ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 771 от 16.06.2016 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Шахтоуправление Восточное»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Шахтоуправление Восточное» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52322-2005 ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2 (13 точек измерения).

2-й уровень (для ИК № 1-4) - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных МИР УСПД-01 (далее - УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени (далее - УСВ) МИР РЧ-01 и программное обеспечение (далее - ПО) ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ».

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ для ИК № 1-4. Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ для ИК № 6-14.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин и нарастающим итогом на начало расчетного периода используется для формирования данных коммерческого учета.

Активная (реактивная) электроэнергия (средняя мощность) вычисляется автоматически, как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для ИК № 1-4 цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Для ИК № 6-14 цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД ИВК АО «Шахтоуправление Восточное» через каналы Интернет.

Система обеспечение единства времени (далее - СОЕВ) функционирует на всех уровнях иерархии АИИС КУЭ. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии. Измерение времени происходит автоматически внутренними таймерами счетчиков, УСПД и сервера ИВК. Прием сигналов спутниковой навигационной системы GPS и выдача последовательного временного кода (информации о текущих значениях времени суток и календарной дате) обеспечивают радиочасы МИР РЧ-01.

ПО ИВК периодически сверяет системное время сервера АИИС КУЭ с информацией, получаемой от радиочасов МИР РЧ-01. При превышении статистически накопленным расхождением порогового значения, выполняется коррекция времени сервера. В свою очередь, системное время сервера является источником синхронизации времени остальных технических средств АИИС КУЭ.

Синхронизация времени в ИВКЭ (для ИК № 1-4) производится при превышении статистически вычисленной разницей времени между ИВК и ИВКЭ порогового значения. Пороговое значение для корректировки (синхронизации) времени ИВКЭ и периодичность сверки времни определяются настройками системы. Вычисление разницы времени между ИВК и ИВКЭ производится с учетом времени задержек в канале связи.

Корректировка времени в ИИК от ИВКЭ производится не чаще одного раза в сутки.

Синхронизация времени счетчиков при прямом подключении к ИВК (для ИК № 6-14) производится от ИВК не чаще одного раза в сутки. Корректировка времени счетчиков производится с учетом задержек канала передачи данных.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ в нормальных условиях не превышает ±5,0 с/сут.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке, и величину корректировки времени в секундах, либо часы, минуты, секунды корректируемого устройства после выполнения синхронизации времени.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ЗАО «Шахтоуправление Восточное» используется ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» версии не ниже 2.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных.

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение		
Идентификационное наименование ПО	Программный комплекс СЕРВЕР СБОРА ДАННЫХ MirServsbor.msi	Программный комплекс УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ EnergyRes.msi	Программа ПУЛЬТ ЧТЕНИЯ ДАННЫХ MirReaderSetup.msi
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0.0.1	2.5	2.0.9.0

Продолжение таблицы 1

Идентификационные признаки	Значение		
Цифровой идентификатор ПО	7d30b09bbf536b7f45db352b0c7b7023	55a532c7e6a3c30405d702554617f7bc	6dcfa7d8a621420f8a52b8417b5f7bbc
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	MD5	MD5

Системы автоматизированные информационно-измерительные комплексного учета энергоресурсов МИР, в состав которых входит ПО, внесены в Госреестр СИ РФ № 36357-13.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ПК УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ, 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 ПК УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ.

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

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основ-ная по-греш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 35/6кВ «Восток» Ввод-Т2 6 кВ	ТОЛ-10Т21 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 43508; Зав. № 44224	НАМИТ-10-2УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0217	МИР С-03.02Т-EQTLBMN-RR-1T-H Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 34250213061168	МИР УСПД-01 Зав. № 11288	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
2	ПС 35/6кВ «Восток» Ввод-Т1 6 кВ	ТОЛ-10Т21 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 44239; Зав. № 44647	НАМИТ-10-2УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0136	МИР С-03.02Т-EQTLBMN-RR-1T-H Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 34250213061169	МИР УСПД-01 Зав. № 11288	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
3	ПС 35/6кВ «Восток» Ввод ТСН-2 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 5023498; Зав. № 5023502; Зав. № 5023238	-	CE 303 S31 543-JAYVZ (12) Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 008986082000004	МИР УСПД-01 Зав. № 11288	активная реактивная	±1,0 ±2,2	±3,3 ±4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС 110/35/6 кВ «Липовцы» ЗРУ 6 кВ яч.11 Фидер-6	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 14621; Зав. № 14623	НАМИ-10У2 Кл. т. 0,2 6000/100 Зав. № 1897	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812102973	МИР УСПД-01 Зав. № 11289	активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,2 ±4,1
6	КТП 6/0,4 кВ 160 кВА «АБК» Ввод Т1-0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 429829; Зав. № 429811; Зав. № 429776	-	МИР С-03.02D-EQTLBMN-RG-1T-H Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 34246812040693	-	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,7
7	КТП 6/0,4 кВ 100 кВА «Установка МППСВВ» Ввод Т1-0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 150/5 Зав. № 5018555; Зав. № 5018570; Зав. № 5018540	-	МИР С-03.02D-EQTLBMN-RG-1T-H Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 34246812040694	-	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,7
8	КТП 6/0,4 кВ 400 кВА «Установка ПКЭВВ» Ввод Т1-0,4 кВ	ТШП-0,66-1 У3 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 420382; Зав. № 423826; Зав. № 423807	-	МИР С-03.02D-EQTLBMN-RG-1T-H Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 34246812040692	-	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,7
9	КТП-400 кВА 6/0,4 кВ «ЛПНИ» Ввод Т1-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 5043170; Зав. № 5043163; Зав. № 5043187	-	CE 303 S31 543-JAQYVZ Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 008036014000052	-	активная реактивная	±1,0 ±2,2	±3,3 ±4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	СТП 6/0,4 кВ 63 кВА «ЧП Галкин» Ввод Т1-0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 150/5 Зав. № 5021811; Зав. № 5021775; Зав. № 5021764	-	CE 303 S31 543-JAQYVZ Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 008036014000051	-	активная реактивная	±1,0 ±2,2	±3,3 ±4,7
11	КТП 6/0,4 кВ ЗАО «Липто-биолит» Ввод Т1-0,4 кВ	-	-	CE 303 S31 746 JGVZ Кл. т. 1,0/1,0 Зав. № 095294235	-	активная реактивная	±1,1 ±1,3	±3,2 ±3,8
12	ВЩ-0,4 кВ «Водозаборная скважина» Ввод 0,4 кВ	-	-	CE 303 S31 745 JGVZ Кл. т. 1,0/1,0 Зав. № 010297081000310	-	активная реактивная	±1,1 ±1,3	±3,2 ±3,8
13	ВЩ-0,4 кВ «Жилое поме-щение» Ввод 0,23 кВ	-	-	CE 102 S7 145 AOKSVZ Кл. т. 1,0 Зав. № 007516072000005	-	активная	±1,1	±3,2
14	ВЩ-0,4 кВ «Общежитие» Ввод 0,4 кВ	-	-	CE 303 S31 745 JGVZ Кл. т. 1,0/1,0 Зав. № 010297081000436	-	активная реактивная	±1,1 ±1,3	±3,2 ±3,8

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) Uном; ток (1,0 - 1,2) Iном, частота - (50±0,15) Гц; cosj = 0,9 инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 до плюс 35; счетчиков - от плюс 21 до плюс 25; УСПД - от плюс 10 до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70±5) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

  - параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 - 1,1) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - (0,02 - 1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности cosj (sinj) 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5); частота - (50±0,4) Гц;

  - температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

  - параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 - 1,1) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - (0,01 - 1,2) $I_{н2}$; коэффициент мощности cosj (sinj) - 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5); частота - (50±0,4) Гц;

  − относительная влажность воздуха (40 - 60) %;

  − атмосферное давление (100±4) кПа;

  - температура окружающего воздуха:

    - для счётчиков электроэнергии МИР С-03 от минус 40 до плюс 60 °С;

    - для счётчиков электроэнергии СЕ 303 от минус 40 до плюс 60 °С;

    - для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М от минус 40 до плюс 60 °С;

    - для счётчиков электроэнергии СЕ 102 от минус 40 до плюс 70 °С;

  - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

- для аппаратуры передачи и обработки данных:

  − параметры питающей сети: напряжение (220±10) В; частота (50±1) Гц;

  − температура окружающего воздуха от плюс 10 до плюс 30 °С;

  − относительная влажность воздуха (70±5) %;

  − атмосферное давление (100±4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для cosj = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 4, 6-14 от 0 до плюс 40 °С.

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

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик МИР С-03 - среднее время наработки на отказ не менее Т = 290000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 2 ч;

- электросчётчик СЕ 303 - среднее время наработки на отказ не менее Т = 160000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 2 ч;

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М.01 - среднее время наработки на отказ не менее Т = 140000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 2 ч;
- электросчётчик CE 102 S7 145 AOKSVZ - среднее время наработки на отказ не менее Т = 160000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 2 ч;
- УСПД МИР УСПД-01 - среднее время наработки на отказ не менее Т = 75000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 2 ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее Т = 70000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 1 ч.

Показатели надежности СОЕВ:
- коэффициент готовности - не менее 0,95;
- время восстановления - не более 24 часов

Надежность системных решений:
- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:
- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - электросчетчика;
  - УСПД;
  - сервера.

Возможность коррекции времени в:
- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:
- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;

- устройств сбора и передачи данных (УСПД) - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Шахтоуправление Восточное» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10Т21	7069-02	4
Трансформатор тока	ТОП-0,66	47959-11	9
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1261-08	2
Трансформатор тока	Т-0,66	40473-09	3
Трансформатор тока	ТШП-0,66-1 УЗ	57102-14	3
Трансформатор тока	ТШП-0,66	47957-11	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2УХЛ2	16687-02	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10У2	11094-87	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	МИР С-03.02Т-EQTLBMN-RR-1T-H	42459-12	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	CE 303 S31 543-JAQYVZ	33446-06	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-08	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	МИР С-03.02D-EQTLBMN-RG-1T-H	42459-09	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	CE 303 S31 746 JGVZ	33446-08	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	CE 303 S31 745 JGVZ	33446-08	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	CE 303 S31 543-JAYVZ (12)	33446-08	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	CE 102 S7 145 AOKSVZ	33820-07	1
Устройство сбора и передачи данных	МИР УСПД-01	27420-08	2
Программное обеспечение	ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ»	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-Формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 61436-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Шахтоуправление Восточное». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июне 2015 г.

Перечень основных средств поверки:

· трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

· трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

· по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

· по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

· счетчиков МИР С-03 - по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные электронные МИР С-03. Методика поверки. М08.112.00.000 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2012 г.;

· счетчиков СЕ 303- по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные СЕ 303. Методика поверки» ИНЕС.411152.081 Д1, согласованному с ФГУП «ВНИИМС» в 2006 г.;

· счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» декабря 2007 г.;

· счетчиков СЕ 102- по документу «Счетчики активной электрической энергии однофазные СЕ 102. Методика поверки» ИНЕС.411152.090 Д1, согласованному с ФГУП «ВНИИМС» в 2007 г.;

· УСПД МИР УСПД-01 - по документу «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г.;

· радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;

· переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

· термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до - 100%, дискретность 0,1%.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ЗАО «Шахтоуправление Восточное», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Шахтоуправление Восточное»

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «МИР» (ООО «НПО «МИР»)

ИНН 5528012370

Юридический адрес: 644105, г. Омск, ул. Успешная, 51

Почтовый адрес: 644105, г. Омск, ул. Успешная, 51

Тел.: (3812) 35-47-30, 35-47-69; Факс: (3812) 35-47-01

E-mail: mir@mir-omsk.ru; www.mir-omsk.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Сервис-Метрология»

(ООО «Сервис-Метрология»)

Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3

Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35

E-mail: info@s-metr.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8 (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии С.С. Голубев

М.п. « ___ » _____ 2016 г.