



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 50568

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Башкирская медь"

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР ЭПК367/08

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО "Энергопромышленная компания", г. Екатеринбург

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 53355-13

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 53355-13

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от 22 апреля 2013 г. № 422

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Бульгин

"....." 2013 г.

Серия СИ

№ 009449

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Башкирская медь»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Башкирская медь» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной (переданной) отдельными технологическими объектами ООО «Башкирская медь»; сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, среднеинтервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ ООО «Башкирская медь»;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ООО «Башкирская медь»;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ ООО «Башкирская медь» представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S и 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325L, устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS на базе GPS-приемников и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают в счетчик 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по линиям связи на третий уровень системы (сервер БД).

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии и измерительно-вычислительный комплекс учета электроэнергии ЗАО «Энергопромышленная компания» (регистрационный № 52065-12) осуществляется от сервера БД, через сеть интернет в виде сообщений электронной почты.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя GPS-приемник сигналов точного времени, установленный в УСПД, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. Время УСПД синхронизировано с сигналами точного времени от GPS-приемника. Сравнение времени GPS-приемника со временем УСПД происходит непрерывно. Погрешность синхронизации не более 0,1 с. Сличение времени УСПД с временем сервера осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка времени сервера производится по достижении допустимого расхождения времени сервера и УСПД ± 3 с. Сличение времени УСПД и счетчиков осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка времени счетчиков происходит при расхождении со временем УСПД на ± 3 с. Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с/сут.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», регистрационный № 44595-10. ПО «АльфаЦЕНТР» имеет архитектуру клиент-сервер и состоит из основных компонентов, указанных в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С». Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Альфа Центр версии 11.05.01	Программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\AlphaCenter\exe) Amrserver.exe	3.28.6.0	2E92947C973B184 F573CF00CC5A78 1CB	MD5
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД Amrc.exe	3.28.7.0	D05BCC691C3761 ADE86B983B3F4 C9A0F	
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД Amra.exe	3.28.7.0	76213F8E6CF486 D9FAFC2D3FD56 66D06	
	Драйвер работы с БД Cdbora2.dll	3.28.0.0	3CFEBA93EBC8D 8380049895A03CE 5CE9	
	Библиотека сообщений планировщика опросов Alphamess.dll	-	B8C331ABB5E344 44170EEE9317D63 5CD	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ООО «Башкирская медь» и их основные метрологические характеристики

Номера точек измерений и наименование присоединения		Состав 1 и 2 уровня системы				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК				
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %			
1		2	3	4	5	6	7	8			
1	ПС 110/6 кВ Юбилейная Ввод 110 кВ Т1	TG145 300/5 Кл.т. 0,2S	НКФ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	RTU-327L	Актив- ная,	± 0,9	± 2,1			
2	ПС 110/6 кВ Юбилейная Ввод 110 кВ Т2	TG145 300/5 Кл.т. 0,2S	НКФ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0		Реак- тивная	± 2,0	± 3,9			
3	ПС 110/6 кВ Юбилейная Фи- дер-1 6 кВ БШПУ КРУ 6 кВ яч.№3	ТОЛ-СЭЩ- 10 300/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0		Актив- ная,	± 1,1	± 3,2			
4	ПС 110/6 кВ Юбилейная Фи- дер-2 6 кВ БШПУ КРУ 6 кВ яч.№5	ТОЛ-СЭЩ- 10 300/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0							
5	ПС 110/6 кВ Юбилейная Фи- дер-3 6 кВ БШПУ КРУ 6 кВ яч.№31	ТОЛ-СЭЩ- 10 300/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0					Реак- тивная	± 2,7	± 5,5
6	ПС 110/6 кВ Юбилейная Фи- дер-4 6 кВ БШПУ КРУ 6 кВ яч.№33	ТОЛ-СЭЩ- 10 300/5 Кл.т. 0,5		СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0							
7	ПС 110/10 кВ «Бузавлык» КРУ 10 кВ яч.№10	ТЛМ-10 150/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	RTU-327L	Актив- ная,	± 1,0	± 3,1			
8	ПС 110/10 кВ «Бузавлык» КРУ 10 кВ яч.№12	ТЛМ-10 200/5 Кл.т. 0,5		СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0		Реак- тивная	± 2,4	± 5,4			

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
 3. Нормальные условия:
 - параметры сети: напряжение (0,95 - 1,05) $U_{ном}$; ток (1 - 1,2) $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
 4. Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{ном}$; ток (0,02 - 1,2) $I_{ном}$; 0,5 инд. $\leq \cos\varphi \leq 0,8$ емк для ИК № 1 - 2;
 - параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{ном}$; ток (0,05 - 1,2) $I_{ном}$; 0,5 инд. $\leq \cos\varphi \leq 0,8$ емк для ИК № 3 - 8;
 - допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до + 70 °С, для счетчиков от минус 40 до + 60 °С; для УСПД от минус 20 до +50 °С, для сервера от +10 до +35 °С.
 5. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 0,02 $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд. для ИК № 1 - 2 (0,05 $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд. для ИК № 3 - 8) и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10 до + 30 °С.
 6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ООО «Башкирская медь» как его неотъемлемая часть.
 7. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.
 - Надежность применяемых в системе компонентов:
 - электросчётчик - среднее время наработки на отказ не менее 140000 ч, среднее время восстановления работоспособности не более 2 ч;
 - УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 100000 ч, среднее время восстановления работоспособности 24 ч;
 - ИВК - коэффициент готовности – не менее 0,99; среднее время восстановления работоспособности не более 24 ч.
 - Надежность системных решений:
 - защита от кратковременных сбоев питания 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;
 - выключение и включение УСПД;
- 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:
 - электросчетчик;
 - УСПД;
 - сервер.
- Возможность коррекции времени в:
 - электросчетчиках (функция автоматизирована);
 - УСПД (функция автоматизирована);
 - ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
 - о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
 - о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
 - измерения приращений электроэнергии на интервалах 3 мин; 30 мин; 1 сутки (функция автоматизирована);
 - сбор результатов измерений – 1 раз в сутки (функция автоматизирована).
- Глубина хранения информации:
 - электросчетчик - 30-минутные приращения активной и реактивной электроэнергии каждого массива профиля составляет 2730 часов (113,7 суток);
 - УСПД - суточные приращения активной и реактивной электроэнергии по каждой точке измерений не менее 45 суток; хранение информации при отключении питания не менее 5 лет;
 - сервер БД - 30-минутные приращения активной и реактивной электроэнергии по всем точкам измерений не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ ООО «Башкирская медь».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ООО «Башкирская медь» соответствует паспорту-формуляру № ЭПК367/08-1.ФО, в котором приведен полный перечень измерительных, связующих и вычислительных компонентов, образующих каждый измерительный канал.

В комплект поставки входит техническая и эксплуатационная документация на систему и на комплектующие средства измерений, методика поверки «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Башкирская медь». Измерительные каналы. Методика поверки».

Поверка

осуществляется по документу МП 53355-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Башкирская медь». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» «21» марта 2013 г.

- Средства поверки – по документам на измерительные компоненты:
- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
 - ТН – по ГОСТ 8.216-2011;

– счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, утвержденному ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007г.;

– УСПД RTU-327L – по документу «Устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327L. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП» утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009г.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Башкирская медь» № ЭПК 367/08-1.ФО.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ООО «Башкирская медь»

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ Р 52323-2005	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
ГОСТ Р 52425-2005	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».
ГОСТ 22261-94	Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
ГОСТ Р 8.596-2002	ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

– осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО «Энергопромышленная компания»
Адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, 96-В
Тел./факс: (343) 251-19-96
Электронная почта: eic@eic.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»
Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46
Тел.: (495) 437 55 77
Факс: (495) 437 56 66
Электронная почта: office@vniims.ru
Аттестат аккредитации – зарегистрированный в Государственном реестре средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 года.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2013 г.