10 Ввод 18 кВ Т-4АБ	ТТ КТ 0,5 Ктт =1500/5	ТПЛ-35 ГР № 21253-01 Зав. № 158 (фаза А) Зав. № 51 (фаза В) Зав. № 52 (фаза С)	54000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 Ктн=18000/100	GSES 24D ГР № 39350-08 Зав. № 30747194 (фаза А) Зав. № 30747193 (фаза В) Зав. № 30747192 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 № 01225783		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
19	Иркутская ТЭЦ-10 Ввод 18 кВ Т-5АБ	ТТ КТ 0,5 Ктт =1000/5	ТПОФУ-20 ГР № 518-50 Зав. № 432 (фаза А) Зав. № 433 (фаза С)	36000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 Ктн=18000/100	НТМИ-18 ГР № 831-53 Зав. № 725687		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1(R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	ЕвроАЛЬФА ЕА05RL-В-3 ГР № 16666-97 Зав.№ 01070183		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	Иркутская ТЭЦ-10 Ввод 18 кВ Т-6АБ	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1500/5	ТШЛ-СВЭЛ-20 ГР № 48852-12 Зав. № 1277645 (фаза А) Зав. № 1278715 (фаза В) Зав. № 1277644 (фаза С)	54000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =18000/100	GSES 24D ГР № 39350-08 Зав. № 30966757 (фаза А) Зав. № 30966756 (фаза В) Зав. № 30966755 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01275600		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
21	Иркутская ТЭЦ-10 Ввод 18 кВ Т-7АБ	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОФУ-20 ГР № 518-50 Зав. № 438 (фаза А) Зав. № 434 (фаза С)	36000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =18000/100	НТМИ-18 ГР № 831-53 Зав. № 731562		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1(R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	ЕвроАЛЬФА ЕА05RL-В-3 ГР № 16666-97 Зав.№ 1070176		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
22	Иркутская ТЭЦ-10 Ввод 18 кВ Т-8АБ	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1500/5	ТПЛ-35 ГР № 21253-01 Зав. № 134 (фаза А) Зав. № 132 (фаза А) Зав. № 133 (фаза С)	54000	Ток первичный
		ТН КТ 0,2 К _{ТН} =18000/100	ЗНОЛ-СЭЦ-20 ГР № 37545-08 Зав. № 01351-15 (фаза А) Зав. № 01352-15 (фаза В) Зав. № 01350-15 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01275599		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
23	Иркутская ТЭЦ-10 Ввод 1Т яч.3 ПС «Водо- забор-2»	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1500/5	ТОЛ 10 ГР № 7069-02 Зав. № 4568 (фаза А) Зав. № 4560 (фаза С)	18000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НОМ-6 ГР № 159-49 Зав. № 475 (фаза А) Зав. № 451 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1(R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 № 01273095		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	Иркутская ТЭЦ-10 Ввод 2Т яч.20 ПС «Водо-забор-2»	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1500/5	ТОЛ 10 ГР № 7069-02 Зав. № 4598 (фаза А) Зав. № 225 (фаза С)	18000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НОМ-6 ГР № 159-49 Зав. № 25 (фаза А) Зав. № 07 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1(R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 № 01273096		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
25	Иркутская ТЭЦ-10 ПС «Водо-забор-2» КЛ-6 кВ яч. 2 «Сибизмир»	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =100/5	ТОЛ 10 ГР № 7069-02 Зав. № 694 (фаза А) Зав. № 2128 (фаза С)	1200	Ток первичный
		ТН из ИК № 23			Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1(R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 № 01273094		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
26	Иркутская ТЭЦ-10 ПС «Водо-забор-2» КЛ-6 кВ яч. 5 «ХПВ-1» (Водоканал)	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =300/5	ТОЛ 10 ГР № 7069-02 Зав. № 18932 (фаза А) Зав. № 7370 (фаза С)	3600	Ток первичный
		ТН из ИК № 23			Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1(R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 № 01273091		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
27	Иркутская ТЭЦ-10 ПС «Водо-забор-2» КЛ-6 кВ яч. 22 «ХПВ-2» (Водоканал)	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =300/5	ТОЛ 10 ГР № 7069-02 Зав. № 11125 (фаза А) Зав. № 11944 (фаза С)	3600	Ток первичный
		ТН из ИК № 24			Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1(R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 № 01273089		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время

Примечания

1 Допускается замена измерительных компонентов на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как перечисленные в таблице 2.

2 Замена оформляется актом в установленном в ПАО «Иркутскэнерго» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчики Альфа А1800 (параметры надежности: T_0 не менее 120000 ч; t_6 не более 2 ч);
- электросчётчики АЛЬФА, ЕвроАЛЬФА (параметры надежности: T_0 не менее 50000 ч; t_6 не более 2 ч);
- УСПД RTU-325 (параметры надежности: T_0 не менее 40000 ч; t_6 не более 24 ч);
- сервер БД, коммутатор (параметры надежности K_T не менее 0,99; t_6 не более 1 ч);
- УССВ-2 (K_T не менее 0,95; t_6 не более 168 ч).

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания (ИБП), а счетчиков с помощью дополнительного питания; резервирование каналов связи от измерительно-информационных комплексов (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);
- наличие ЗИП, эксплуатационной документации.

Защищённость применяемых компонентов: пломбирование электросчётчика, вторичных цепей испытательных коробок, УСПД;

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; ЕвроАЛЬФА - на глубину 74 дня; Альфа А1800 - на глубину 180 дней;
- 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

Номер ИК	Активная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Знач $\cos \varphi$	$\pm d_{2\%P}$, %, для диапазона $W_{P2\%} \leq W_{P13\%} < W_{P5\%}$	$\pm d_{5\%P}$, %, для диапазона $W_{P5\%} \leq W_{P13\%} < W_{P20\%}$	$\pm d_{20\%P}$, %, для диапазона $W_{P20\%} \leq W_{P13\%} < W_{P100\%}$	$\pm d_{100\%P}$, %, для диапазона $W_{P100\%} \leq W_{P13\%} < W_{P120\%}$
	ТТ	ТН	Сч.		6	7	8	9
1	2	3	4	5	6	7	8	9
9, 14, 16	0,2	0,2	0,2S	1	не нормируют	1,1	0,8	0,7
				0,8	не нормируют	1,4	0,9	0,9
				0,5	не нормируют	2,1	1,3	1,1
8, 15, 10 - 13, 22	0,5	0,2	0,2S	1	не нормируют	1,8	1,1	0,9
				0,8	не нормируют	2,9	1,6	1,2
				0,5	не нормируют	5,3	2,8	2,0
1 - 7, 17, 18, 20	0,5	0,5	0,2S	1	не нормируют	1,9	1,2	1,0
				0,8	не нормируют	2,9	1,7	1,4
				0,5	не нормируют	5,5	3,0	2,3
19, 21, 23 - 27	0,5	0,5	0,5S	1	не нормируют	2,2	1,6	1,5
				0,8	не нормируют	3,1	2,1	1,8
				0,5	не нормируют	5,6	3,2	2,6

Номер ИК	Реактивная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Знач. $\cos j / \sin j$	$\pm d_{2\%Q}, \%$, для диапазона $W_{Q2\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q5\%}$	$\pm d_{5\%Q}, \%$, для диапазона $W_{Q5\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q20\%}$	$\pm d_{20\%Q}, \%$, для диапазона $W_{Q20\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q100\%}$	$\pm d_{100\%Q}, \%$, для диапазона $W_{Q100\%} \leq W_{Qизм} \leq W_{Q120\%}$
	ТТ	ТН	Сч.					
9, 14, 16	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
8, 15, 10 - 13, 22	0,5	0,2	0,5	0,8/0,6	не нормируют	4,5	2,5	2,0
				0,5/0,87	не нормируют	2,9	1,9	1,6
1 - 7, 17, 18, 20	0,5	0,5	0,5	0,8/0,6	не нормируют	4,6	2,7	2,2
				0,5/0,87	не нормируют	2,9	2,0	1,8
19, 21, 23 - 27	0,5	0,5	1	0,8/0,6	не нормируют	5,3	3,9	3,6
				0,5/0,87	не нормируют	4,1	3,4	3,2

Примечания

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

2 Нормальные условия:

- температура окружающего воздуха для измерительных трансформаторов по ГОСТ 7746-2001 и ГОСТ 1983-2001, для счетчиков, УСПД, ИВК и УССВ-2 (20±2) °С;
- диапазон напряжения (0,98-1,02) $U_{ном}$; частота (50±0,5) Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,05 мТл.

3 Рабочие условия:

- допускаемая температура окружающего воздуха для измерительных трансформаторов от минус 60 до плюс 45 °С, для счетчиков от минус 40 до плюс 55 °С, для УСПД от 0 до плюс 70 °С, для ИВК (20±10) °С, для УССВ-2 от минус 10 до плюс 55 °С;
- диапазон напряжения (0,9-1,1) $U_{ном}$; частота (50±1,5) Гц.

4 Погрешность в рабочих условиях указана для колебаний температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии в процессе выполнения измерений (20±5) °С.

5 В таблице 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) ПАО «Иркутскэнерго» Иркутская ТЭЦ-10.

Комплектность средства измерений

приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

№ п/п	Наименование	Номер Госреестра СИ	Класс точности СИ, количество, шт.
1	2	3	4
1	Основные измерительные средства учета электроэнергии и мощности		
1.1	Измерительные трансформаторы тока		

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
1.1.1	ТВГ-110-0,2	ГР № 22440-07	КТ 0,2 (9 шт.)
1.1.2	ТФМ-110-II У1	ГР № 16023-97	КТ 0,5 (15 шт.)
1.1.3	ТПЛ-35	ГР № 21253-01	КТ 0,5 (9 шт.)
1.1.4	ТПОФУ-20	ГР № 518-50	КТ 0,5 (4 шт.)
1.1.5	ТПШФ-20	ГР № 519-50	КТ 0,5 (9 шт.)
1.1.6	ТШЛ-20-I	ГР № 21255-08	КТ 0,5 (3 шт.)
1.1.7	ТШЛ-СВЭЛ-20	ГР № 48852-12	КТ 0,5 (6 шт.)
1.1.8	ТШЛ-СЭЦ-20	ГР № 44631-10	КТ 0,5 (6 шт.)
1.1.9	ТОЛ-10	ГР № 7069-02	КТ 0,5 (10 шт.)
1.1.10	ТШЛ-СЭЦ -10	ГР № 37544-08	КТ 0,5 (3 шт.)
1.2	Измерительные трансформаторы напряжения		
1.2.1	НАМИ-110 УХЛ1	ГР № 24218-08	КТ 0,2 (6 шт.)
1.2.2	GSES 24D	ГР № 39350-08	КТ 0,5 (18 шт.)
1.2.3	ЗНОЛ-СЭЦ-20	ГР № 37545-08	КТ 0,2 (6 шт.)
1.2.4	НТМИ-18	ГР № 831-53	КТ 0,5 (5 шт.)
1.2.5	GSES-12D	ГР № 28404-09	КТ 0,5 (3 шт.)
1.2.6	НОМ-6	ГР № 159-49	КТ 0,5 (4 шт.)
1.3	Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные АЛЬФА		
1.3.1	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+	ГР № 14555-02	КТ 0,2S(A) по ГОСТ 30206-94 0,5(R) по ГОСТ 26035-83 (3 шт.)
1.3.2	АЛЬФА A1800 A1802RAL-P4GB-DW-4	ГР № 31857-06	КТ 0,2S(A) по ГОСТ Р 52323-2005 0,5(R) по ГОСТ Р 52425-2005 (8 шт.)
1.3.3	АЛЬФА A1800 A1802RAL-P4GB-DW-4	ГР № 31857-11	КТ 0,2S(A) по ГОСТ Р 52323-2005 0,5(R) по ГОСТ Р 52425-2005 (9 шт.)
1.3.4	АЛЬФА A1800 A1805RL-P4GB-DW-4		КТ 0,5S(A) по ГОСТ Р 52323-2005 1(R) по ГОСТ Р 52425-2005 (5 шт.)
1.3.5	ЕвроАЛЬФА EA05RL-B-3	ГР № 16666-97	КТ 0,5S(A) по ГОСТ 30206-94 1(R) по ГОСТ 26035-83 (2 шт.)
1.4	Комплекс аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД RTU-300		
1.4.1	RTU-300 RTU-325-E1-256-M3-B8-G	ГР № 19495-03	сбор измерительной информации от счетчиков (1 шт.)
1.5	Устройство синхронизации системного времени (УССВ)		
1.5.1	УССВ-2	ГР № 54074-13	Прием, передача сигналов даты и времени; установка и корректиров- ка значений времени и даты в компонентах АИИС КУЭ (1 шт.)
1.6	Сервер		
1.6.1	Сервер БД	-	сбор измерительной информации с УСПД (1 шт.)

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
2	Программные компоненты		
2.1	Системное (базовое) ПО, установленное на компьютере типа IBM PC	-	ОС «Microsoft Windows 2000» ОС «Microsoft Windows XP Professional»
2.2	Прикладное ПО, установленное на компьютере типа IBM PC	-	СУБД «Oracle 9i»; «Microsoft 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», «ALPHAPLUS_AE», «Metercat»
3	Эксплуатационная документация		
3.1	Методика поверки АИИС КУЭ	-	1 экз.
3.2	Паспорт-формуляр АИИС КУЭ	-	1 экз.
2.1	Техническая документация на комплектующие изделия	-	1 комплект

Поверка

осуществляется по документу МП 004-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Иркутскэнерго» Иркутская ТЭЦ-10. Методика поверки», утвержденному Восточно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ» 11 ноября 2016 г.

Основные средства 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 документами: ДИЯМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г., ДИЯМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки», утвержденному в 2012 г., «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные типа АЛЬФА. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 1999 г., «Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА). Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 1997 г.;
- средства поверки комплексов аппаратно-программных средств на основе УСПД серии RTU-300 в соответствии с документом ДИЯМ 466453.005 «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденным ФГУП ВНИИМС в 2003 г.;
- ntr-серверы, работающие от сигналов рабочих шкал Государственного первичного эталона времени и частоты;
- переносной инженерный пульт - ноутбук с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с программными пакетами «АльфаЦЕНТР» AC_SE-5000, «ALPHAPLUS_AE», «ALPHAPLUS_AP», «Metercat» для конфигурации и опроса счетчиков.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием АИИС КУЭ ПАО «Иркутскэнерго» Иркутская ТЭЦ-10», разработанном и аттестованном Восточно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2014 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Иркутскэнерго» Иркутская ТЭЦ-10

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

Изготовитель

ЗАО «ИРМЕТ»

ИНН 3811053048

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

Адрес: 664075, г. Иркутск, а/я 3857

Телефон (факс): (3952) 225-303

Web-сайт: <http://irmet.ru>

E-mail: irmet@es.irkutskenergo.ru

Испытательный центр

Восточно-Сибирский филиал ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Восточно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Юридический адрес: 141570, Московская область, Солнечногорский район, рабочий поселок Менделеево, промзона ВНИИФТРИ, корпус 11

Адрес: 664056, г.Иркутск, ул. Бородина,57

Телефон: (3952)46-83-03; Факс: (3952)46-38-48

Web-сайт: <http://www.vniiftri-irk.ru>

E-mail: office@niiftri.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

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.