



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 49681

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО "Урупский ГОК"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР ЭПК374/08

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО "Энергопромышленная компания", г. Екатеринбург

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 52556-13

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 52556-13

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

**Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от 31 января 2013 г. № 48**

**Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.**

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2013 г.

Серия СИ

№ 008460

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Урупский ГОК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Урупский ГОК» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной (переданной) отдельными технологическими объектами ЗАО «Урупский ГОК»; 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;

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ 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 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 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии и 0,5 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-327L, устройство син-

хронизации системного времени УССВ-35HVS 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» осуществляется от сервера БД, через сеть интернет в виде сообщений электронной почты.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающее в себя встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД, счетчиков, УССВ-35HVS на базе GPS-приемника. Часы УССВ синхронизированы с часами УСПД, коррекция времени часов УСПД происходит 1 раз в час, допустимое рассогласование времени часов УСПД от УССВ ± 1 с. Коррекция времени часов сервера по часам УСПД происходит каждые 3 минуты. Коррекция времени часов счетчиков по часам УСПД происходит 1 раз в сутки, допустимое рассогласование составляет ± 2 с. Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

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» (по МИ 3286-2010). 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 12.01.01.01	Программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\AlphaCenter\exe) Amrserver.exe	3.30.12.0	E83CDA5B9CA08 555EB69FFCD083 E2DA5	MD5
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД Amrc.exe	3.30.12.0	5C9EDF5923FAD0 D5E3A38418A43A 69DF	
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД Amra.exe	3.30.12.0	15EB195D8404DD 713626E7F95BCC 27E3	
	Драйвер работы с БД Cdbora2.dll	3.30.0.0	1285EEC8E0179F CF3B44645747EB 6056	
	Библиотека сообщений планировщика опросов Alphamess.dll		B8C331ABB5E344 44170EEE9317D63 5CD	

Метрологические и технические характеристики

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

Номера точек измерений и наименование присоединения	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС 35/6/0,4 кВ «Рудник», ЗРУ-6 кВ, Ввод 6 кВ 1 сш (яч.№1)	ТПОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,2S	ЗНОЛ.06-6 6000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-327L/ HP Proliant DL120	Актив-ная, Реак-тивная	± 0,5 ± 1,5
2	ПС 35/6/0,4 кВ «Рудник», ЗРУ-6 кВ, Ввод 6 кВ 2 сш (яч.№14)	ТПОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,2S	ЗНОЛ.06-6 6000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5			
3	ПС 35/6/0,4 кВ «Рудник», ЗРУ-6 кВ, ВЛ 6 кВ Ф-7 (яч.№7)	ТПЛ-10-М 150/5 Кл.т. 0,2S	ЗНОЛ.06-6 6000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5			
4	ПС 35/6/0,4 кВ «Рудник», ЗРУ-6кВ, ВЛ 6 кВ Ф-17 (яч.№17)	ТПЛ-10-М 150/5 Кл.т. 0,2S	ЗНОЛ.06-6 6000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5			
5	ПС 6/0,4 кВ «Фабрика», ЗРУ-6 кВ, Ввод 6 кВ 1 сш (яч.№6)	ТПОЛ-10 800/5 Кл.т. 0,2S	ЗНОЛ.06-6 6000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5			
6	ПС 6/0,4 кВ «Фабрика», ЗРУ-6 кВ, Ввод 6 кВ 2 сш (яч.№17)	ТПОЛ-10 800/5 Кл.т. 0,2S	ЗНОЛ.06-6 6000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5			
7	ПКУ №1, ВЛ 6 кВ Ф-680	ТОЛ-10-1 100/5 Кл.т. 0,2S	ЗНОЛ.06-6 6000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	
8	ПКУ №2, ВЛ 6 кВ Ф-689	ТОЛ-10-I 100/5 Кл.т. 0,2S	ЗНОЛ.06-6 6000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-327L/ HP Proliant DL120	Актив- ная, Реак- тивная	± 0,5 ± 1,2	± 1,5 ± 2,5
9	Очистные, ЗТП 5/7 Ввод 6 кВ Т1 (ЯКНО-6 №1)	ТОЛ-10-I 75/5 Кл.т. 0,2S	ЗНОЛ.06-6 6000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5		Актив- ная, Реак- тивная	± 0,8 ± 1,7	± 1,5 ± 2,6
10	Очистные, ЗТП 5/7 Ввод 6 кВ Т2 (ЯКНО-6 №2)	ТОЛ-10-I 75/5 Кл.т. 0,2S	ЗНОЛ.06-6 6000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5				
11	Водозабор, ЗТП 2/7 Ввод 6 кВ Т1 (ЯКНО-6 №3)	ТОЛ-10-I 50/5 Кл.т. 0,2S	ЗНОЛ.06-6 6000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5		Актив- ная,	± 0,5	± 1,5
12	Водозабор, ЗТП 1/17 Ввод 6 кВ Т1 (ЯКНО-6 №4)	ТОЛ-10-I 50/5 Кл.т. 0,2S	ЗНОЛ.06-6 6000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5		Реак- тивная	± 1,2	± 2,5
13	ТП 6/0,4 кВ, пос.Юбилейный Ввод 6 кВ (ЯКНО-6 №5)	ТОЛ-10-I 30/5 Кл.т. 0,2S	ЗНОЛ.06-6 6000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5				

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) Уном; ток (1 – 1,2) Ином, $\cos\varphi = 0,9$ инд.;
температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
4. Рабочие условия:
– параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1) Уном; ток (0,02 – 1,2) Ином; 0,5 инд. ≤ $\cos\varphi$ ≤ 0,8 емк;
– допустимая 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 Ином, $\cos\varphi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до + 40 °С.
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.
7. 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 утвержденный типа. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ЗАО «Урупский ГОК» как его неотъемлемая часть.

8. 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:
 - электросчетчика;
 - 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 30 мин (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 15 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.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ соответствует паспорту-формуляру № ЭПК374/08-1.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) ЗАО «Урупский ГОК». Измерительные каналы. Методика поверки».

Поверка

осуществляется по документу МП 52556-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Урупский ГОК». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2012 г.

Средства поверки на измерительные компоненты:

- средства поверки ТТ по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки ТН по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1;
- УСПД RTU-325L – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-325. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП».

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Урупский ГОК». Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

«__»_____2013 г.

М.п.