

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО ХК «Якутуголь»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО ХК «Якутуголь» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов с поставщиками и потребителями электроэнергии и оперативного управления потреблением электроэнергии.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, построенная на основе ПТК «ЭКОМ» (Госреестр СИ РФ № 19542-05), представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии (мощности);
- периодический (1 раз в сутки) и/или 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 ОАО ХК «Якутуголь» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень: измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, счётчики активной и реактивной электроэнергии класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии и класса точности 1 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии; вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, размещенные на ОАО ХК «Якутуголь» (г.Нерюнгри, Республика Саха (Якутия)) (26 точек измерений).

2-й уровень: информационно-вычислительный компонент электроустановки (ИВКЭ) на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД) «ЭКОМ-3000», включающий технические

средства приема-передачи данных, технические средства для разграничения доступа к информации.

3-й уровень: измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) ОАО ХК «Якутуголь». Данный уровень включает ПТК «ЭКОМ» (Госреестр СИ РФ № 19542-05) каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ на базе ПО MS SQL, специализированное программное обеспечение «Энергосфера» (которое в составе ПТК «ЭКОМ» внесено в ГР СИ РФ № 19542-05), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующую на всех уровнях иерархии и автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

ИИК, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

Принцип действия АИИС КУЭ ОАО ХК «Якутуголь»: 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 ОАО ХК «Якутуголь» по шине интерфейса RS-422/485 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение, накопление и передача результатов измерений в ИВК ОАО ХК «Якутуголь» (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.

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

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 ХК «Якутуголь».

Сопряжение УСПД на объекте ОАО ХК «Якутуголь» с сервером базы данных осуществляется посредством линий связи Ethernet, образуя основной канал передачи данных. Резервный канал связи образован посредством коммутируемого соединения (GSM модем).

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности расчет потерь электроэнергии, а также хранение и отображение информации. Для контроля и мониторинга работы системы по присоединениям ОАО ХК «Якутуголь» 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), функционирующую на всех уровнях иерархии. СОЕВ выполняет функцию синхронизации внутренних часов компонентов системы на всех уровнях АИИС КУЭ с обеспечением перехода на "Зимнее" и "Летнее" время. Данная функция является централизованной. Корректировка часов на уровнях ИВК, ИВКЭ, ИИК осуществляется последовательно, начиная с верхних уровней.

Уровень ИВКЭ (УСПД) имеет встроенный модуль GPS-приёмника. Коррекция внутренних часов УСПД происходит в случае расхождения показаний более, чем на ± 1 с. Синхронизация часов УСПД является функцией программного модуля – компонента внутреннего ПО УСПД.

Настройка системных часов сервера БД ИВК ОАО ХК «Якутуголь» выполняется от УСПД и синхронизирует часы при расхождении более, чем на ± 1 с, сличение ежесекундное.

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

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

Ход часов компонентов системы не превышает 5 с/сутки.

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 2008 Server» – операционная система web-сервера, коммуникатора, монитора, центра обновления и базы данных; ОС не ниже «Microsoft Windows XP Professional» – операционная система ПЭВМ для серверов опроса и организации АРМ), прикладное ПО (СУБД «MS SQL Server 2008» – система управления базами данных, устанавливается на сервере; программный пакет «MS Office 2010» – набор офисных приложений устанавливается на АРМах и служит для просмотра отчетных форм в виде документов «электронных таблиц» «MS Excel»), и специализированное ПО ПК «Энергосфера» (ПО «Сервер опроса», ПО «Коммуникатор», ПО «Web-сервер», ПО «Монитор», ПО «Центр обновления»).

В состав ПО для передачи данных в ИАСУ КУ ОАО «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.

Состав и идентификационные данные ПО АИИС КУЭ ОАО ХК «Якутуголь» приведены в табл. 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Программный комплекс «Энергосфера»	«Конфигуратор» - конфигурирование контроллеров ЭКОМ	config.exe	6.5	1c2023512646d91c6759248290f58eab	WinMD5
	«Архив» - программа для тестирования и наладки контроллеров ЭКОМ	archiv.exe		1b33768dfc92d7b6ecc1fdb1572f9016	
	«Сервер опроса» - сбор информации с контроллера ЭКОМ. Запись полученной информации в БД	PSO.exe		a95de64e23027b3c5c089220ce69f533	
	«Консоль администратора» - администрирование БД, конфигурация структуры сбора данных	adcenter.exe		03050a436c3d76b860a671a5bc63f709	
	«Редактор расчетных схем» - создание и редактирование структуры объекта учета и пользовательских схем, формирование алгоритмов расчета. История замены приборов учета	AdmTool.exe		3a6964b4ee822eb6b7109eaa56a8cd3f	
	«АРМ Энергосфера» - вывод данных в различных видах: графики, таблицы, мнемосхемы, отчеты	ControlAge.exe		b0e50d88ce8955dddd5fa9712a5404ee	
	«Центр экспорта/импорта» - автоматическая рассылка/прием учетных данных в различных форматах	expimp.exe		9d033b2639be31b6db655ee853e8393a	
	«Анализатор485» - анализ принимаемого СОМ-портом потока данных	spy485.exe		96c0a5b9f4b2e53e98222136590d6f9b	

Управление сбором данных осуществляется при помощи программного обеспечения ПК «Энергосфера», 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 ОАО ХК «Якутуголь» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК, 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.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ ОАО ХК «Якутуголь»

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 – 26		УСПД	ЭКОМ С50-М3-В8 (LVD-В8) ГР № 17049-09 Зав. № 03134671		Энергия активная, реактивная календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
1	ВЛ 35 кВ Л-30 (ПС-40 "ОФ", ОРУ-35 кВ, яч. Л-30- ПП №2 НУР, ввод Л-30)	ТТ КТ 0,5 Ктт =600/5	ТФНД-35 ГР № 3689-73 Зав. № 13278 (фаза А) Зав. № 45201 (фаза С)	42000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Ктн=35000/√3/100/√3	ЗНОМ-35 ГР № 912-54 Зав. № 1089388 (фаза А) Зав. № 1089275 (фаза В) Зав. № 1272226 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А) / 1 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09276570		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота

2	ВЛ 35 кВ Л-28 (ПС-40 "ОФ", ОРУ-35 кВ, яч. Л-28- ПП №2 НУР, ввод Л-28)	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5	ТФНД-35 ГР № 3689-73 Зав. № 54338 (фаза А) Зав. № 66330 (фаза С)	42000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3	ЗНОМ-35 ГР № 912-54 Зав. № 11215 (фаза А) Зав. № 11214 (фаза В) Зав. № 11210 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09306661		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
3	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч. 1а - ОФ, ЗРУ-6 кВ № 5, 6, I с.ш., ВВОД	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-59 Зав. № 12097 (фаза А) Зав. № 24457 (фаза С)	7200	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 3535		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09306662		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
4	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч. 1 - ОФ, ЗРУ-6 кВ № 1, I с.ш., ВВОД	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-59 Зав. № 10520 (фаза А) Зав. № 9532 (фаза С)	7200	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 3535		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09306677		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
5	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч. 3 - АТА, ЗРУ-6 кВ, I с.ш., ВВОД	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-59 Зав. № 7406 (фаза А) Зав. № 11004 (фаза С)	7200	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 3535		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09292917		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
6	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч. 5 - ОФ, ЗРУ-6 кВ № 1, III с.ш., ВВОД	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-59 Зав. № 11269 (фаза А) Зав. № 9906 (фаза С)	7200	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 3535		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09306396		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота

7	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч.13 - ОФ, ЗРУ-6 кВ № 8, I с.ш., ВВОД	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =300/5	ТПЛ-10 ГР № 1276-59 Зав. № 4927 (фаза А) Зав. № 4980 (фаза С)	3600	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 3535		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09292864		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
8	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч.15 - ОФ, ЗРУ-6 кВ №9, I с.ш., ВВОД	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =300/5	ТОЛ-10 ГР № 7069 Зав. № 13852 (фаза А) Зав. № 13854 (фаза С)	3600	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 3535		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09306448		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
9	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч.27 - АТА, ЗРУ-6 кВ, II с.ш., ВВОД	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-59 Зав. № 10653 (фаза А) Зав. № 10665 (фаза С)	7200	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 1441		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09276268		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
10	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч.29 - НУР, ТП № 15, ЗРУ-6 кВ, I с.ш., ВВОД	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =200/5	ТПЛ-10 ГР № 1276-59 Зав. № 2849 (фаза А) Зав. № 2505 (фаза С)	2400	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 1441		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09292801		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
11	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч.33 - ОФ, ЗРУ-6 кВ №9, II с.ш., ВВОД	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =300/5	ТПЛ-10 ГР № 1276-59 Зав. № 36209 (фаза А) Зав. № 4457 (фаза С)	3600	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 1441		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09276637		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота

12	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч.35 - ОФ, РУ-6 кВ № 10, II с.ш., ВВОД	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-59 Зав. № 7449 (фаза А) Зав. № 4583 (фаза С)	7200	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 1441		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09306395		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
13	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч.43 - ОФ, ЗРУ-6 кВ № 1, II с.ш., ВВОД	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-59 Зав. № 00739 (фаза А) Зав. № 13071 (фаза С)	7200	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 1441		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09275818		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
14	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч.45 - ОФ, ЗРУ-6 кВ № 5, 6, III с.ш., ВВОД	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-59 Зав. № 377 (фаза А) Зав. № 996 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 1441		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09276473		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
15	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч.2б - ОФ, ЗРУ-6 кВ № 2, I с.ш., ВВОД	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-59 Зав. № 11264 (фаза А) Зав. № 11141 (фаза С)	7200	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 7929		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09306670		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
16	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч.2а - ОФ, ЗРУ-6 кВ № 5, 6, II с.ш., ВВОД	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-59 Зав. № 23958 (фаза А) Зав. № 10532 (фаза С)	7200	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 7929		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09306391		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота

17	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч.8 - ОФ, ЗРУ-6 кВ № 3А, I с.ш., ВВОД	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =300/5	ТПЛ-10 ГР № 1276-59 Зав. № 2592 (фаза А) Зав. № 2847 (фаза С)	3600	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 7929		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09306385		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
18	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ"-ОФ, ЗРУ-6 кВ, яч.10, ЗРУ-6 кВ № 2, III с.ш., ВВОД	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =300/5	ТПЛ-10 ГР № 1276-59 Зав. № 2609 (фаза А) Зав. № 2610 (фаза С)	3600	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 7929		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09292851		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
19	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч.12 - ОФ, ЗРУ-6 кВ № 7, II с.ш., ВВОД	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-59 Зав. № 19922 (фаза А) Зав. № 11277 (фаза С)	7200	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 7929		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09306450		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
20	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч.14 - НУР, ТП № 15, II с.ш., ВВОД	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =200/5	ТПЛ-10 ГР № 1276-59 Зав. № 2502 (фаза А) Зав. № 2460 (фаза С)	2400	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 7929		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09276492		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
21	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч.16 – КТП-630 "ПТУ", ВВОД 6 кВ	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =300/5	ТПЛ-10 ГР № 1276-59 Зав. № 2581 (фаза А) Зав. № 2575 (фаза С)	7200	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 7929		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09276920		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота

22	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч.18 - НУР, КТПН-400, ввод 6 кВ	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =50/5	ТПЛ-10 ГР № 1276-59 Зав. № 2444 (фаза А) Зав. № 2519 (фаза С)	600	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 7929		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09306451		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
23	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч.24 - ОФ, ЗРУ-6 кВ № 3А, II с.ш., ввод	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-59 Зав. № 11134 (фаза А) Зав. № 12694 (фаза С)	7200	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 2503		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09306399		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
24	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч.28 - ОФ, КТПН-400 "Новые гаражи", ввод 6 кВ; КТПН-250 "Нижняя площадка", ввод 6 кВ	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =100/5	ТПЛ-10 ГР № 1276-59 Зав. № 2842 (фаза А) Зав. № 2378 (фаза С)	1200	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 2503		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09306413		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
25	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч.36 - ОФ, ЗРУ-6 кВ № 2, II с.ш., ввод	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-59 Зав. № 3113 (фаза А) Зав. № 5258 (фаза С)	7200	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 2503		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09276944		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
26	КЛ 6 кВ ПС-40 "ОФ", ЗРУ-6 кВ, яч.38 - ОФ, ЗРУ-6 кВ № 5, 6, IV с.ш., ввод	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-59 Зав. № 3127 (фаза А) Зав. № 4300 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 2503		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А)/ 1 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230 ART00 PQRSIDN ГР № 23345-07 Зав. № 09276984		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 «Росстандарт», ОАО ХК «Якутуголь» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

1. Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчики Меркурий 230ART (параметры надежности: T_0 не менее 150000 ч; t_6 не 24 ч);
- УСПД «ЭКОМ-3000» (параметры надежности: T_0 не менее 75000 ч; t_6 не более 24 ч);
- сервер БД, коммутатор (параметры надежности K_T не менее 0,99; t_6 не более 1 ч);
- устройство синхронизации системного времени (K_T не менее 0,95; t_6 не более 24 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 Меркурий 230ART 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 до 57 дней;
- УСПД «ЭКОМ-3000» - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу не менее 60 суток и электропотребление за месяц по каждому каналу – 18 месяцев, сохранение информации при отключении питания – не менее 10 лет (функция автоматизирована);
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - за весь срок эксплуатации системы (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 $\cos j$	$\pm \delta_{2\%P}$, [%]	$\pm \delta_{5\%P}$, [%]	$\pm \delta_{20\%P}$, [%]	$\pm \delta_{100\%P}$, [%]
	ТТ	ТН	Сч.		для диапазона $W_{P2\%} \leq W_{Pизм} < W_{P5\%}$	для диапазона $W_{P5\%} \leq W_{Pизм} < W_{P20\%}$	для диапазона $W_{P20\%} \leq W_{Pизм} < W_{P100\%}$	для диапазона $W_{P100\%} \leq W_{Pизм} \leq W_{P120\%}$
1 – 26	0,5	0,5	0,5S	1,0	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

№ ИК	Реактивная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Значение $\cos j / \sin j$	$\pm \delta_{2\% Q}$, [%]	$\pm \delta_{5\% Q}$, [%]	$\pm \delta_{20\% Q}$, [%]	$\pm \delta_{100\% Q}$, [%]
	ТТ	ТН	Сч.		для диапазона $W_{Q2\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q5\%}$	для диапазона $W_{Q5\%} < W_{Qизм} \leq W_{Q20\%}$	для диапазона $W_{Q20\%} < W_{Qизм} \leq W_{Q100\%}$	для диапазона $W_{Q100\%} < W_{Qизм} \leq W_{Q120\%}$
1 – 26	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:

- параметры сети: напряжение $(0,98 - 1,02)U_{ном}$; ток $(1 - 1,2)I_{ном}$, $\cos \varphi = 1$;
- температура окружающей среды $(20 \pm 5)^\circ C$;

3 Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение $(0,9 - 1,1)U_{ном}$; ток $(0,05 - 1,2)I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,5$ инд – 1;
- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 50 до $+45^\circ C$, для счетчиков от минус 40 до $+55^\circ C$, для УСПД от минус 10 до $+55^\circ C$;

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

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на Систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО ХК «Якутуголь».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ ОАО ХК «Якутуголь»

№	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	ТФНД-35	ГР № 3689-73	КТ 0,5 (4 шт.)
1.1.2	ТОЛ-10	ГР № 7069-07	КТ 0,5 (2 шт.)
1.1.3	ТПЛ-10	ГР № 1276-59	КТ 0,5 (18 шт.)
1.1.4	ТПОЛ-10	ГР № 1261-59	КТ 0,5 (28 шт.)

1.2	Измерительные трансформаторы напряжения		
1.2.1	ЗНОМ-35	ГР № 912-54	КТ 0,5 (6 шт.)
1.2.2	НТМИ-6-66	ГР № 2611-70	КТ 0,5 (4 шт.)
1.3	Счетчики электроэнергии трехфазные многофункциональные		
1.3.1	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN	ГР № 23345-07 ГОСТ Р 52323-2005	КТ: 0,5S(A) по ГОСТ Р 52323-2005; 1(R) по ГОСТ Р 52425-2005 (26 шт.)
1.4	Устройство сбора и передачи данных		
1.4.1	ЭКОМ С50-М3-В8 (LVD-В8)	ГР № 17049-09	сбор измерительной информации от счетчиков (1 шт.)
Вспомогательные технические компоненты			
2	Средства вычислительной техники и связи		
2.1	Сервер базы данных	-	1 шт.
2.2	Маршрутизатор Cisco	-	1 шт.
2.3	Модем Siemens M35	-	1 шт.
2.6	Источник бесперебойного питания (ИБП) UPS	-	2 шт.
Программные компоненты			
3.1	Системное (базовое) ПО, установленное на компьютере типа IBM PC	-	ОС «Microsoft Windows 2008 Server» ОС «Microsoft Windows XP Professional,
3.2	Прикладное ПО, установленное на компьютере типа IBM PC	-	СУБД «MS SQL Server 2008»; «MS Office 2010»
3.3	Специализированное ПО, установленное на компьютере типа IBM PC	ГР № 19542-05	ПО «Энергосфера», модуль «ручной ввод» – для ноутбука;
		-	КриптоПро CSP, CryptoEnergyPro, CryptoSendMail,
3.4	Специализированное встроенное ПО УСПД	ГР № 17049-09	ПО «Конфигуратор», «Архив»
3.5	Специализированное встроенное ПО счетчиков электроэнергии	ГР № 23345-07	ПО «Конфигуратор счетчиков трехфазных «Меркурий» и «ВMonitor»
Эксплуатационная документация			
4.1	Руководство пользователя АИИС КУЭ ОАО ХК «Якутуголь»	-	1 экз.
4.2	Паспорт-формуляр АИИС КУЭ ОАО ХК «Якутуголь»	-	1 экз.
4.3	Технологическая инструкция АИИС КУЭ ОАО ХК «Якутуголь»	-	1 экз.
4.4	Инструкция по формированию и ведению базы данных АИИС КУЭ ОАО ХК «Якутуголь»	-	1 экз.

4.5	Руководство по эксплуатации АИИС КУЭ ОАО ХК «Якутуголь»	-	1 экз.
4.6	Методика поверки АИИС КУЭ ОАО ХК «Якутуголь»	-	1 экз.
4.7	Техническая документация на комплектующие изделия	-	1 комплект

Поверка

осуществляется по документу МП 002-2013 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО ХК «Якутуголь». Методика поверки», утвержденному Восточно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ» в июне 2013 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 Меркурий 230ART в соответствии с методикой поверки АВЛГ.411152.021 РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ 21 мая 2007 г.;
- средства поверки устройств сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000» в соответствии с документом: «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г.;
- переносной инженерный пульт – ноутбук с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы;
- Программный пакет «Энергосфера» (ES-S), ПО «Конфигуратор», «Архив» для УСПД «ЭКОМ-3000»; ПО «Конфигуратор» для конфигурации и опроса счетчиков Меркурий 230ART.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием АИИС КУЭ ОАО ХК «Якутуголь». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 2-01.00294-2013 от 19.06.2013 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО ХК «Якутуголь»:

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».

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

ГОСТ Р 51841-2001 Программируемые контроллеры. Общие технические требования и методы испытаний.

ГОСТ Р 52323-2005 Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО ХК «Якутуголь».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО «ИРМЕТ»

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

Для почтовых отправлений: 664075, г. Иркутск, а/я 3857.

Тел. (3952) 500-317; Тел/факс (3952) 225-303

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

E-mail: irmet@es.irkutskenergo.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

Интернет адрес: <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

_____ Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2013 г.