

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Иркутского авиационного завода – филиала ОАО «НПК «Иркут»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Иркутского авиационного завода – филиала ОАО «НПК «Иркут» (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 на розничном рынке электроэнергии.

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);
- выполнение расчетов 60-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии (мощности);
- периодический (1 раз в 30 минут) 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;
- 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 обеспечения 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 0,5S и 0,5 по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983, счётчики активной и реактивной электроэнергии типа АЛЬФА А1800 класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии; класса точности 0,5 и 1 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии; вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, размещенные на Иркутском авиационном заводе (ИАЗ) – филиале ОАО «Научно-производственная корпорация «Иркут» (ОАО «Корпорация «Иркут») (г. Иркутск, Иркутской области) (27 точек измерений).

2-й уровень: информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325L, 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) ИАЗа – филиале ОАО «НПК «Иркут», включающий каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ с программным обеспечением АльфаЦЕНТР АС_SE-100, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующую на всех уровнях иерархии, на базе тайм-сервера NTP, 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.

На объекте ГПП цифровой сигнал с выходов счетчиков по шине интерфейса RS-422/485 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение, накопление и передача результатов измерений на ИВК ИАЗа – филиала ОАО «НПК «Иркут» (сервер БД). Для резервирования канала связи между ИИК и ИВКЭ предусмотрены резервные жилы в кабеле интерфейса RS-422/485.

Сопряжение УСПД с ИВК осуществляется посредством постоянного соединения сотовой связи (GPRS модем), образуя основной канал передачи данных. Резервный канал связи образован посредством постоянного соединения (GPRS модем) альтернативного оператора сотовой связи.

На остальных объектах ИАЗа – филиала ОАО «НПК «Иркут» цифровой сигнал с выходов счетчиков по шине интерфейса RS-422/485 поступает сразу на ИВК. Резервный канал связи между ИИК и ИВК – образован посредством постоянного соединения (GPRS модем).

Вычисление величин энергопотребления и мощности с учетом коэффициентов трансформации производится с помощью программного обеспечения в УСПД для объектов на ГПП и на ИВК – для остальных присоединений. 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 или ИВК предусмотрен сбор информации непосредственно с электросчетчика, при помощи переносного инженерного пульта, с последующей выгрузкой собранной информации в базу данных ИВК ИАЗа – филиала ОАО «НПК «Иркут».

С УСПД измерительные сигналы в цифровой форме поступают на сервер БД (ИВК) ИАЗа – филиала ОАО «НПК «Иркут», 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) ИАЗа – филиала ОАО «НПК «Иркут». Временная задержка поступления информации не более 30 мин. По запросу возможно получение всей информации, хранящейся в базе данных АИИС.

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, а также хранение и отображение информации. Для контроля и мониторинга работы системы по присоединениям ИАЗа – филиала ОАО «НПК «Иркут» 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 приращений активной и реактивной электроэнергии и о состоянии средств измерений, передаются в заинтересованные 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.

Корректировка часов сервера ИВК ИАЗа – филиала ОАО «НПК «Иркут» осуществляется через тайм-сервер NTP с помощью программного обеспечения AC_Time, входящего в состав АльфаЦЕНТРа, и 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. 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) или ИВК не реже, чем раз в 30 минут. Коррекция выполняется принудительно при расхождении ± 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 $\pm 5,0$ 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 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 не ниже «Microsoft Windows 7», прикладное ПО (СУБД «Oracle 11.2» – 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.

ПО «АльфаЦЕНТР» аттестовано на соответствие требованиям ГОСТ 8.654-2009, свидетельство об аттестации от 31 мая 2012 г. № АПО-001-12 выдано ФГУП «ВНИИМС», а также сертифицировано в системе добровольной сертификации ПО СИ, сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.марта 2015 г. выдано СДС ПО СИ 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 12.01	3E736B7F380863F44 CC8E6F7BD211C54 (по MD5)	ac_metrology.dll Библиотека результатов измерений, коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов и т.д.

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 ИАЗа – филиала ОАО «НПК «Иркут» 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 ± 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 ИАЗа – филиала ОАО «НПК «Иркут»

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, № Госреестра СИ РФ, заводские номера		
1–18	ГПП- 110/6кВ	УСПД	RTU-325L-E2-512-M2-B2 ГР № 37288-08 Зав. № 006603		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
1	ГПП-110 кВ ЗРУ-6 кВ яч. 1601	ТТ КТ 0,5S К _{ТТ} = 2000/5	ТПОЛ-10М ГР № 37853-08 Зав. № 00447 (фаза А) Зав. № 00452 (фаза С)	24000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3	НТМИ-6 ГР № 831-53 Зав. № 8690		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RALQ-P4G-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01275366		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная
2	ГПП-110 кВ ЗРУ-6 кВ яч. 1604	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} = 300/5	ТОЛ-10 ГР № 7069-79 Зав. № 59286 (фаза А) Зав. № 59283 (фаза С)	3600	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3	НТМИ-6 ГР № 831-53 Зав. № 8690		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-GP-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01274404		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная
3	ГПП-110 кВ ЗРУ-6 кВ яч. 1606	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} = 300/5	ТОЛ-10 ГР № 7069-79 Зав. № 1543 (фаза А) Зав. № б/н (фаза С)	3600	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3	НТМИ-6 ГР № 831-53 Зав. № 8690		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01274384		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная
4	ГПП-110 кВ ЗРУ-6 кВ яч. 1609	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} = 300/5	ТЛК-10 ГР № 9143-83 Зав. № 13826 (фаза А) Зав. № 13824 (фаза С)	3600	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3	НТМИ-6 ГР № 831-53 Зав. № 8690		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01275360		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная

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, № Госреестра СИ РФ, заводские номера		
5	ГПП-110 кВ ЗРУ-6 кВ яч. 1621	ТТ КТ 0,5S $K_{ТТ} = 2000/5$	ТПОЛ-10М ГР № 37853-08 Зав. № 00450 (фаза А) Зав. № 00467 (фаза С)	44000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-6 ГР № 831-53 Зав. № 01548		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 А1800 А1802RALQ-P4G-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01275364		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная
6	ГПП-110 кВ ЗРУ-6 кВ яч. 1624	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 300/5$	ТОЛ-10 ГР № 7069-79 Зав. № 6433 (фаза А) Зав. № 13547 (фаза С)	44000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-6 ГР № 831-53 Зав. № 01548		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01274387		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная
7	ГПП-110 кВ ЗРУ-6 кВ яч. 1626	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 300/5$	ТОЛ-10 ГР № 7069-79 Зав. № 4053 (фаза А) Зав. № 4054 (фаза С)	44000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-6 ГР № 831-53 Зав. № 01548		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01273086		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная
8	ГПП-110 кВ ЗРУ-6 кВ яч. 1631	ТТ КТ 0,5S $K_{ТТ} = 2000/5$	ТПОЛ-10М ГР № 37853-08 Зав. № 00460 (фаза А) Зав. № 00561 (фаза С)	44000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-6 ГР № 831-53 Зав. № 01517		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 А1800 А1802RALQ-P4G-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01275368		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная
9	ГПП-110 кВ ЗРУ-6 кВ яч. 1635	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 400/5$	ТПЛ-10 ГР № 1276-59 Зав. № 1951 (фаза А) Зав. № 53902 (фаза С)	44000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-6 ГР № 831-53 Зав. № 01517		Напряжение первичное, U_1

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, № Госреестра СИ РФ, заводские номера		
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01274392		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная
10	ГПП-110 кВ ЗРУ-6 кВ яч. 1641	ТТ КТ 0,5S $K_{ТТ} = 2000/5$	ТПОЛ-10М ГР № 37853-08 Зав. № 00453 (фаза А) Зав. № 00440 (фаза С)	44000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-6 ГР № 831-53 Зав. № 01545		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1802RALQ-P4G-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01275363		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная
11	ГПП-110 кВ ЗРУ-6 кВ яч. 1647	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 400/5$	ТПЛ-10 ГР № 1276-59 Зав. № 2209 (фаза А) Зав. № 8665 (фаза С)	44000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-6 ГР № 831-53 Зав. № 01545		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01275357		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная
12	ГПП-110 кВ КРУН-10 кВ яч. 1006	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 1500/5$	ТЛМ-10 ГР № 9143-83 Зав. № 3030 (фаза А) Зав. № 8055 (фаза В) Зав. № 1625 (фаза С)	30000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-6 ГР № 831-53 Зав. № 8429		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-GP-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01274396		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная
13	ГПП-110 кВ КРУН-10 кВ яч. 1007	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 1500/5$	ТЛМ-10 ГР № 9143-83 Зав. № 1236 (фаза А) Зав. № 3031 (фаза В) Зав. № 2711 (фаза С)	30000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-6 ГР № 831-53 Зав. № 8429		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1802RALQ-P4G-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01275369		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная

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, № Госреестра СИ РФ, заводские номера		
14	ГПП-110 кВ КРУН-6 кВ яч. 1657	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 1500/5$	ТЛМ-10 ГР № 9143-83 Зав. № 3263 (фаза А) Зав. № 3056 (фаза В) Зав. № 6030 (фаза С)	18000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,2 $K_{ТН} = 6000/100$	НАМИ-10 ГР № 57274-14 Зав. № 3168		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-GP-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01274400		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная
15	ГПП-110 кВ КРУН-6 кВ яч. 1658	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 1500/5$	ТЛМ-10 ГР № 9143-83 Зав. № 4615 (фаза А) Зав. № 4624 (фаза В) Зав. № 3381 (фаза С)	18000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,2 $K_{ТН} = 6000/100$	НАМИ-10 ГР № 57274-14 Зав. № 3168		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 А1800 А1802RALQ-P4G-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01275367		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная
16	ГПП-110 кВ КРУН-6 кВ яч. ТСН-1	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 30/5$	ТОЛ-10 ГР № 7069-07 Зав. № 12560 (фаза А) Зав. № 12383 (фаза В) Зав. № 12386 (фаза С)	360	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-6 ГР № 831-53 Зав. № 01517		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01275349		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная
17	ГПП-110 кВ КРУН-6 кВ яч. ТСН-2	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 30/5$	ТОЛ-10 ГР № 7069-07 Зав. № 12385 (фаза А) Зав. № 12563 (фаза В) Зав. № 12384 (фаза С)	360	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-6 ГР № 831-53 Зав. № 01545		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01275362		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная

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, № Госреестра СИ РФ, заводские номера		
18	ГПП-110 кВ КРУН-6 кВ яч. ТСН-5	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} = 100/5	ТОП-0,66 ГР № 15174-06 Зав. № 302445 (фаза А) Зав. № 302448 (фаза В) Зав. № 412477 (фаза С)	20	Ток первичный, I ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) K _{Сч} =1 R=10000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-GP-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01275376		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная
ГРУ-6 кВ					
19	ГРУ-6 кВ, яч. 3614, Котельная 1	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} = 300/5	ТПФМ-10 ГР № 814-53 Зав. № 82346 (фаза А) Зав. № 82352 (фаза С)	3600	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100	2хНОМ-6 ГР № 46786-11 ТН-1: Зав. № 11374 (фаза А) Зав. № 3389 (фаза С) ТН-2: Зав. № 11090 (фаза А) Зав. № 11045 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01274391		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная
ТП-Ленино					
20	ТП-Ленино, яч. 5 ИАЗ-А	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} = 400/5	ТПФМ-10 ГР № 814-53 Зав. № 23759 (фаза А) Зав. № 20230 (фаза С)	4800	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3	НТМИ-6 ГР № 831-53 Зав. № 1913		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RALQ-P4G-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01275371		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная
21	ТП-Ленино, яч. 8 ИАЗ-В	ТТ КТ 0,5S К _{ТТ} = 400/5	ТПОЛ-10М ГР № 37853-08 Зав. № 5979 (фаза А) Зав. № 5980 (фаза С)	4800	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3	НТМИ-6 ГР № 831-53 Зав. № 3569		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RALQ-P4G-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01275365		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная

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, № Госреестра СИ РФ, заводские номера		
22	ТП-Ленино, яч. 10	ТТ КТ 0,5S $K_{ТТ} = 400/5$	ТПОЛ-10 ГР № 1261-08 Зав. № 5920 (фаза А) Зав. № 5958 (фаза С)	4800	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-6 ГР № 831-53 Зав. № 3569		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 А1800 А1802RALQ-P4G-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01275370		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная
ТП-7					
23	ТП-7, яч. 7653	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 400/5$	ТПФ ГР № 517-50 Зав. № 107465 (фаза А) Зав. № 18656 (фаза С)	4800	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-6 ГР № 831-53 Зав. № 220761		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01275337		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная
24	ТП-7, яч. 7656	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 200/5$	ТПФ ГР № 517-50 Зав. № 169851 (фаза А) Зав. № 163684 (фаза С)	2400	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-6 ГР № 831-53 Зав. № 220761		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01274385		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная
ТП-18					
25	ТП-18, яч. 2, ТП-35А (ЖБИ)	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 400/5$	ТПФ ГР № 517-50 Зав. № 104595 (фаза А) Зав. № 101132 (фаза С)	4800	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НОМ-6 ГР № 159-49 Зав. № 302666 (фаза А) Зав. № 395997 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01275342		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная

Канал измерений		Средство измерений		К _{ГТ} , К _{ТН}	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Госреестра СИ РФ, заводские номера		
26	ТП-18, яч. 8, фидер 3613	ТТ КТ 0,5 K _{ГТ} = 200/5	ТПФМ-10 ГР № 814-53 Зав. № 82779 (фаза А) Зав. № 63769 (фаза С)	2400	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} = 6000/√3/100/√3	НОМ-6 ГР № 159-49 Зав. № 20735 (фаза А) Зав. № 695 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) K _{СЧ} = 1 R = 5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01275343		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная
ТП-37					
27	ТП-37, яч. 3	ТТ КТ 0,5 K _{ГТ} = 300/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-59 Зав. № 6008 (фаза А) Зав. № 6007 (фаза В) Зав. № 6013 (фаза С)	3600	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} = 6000/√3/100/√3	ЗНОЛ.06 ГР № 3344-04 Зав. № 14524 (фаза А) Зав. № 12721 (фаза В) Зав. № 12342 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) K _{СЧ} = 1 R = 5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 01274388		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Мощность активная, реактивная Календарное время, Энергия активная, реактивная

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 на ИАЗе – филиале ОАО «НПК «Иркут» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

1. Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчики АЛЬФА А1800 (параметры надежности: *T_о* не менее 120000 ч; *t_в* не более 2 ч);

- УСПД RTU-325L (параметры надежности: *T_о* не менее 40000 ч; *t_в* не более 24 ч);

- сервер БД, коммутатор (параметры надежности *K_Г* не менее 0,99; *t_в* не более 1 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 – постоянное соединение GPRS); 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 А1800 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 не менее 300 дней;

– УСПД RTU-325L - 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 $\cos \varphi_j$	$\pm d_{2\%P}$, [%]	$\pm d_{5\%P}$, [%]	$\pm d_{20\%P}$, [%]	$\pm d_{100\%P}$, [%]
	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, 5, 8, 10, 21, 22	0,5S	0,5	0,2S	1	1,9	1,2	1,0	1,0
				0,8	2,9	1,8	1,4	1,4
				0,5	5,5	3,0	2,3	2,3
15	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
14	0,5	0,2	0,5S	1	не нормируют	2,1	1,6	1,4
				0,8	не нормируют	3,1	1,9	1,7
				0,5	не нормируют	5,5	3,0	2,3
13, 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
2–4, 6, 7,9,11, 12, 16, 17, 19, 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
18	0,5	-	0,5S	1	не нормируют	2,8	2,4	2,3
				0,8	не нормируют	4,4	3,6	3,4
				0,5	не нормируют	6,3	4,2	3,8

№ ИК	Реактивная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Знач. cosj /sinj	$\pm d_{2\%Q}$, [%] 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.					
1, 5, 8, 10, 21, 22	0,5S	0,5	0,5	0,8/0,6	4,5	2,7	2,2	2,2
				0,5/0,87	2,8	1,9	1,7	1,7
15	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
14	0,5	0,2	1	0,8/0,6	не нормируют	5,3	3,8	3,5
				0,5/0,87	не нормируют	4,1	3,3	3,2
13, 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
2–4, 6, 7,9,11, 12, 16, 17, 19, 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
18	0,5	-	1	0,8/0,6	не нормируют	6,8	5,7	5,5
				0,5/0,87	не нормируют	5,0	4,5	4,4

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) $U_{ном}$; ток (1 – 1,2) $I_{ном}$, $\cos\phi = 1$;

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

3 Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1) $U_{ном}$; ток (0,05 – 1,2) $I_{ном}$, $\cos\phi = 0,5$ инд – 1;

- допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 50 до +45°С, для счетчиков от минус 40 до +65 °С, для УСПД от минус 10 до +55 °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) Иркутского авиационного завода – филиала ОАО «НПК «Иркут».

Комплектность средства измерений

приведена в таблице 4:

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ Иркутского авиационного завода – филиала ОАО «НПК «Иркут»

№	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	ГЛК-10	ГР № 9143-83	КТ 0,5 (2 шт.)
1.1.2	ГЛМ-10	ГР № 9143-83	КТ 0,5 (12 шт.)
1.1.3	ГОЛ-10	ГР № 7069-79	КТ 0,5 (14 шт.)
1.1.4	ТПЛ-10	ГР № 1276-59	КТ 0,5 (4 шт.)
1.1.5	ТПОЛ-10	ГР № 1261-59	КТ 0,5 (5 шт.)
1.1.6	ТПОЛ-10М	ГР № 37853-08	КТ 0,5S (10 шт.)
1.1.7	ТПФ	ГР № 517-50	КТ 0,5 (6 шт.)
1.1.8	ТПФМ-10	ГР № 814-53	КТ 0,5 (6 шт.)
1.1.9	ТОП-0,66	ГР № 15174-96	КТ 0,5 (3 шт.)
1.2	Измерительные трансформаторы напряжения		
1.2.1	ЗНОЛ.06	ГР № 3344-04	КТ 0,5 (3 шт.)
1.2.2	НАМИ-10	ГР № 57274-14	КТ 0,2 (1 шт.)
1.2.3	НОМ-6	ГР № 46786-11	КТ 0,5 (8 шт.)
1.2.4	НТМИ-6	ГР № 831-53	КТ 0,5 (8 шт.)
1.3	Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные АЛЬФА А1800		
1.3.1	АЛЬФА А1800 А1802RALQ-P4G-DW-4	ГР № 31857-11	КТ 0,2S(A) по ГОСТ Р 52323-2005 0,5(R) по ГОСТ Р 52425-2005(9шт.)
1.3.2	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-GP-4		КТ 0,5S(A) по ГОСТ Р 52323-2005 1(R) по ГОСТ Р 52425-2005(4 шт.)
1.3.3	АЛЬФА А1800 А1805RL-P4GB-DW-4		КТ 0,5S(A) по ГОСТ Р 52323-2005 1(R) по ГОСТ Р 52425-2005(14шт.)
1.3.4			
1.4	Устройства сбора и передачи данных		
1.4.1	RTU-325L-E2-512-M2-B2	ГР № 37288-08	сбор измерительной информации от счетчиков (1 шт.)
1.5	Сервер (ИБК), коммуникатор		
1.5.1	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 7» ОС «Microsoft Windows XP Professional»
2.2	Прикладное ПО, установленное на компьютере типа IBM PC	-	СУБД «Oracle 11.2»; «MS Office»

№	Наименование	№ Госреестра СИ РФ	Класс точности СИ, количество, шт.
2.3	Специализированное ПО, установленное на компьютере типа IBM PC	ГР № 44595-10	ПО «АльфаЦЕНТР», модуль AC_LapTop – для ноутбука
2.4	Специализированное встроенное ПО УСПД	ГР № 19495-03	ПО RTU-325 SWV1.00, EMFPLUS, терминальная программа «ZOC»
2.5	Специализированное встроенное ПО счетчиков электроэнергии	ГР № 14555-02	ПО «ALPHAPLUS_AP»
3	Эксплуатационная документация		
3.1	Методика поверки АИИС КУЭ	-	1 экз.
3.2	Паспорт-формуляр АИИС КУЭ	-	1 экз.
3.3	Руководство пользователя ПО «АльфаЦЕНТР»	-	1 экз.
3.4	Техническая документация на комплектующие изделия	-	1 комплект

Поверка

осуществляется по документу МП 002-2015 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Иркутского авиационного завода – филиала ОАО «НПК «Иркут». Методика поверки», утвержденному Восточно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ» в марте 2015 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 Альфа А1800. Методика поверки ДИЯМ.411152.018 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», в 2011 г. и документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДИЯМ.411152.018 МП», утвержденному в 2012 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-100, ПО Metercat для конфигурации и опроса счетчиков Альфа А1800.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений электрической энергии (мощности) с использованием АИИС КУЭ Иркутского авиационного завода – филиала ОАО «НПК «Иркут»; разработанной и аттестованной ФГУП «ВНИИФТРИ» (Восточно-Сибирским филиалом), май 2015 г. Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 4-01.00294-2015 от 29.05.2015 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Иркутского авиационного завода – филиала ОАО «НПК «Иркут»

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) Иркутского авиационного завода – филиала ОАО «НПК «Иркут».

Изготовитель

ЗАО «ИРМЕТ», ИНН 3811053048

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

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; <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

С.С. Голубев

М.п. «____» _____ 2015 г.