

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Олимпиадинского и Благодатнинского ГОК Красноярской БЕ ЗАО «Полюс»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Олимпиадинского и Благодатнинского ГОК Красноярской БЕ ЗАО «Полюс» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, хранения и обработки полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и средних 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета 30 мин и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- подготовка данных о результатах измерений и состоянии средств измерений в XML формате и их предоставление по электронной почте в ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ и ЗАО «Витимэнергосбыт» для проведения расчетов на оптовом рынке электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (пломбирование, установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение единого времени в АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ построена на базе информационно-вычислительного комплекса (ИВК) «АльфаЦЕНТР» номер по государственному реестру (далее - № ГР) 44595-10 и включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень системы – состоит из 16 информационно-измерительных комплексов (ИИК), включающих измерительные трансформаторы тока класса точности 0,2S и 0,5 по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения классов точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983, трехфазные многофункциональные счетчики электрической энергии Альфа А1802, кл. т. 0,2S/0,5 по ГОСТ Р 52323 (в части активной электроэнергии) и по ТУ 4228-011-29056091-11 (в части реактивной электроэнергии).

2-ой уровень системы - информационно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ) состоит из шести УСПД RTU-325, двух устройств синхронизации системного времени (УССВ) подключенных к УСПД, технических средств для

организации локальной вычислительной сети, аппаратуры приема-передачи данных с электрическими и оптическими линиями связи.

3-ий уровень системы - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) Центра сбора и передачи данных Красноярской БЕ ЗАО «Полюс» (далее – КБЕ ЗАО «Полюс») на базе комплекса измерительно-вычислительного учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР». ИВК выполняет функции сбора и хранения результатов измерений и информации, их обработку и архивирование, а также формирует отчетную информацию, обеспечивает доступ к ней и ее передачу в организации - участники оптового рынка электроэнергии.

ИВК включает в себя сервер сбора и передачи данных на основе УСПД RTU-327 и подключенное к нему УССВ, сервер базы данных (БД), аппаратуру приема-передачи данных и технические средства для организации локальной вычислительной сети, электрические и оптические линии связи, автоматизированные рабочие места (АРМ) должностных лиц КБЕ ЗАО «Полюс».

В состав программного обеспечения ИВК, помимо операционной системы, входит специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР» в комплекте с системой управления базой данных (СУБД) Oracle Database 11g, необходимое для реализации всех функций ИВК работы с данными.

Первичные токи и напряжения контролируемого присоединения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электрической энергии, где мгновенные значения аналоговых сигналов тока и напряжения преобразуются в цифровой сигнал. По цифровому сигналу производится вычисление значений активной и реактивной мощностей, усредненных за период основной частоты сигналов.

Усреднение значений активной и реактивной мощности и вычисление приращений активной и реактивной электрической энергии в счетчике производится за интервал времени, равный 30 мин.

УСПД RTU-325 считывает приращения электрической энергии в цифровом виде со счетчиков электрической энергии и осуществляет их перевод в именованные физические величины с учетом постоянной счетчика, а также умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, осуществляет сбор служебной информации и хранение, полученных данных, обеспечивает автоматическую синхронизацию часов счетчиков электрической энергии.

Далее измеренные величины и служебная информация от УСПД передаются на уровень ИВК, где ведется учет потребления электроэнергии и мощности по временным интервалам, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов и информационное взаимодействие с АРМ и организациями-участниками оптового рынка электроэнергии.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), сформированной на всех уровнях иерархии, включающей в себя УССВ-16HVS в составе УСПД. УССВ подключены непосредственно к УСПД RTU-325L ИВКЭ № 1 и № 2, а также к серверу сбора и передачи данных на базе УСПД RTU-327L серверного шкафа АИИС КУЭ. Часы этих УСПД синхронизируются УССВ (на базе приемника Garmin GPS-35), по сигналам точного времени, принимаемым от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Проверка осуществляется каждые 30 минут, коррекция часов УСПД производится при расхождении, превышающем  $\pm 2$  с.

Эти УСПД синхронизируют часы подчиненных УСПД RTU-325L. Сервер сбора и передачи данных синхронизирует часы УСПД ИВКЭ № 3, № 4 и № 5, а УСПД ИВКЭ № 6 синхронизирует часы УСПД ИВКЭ № 2. Проверка осуществляется каждые 30 минут,

коррекция производится при расхождении часов УСПД более  $\pm 1$  с. Сличение часов счётчиков с часами УСПД осуществляется каждые 30 минут, коррекция часов счётчиков производится при достижении расхождения с часами УСПД, превышающем  $\pm 2$  с.

Погрешность часов измерительных компонентов системы не превышает  $\pm 5$  с.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) АИИС КУЭ состоит из следующих сертифицированных программных продуктов:

- «MeterCat Альфа А1800» - программный пакет для работы со счетчиками серии Альфа 1800 (чтение и конфигурирование);
- «Конфигуратор RTU-325» - программа, необходимая для подключения УСПД RTU-325 (поставляется в комплекте с УСПД);
- «АльфаЦЕНТР» AC\_SE - программный пакет, реализующий функции уровня ИВК в комплекте с СУБД Oracle Database 11g.

ПО АИИС КУЭ обеспечивает:

- поддержку функционирования ИВК в составе локальной вычислительной сети (при необходимости);
- функционирование системы управления базами данных (формирование базы данных, управление файлами, их поиск, поддержку);
- формирование отчетов и их отображение, вывод на печатающее устройство;
- поддержку СОЕВ;
- решение конкретных технологических и производственных задач пользователей.

Идентификационные данные ПО приведены в табл. 1

Таблица 1 — Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ КБЕ ЗАО «Полюс»

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО (программного модуля)	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Программа-планировщик опроса и передачи данных	Amrserver.exe	12.07.03.01	559f01748d4be825c8cda4c32dc26c56	MD5
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		a75ff376847d22ae4552d2ec28094f36	
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		9cf3f689c94a65daad982ea4622a3b96	
Драйвер работы с базой данных	Cdbora2.dll		0630461101a0d2c1f5005c116f6de042	
Библиотека шифрования пароля счетчиков	Encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
Библиотека сообщений планировщика опросов	Alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010 - «С». Влияние ПО на метрологические характеристики АИИС КУЭ отсутствует.

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) представлен в табл. 2, а метрологические характеристики ИК в рабочих условиях эксплуатации в табл. 3 и 4.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование присоединения (точка учета)	Состав ИК					Вид электроэнергии
		Трансформатор тока (ТТ)	Трансформатор напряжения (ТН)	Счетчик электроэнергии	УСПД	ИВК	
1	ВЛ 110 кВ С-655 ПС 110/35/6 кВ "Новая Еруда" (1.1)	ТФЗМ-110Б-IV УХЛ1, 3 ед. K <sub>T</sub> =0,5; K <sub>i</sub> = 300/5 № ГР 52154-12	НКФ-110-57, 3 ед. K <sub>T</sub> = 0,5; K <sub>u</sub> = 10000:√3/100:√3 № ГР 26452-06	Альфа А1800 K <sub>T</sub> = 0,2S/0,5 I <sub>ном(макс.)</sub> =5(10)А №ГР 31857-11	RTU-325L № ГР 37288-08 Зав. № 006906		Активная, реактивная
2	ВЛ 110 кВ С-656 ПС 110/35/6 кВ "Новая Еруда" (1.2)	ТФЗМ-110Б-IV УХЛ1, 3 ед. K <sub>T</sub> =0,5; K <sub>i</sub> = 300/5 № ГР 52154-12	НКФ-110-57, 3 ед. K <sub>T</sub> = 0,5; K <sub>u</sub> = 10000:√3/100:√3 № ГР 26452-06	Альфа А1800 K <sub>T</sub> = 0,2S/0,5 I <sub>ном(макс.)</sub> =5(10)А №ГР 31857-11			
3	ВЛ 110кВ С-653 ПС 110/6 кВ "Благodatнинская" (2.1)	ТФЗМ-110Б-IV, 3 ед.; K <sub>T</sub> = 0,2S; K <sub>i</sub> = 100/5 № ГР 26422-06	НКФ-110, 3 ед. K <sub>T</sub> = 0,2; K <sub>u</sub> = 10000:√3/100:√3 № ГР 26452-06	Альфа А1800 K <sub>T</sub> = 0,2S/0,5 I <sub>ном(макс.)</sub> =5(10)А №ГР 31857-11	RTU-325L № ГР 37288-08 Зав. № 006901		Активная, реактивная
4	ВЛ 110кВ С-654 ПС 110/6кВ "Благodatнинская" (2.2)	ТФЗМ-110Б-IV, 3 ед., K <sub>T</sub> = 0,2S; K <sub>i</sub> = 100/5 № ГР 26422-06	НКФ-110, 3 ед. K <sub>T</sub> = 0,2; K <sub>u</sub> = 10000:√3/100:√3 № ГР 26452-06	Альфа А1800 K <sub>T</sub> = 0,2S/0,5 I <sub>ном(макс.)</sub> =5(10)А №ГР 31857-11			
5	ДГ-3 ДЭС 3,2МВт яч.13/1с.ш. КРУН-6 кВ ПС 110/6 кВ "ЗИФ №1" (1)	ТЛМ-10-2, 3 ед. K <sub>T</sub> =0,5; K <sub>i</sub> = 300/5 № ГР 2473-05	НАМИТ-10-1, 1 ед. K <sub>T</sub> = 0,5; K <sub>u</sub> = 6000/100 № ГР 16687-07	Альфа А1800 K <sub>T</sub> = 0,2S/0,5 I <sub>ном(макс.)</sub> =5(10)А №ГР 31857-11	RTU-325L № ГР 37288-08 Зав. № 006904	«Альфа ЦЕНТР» № ГР 44595-10	Активная, реактивная
6	ДГ-4 ДЭС 3,2МВт яч.14/2с.ш. КРУН-6 кВ ПС 110/6кВ "ЗИФ №1" (2)	ТЛМ-10-2, 3 ед. K <sub>T</sub> =0,5; K <sub>i</sub> = 300/5 № ГР 2473-05	НАМИТ-10-1, 1 ед. K <sub>T</sub> = 0,5 K <sub>u</sub> = 6000/100 № ГР 16687-07	Альфа А1800 K <sub>T</sub> = 0,2S/0,5 I <sub>ном(макс.)</sub> =5(10)А №ГР 31857-11			
7	ДГУ-4 яч. 9/1 с.ш. КРУ- 6 кВ ТП-31 ДЭС 17,2МВт (3)	ТРУ 40.23, 3 ед. K <sub>T</sub> =0,5; K <sub>i</sub> = 600/5 № ГР 54667-13	ТТР 4.0, 3 ед. K <sub>T</sub> =0,5; K <sub>u</sub> = 6300:√3/100:√3 № ГР 54666-13	Альфа А1800 K <sub>T</sub> = 0,2S/0,5 I <sub>ном(макс.)</sub> =5(10)А №ГР 31857-11	RTU-325L № ГР 37288-08 Зав. № 006903		Активная, реактивная
8	ДГУ-5 яч.7/1с.ш. КРУ- 6кВ ТП-31 ДЭС 17,2МВт (4)	ТРУ 40.23, 3 ед. K <sub>T</sub> =0,5; K <sub>i</sub> = 600/5 № ГР 54667-13	ТТР 4.0, 3 ед. K <sub>T</sub> =0,5; K <sub>u</sub> = 6300:√3/100:√3 № ГР 54666-13	Альфа А1800 K <sub>T</sub> = 0,2S/0,5 I <sub>ном(макс.)</sub> =5(10)А №ГР 31857-11			
9	ДГУ-6 яч.8/2с.ш. КРУ- 6кВ ТП-31 ДЭС 17,2МВт (5)	ТРУ 40.23, 3 ед. K <sub>T</sub> =0,5; K <sub>i</sub> = 600/5 № ГР 54667-13	ТТР 4.0, 3 ед. K <sub>T</sub> =0,5; K <sub>u</sub> = 6300:√3/100:√3 № ГР 54666-13	Альфа А1800 K <sub>T</sub> = 0,2S/0,5 I <sub>ном(макс.)</sub> =5(10)А №ГР 31857-11			
10	ДГУ-7 яч. 10/2с.ш. КРУ- 6 кВ ТП-31 ДЭС 17,2МВт (6)	ТРУ 40.23, 3 ед. K <sub>T</sub> =0,5; K <sub>i</sub> = 600/5 № ГР 54667-13	ТТР 4.0, 3 ед. K <sub>T</sub> =0,5; K <sub>u</sub> = 6300:√3/100:√3 № ГР 54666-13	Альфа А1800 K <sub>T</sub> = 0,2S/0,5 I <sub>ном(макс.)</sub> =5(10)А №ГР 31857-11			
11	ТГ-1 яч. 6/1 с.ш. ГРУ 6 кВ ТЭЦ №1 (7)	ТОЛ-10-1, 3 ед. K <sub>T</sub> =0,5; K <sub>i</sub> = 800/5 № ГР 15128-03	ЗНОЛ.06-6У3, 3 ед., K <sub>T</sub> =0,5 K <sub>u</sub> = 300:√3/100:√3 № ГР 3344-04	Альфа А1800 K <sub>T</sub> =0,2S/0,5 I <sub>ном(макс.)</sub> =5(10)А №ГР 31857-11	RTU-325L № ГР 37288-08 Зав. № 006905		Активная, реактивная

12	ТГ-2 яч.14/2с.ш. ГРУ 6 кВ ТЭЦ №1 (8)	ТОЛ-10-I, 3 ед. $K_T=0,5; K_i=800/5$ № ГР 15128-03	ЗНОЛ.06-6У3, 3 ед., $K_T=0,5$ $K_u = 300:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 3344-04	Альфа А1800 $K_T = 0,2S/0,5$ Ином(макс.)=5(10)А №ГР 31857-11	RTU-325L № ГР 37288-08 Зав. № 006902	«Альфа ЦЕНТР» № ГР 44595-10	Активная, реактивная
13	ТГ-3 яч.20/3с.ш. ГРУ 6 кВ ТЭЦ №1 (9)	ТОЛ-10-I, 3 ед. $K_T=0,5; K_i =$ 800/5 № ГР 15128-03	ЗНОЛ.06-6У3, 3 ед., $K_T=0,5$ $K_u = 300:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 3344-04	Альфа А1800 $K_T = 0,2S/0,5$ Ином(макс.)=5(10)А №ГР 31857-11			
14	ТГ-1 яч.6/1с.ш. ГРУ 6кВ ТЭЦ №2 (10)	ТОЛ-СЭЩ-10, 3 ед., $K_T = 0,5$ $K_i = 1000/5$ № ГР 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-6, 3 ед. $K_T=0,5; K_u =$ 6300: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 35956-07	Альфа А1800 $K_T = 0,2S/0,5$ Ином(макс.)=5(10)А №ГР 31857-11			
15	ТГ-2 яч.8/1с.ш. ГРУ 6 кВ ТЭЦ №2 (11)	ТОЛ-СЭЩ-10, 3 ед., $K_T = 0,5$ $K_i = 1000/5$ № ГР 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-6, 3 ед. $K_T=0,5; K_u =$ 6300: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 35956-07	Альфа А1800 $K_T = 0,2S/0,5$ Ином(макс.)=5(10)А №ГР 31857-11			Активная, реактивная
16	ТГ-3 яч.18/2с.ш. ГРУ 6 кВ ТЭЦ №2 (12)	ТОЛ-СЭЩ-10, 3 ед., $K_T = 0,5$ $K_i = 1000/5$ № ГР 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-6, 3 ед. $K_T=0,5; K_u =$ 6300: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 35956-07	Альфа А1800 $K_T = 0,2S/0,5$ Ином(макс.)=5(10)А №ГР 31857-11			

Таблица 3 – Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной энергии в рабочих условиях эксплуатации

№ ИК	Значение $\cos \varphi$	$\pm \delta_{2\%P}, [ \% ]$	$\pm \delta_{5\%P}, [ \% ]$	$\pm \delta_{20\%P}, [ \% ]$	$\pm \delta_{100\%P}, [ \% ]$
		$W_{P12\%} \leq W_{Pизм} < W_{P15\%}$	$W_{P15\%} \leq W_{Pизм} < W_{P20\%}$	$W_{P20\%} \leq W_{Pизм} < W_{P100\%}$	$W_{P100\%} \leq W_{Pизм} \leq W_{P120\%}$
1, 2, 5 - 16	1,0	-	$\pm 1,8$	$\pm 1,1$	$\pm 0,88$
	0,866	-	$\pm 2,6$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$
	0,8	-	$\pm 2,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,3$
	0,5	-	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$
3, 4	1,0	$\pm 0,94$	$\pm 0,60$	$\pm 0,51$	$\pm 0,51$
	0,866	$\pm 1,2$	$\pm 0,86$	$\pm 0,64$	$\pm 0,64$
	0,8	$\pm 1,3$	$\pm 0,91$	$\pm 0,68$	$\pm 0,68$
	0,5	$\pm 1,9$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$

Таблица 4 – Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной энергии в рабочих условиях эксплуатации

№ канала	Значение $\cos \varphi / \sin \varphi$	$\pm \delta_{2\%Q}, [ \% ]$	$\pm \delta_{5\%Q}, [ \% ]$	$\pm \delta_{20\%Q}, [ \% ]$	$\pm \delta_{100\%Q}, [ \% ]$
		$W_{Q2\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q15\%}$	$W_{Q5\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q20\%}$	$W_{Q20\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q100\%}$	$W_{Q100\%} \leq W_{Qизм} \leq W_{Q120\%}$
1, 2, 5 - 16	0,5/0,866	-	$\pm 5,6$	$\pm 3,1$	$\pm 2,4$
	0,6/0,8	-	$\pm 4,5$	$\pm 2,6$	$\pm 2,0$
	0,866/0,5	-	$\pm 2,8$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$
3, 4	0,5/0,866	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
	0,6/0,8	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
	0,866/0,5	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$	$\pm 0,98$	$\pm 0,98$

где  $\delta [ \% ]$  - предел допускаемой относительной погрешности ИК при значении тока в сети относительно  $I_{ном}$  2% ( $\delta_{2\%P}, \delta_{2\%Q}$ ), 5% ( $\delta_{5\%P}, \delta_{5\%Q}$ ), 20% ( $\delta_{20\%P}, \delta_{20\%Q}$ ) и 100% ( $\delta_{100\%P}, \delta_{100\%Q}$ );

$W_{изм}$  - значение приращения активной (P) и реактивной (Q) электроэнергии за 30-минутный интервал времени в диапазоне измерений с границами 2% ( $W_{PI5\%}$ ,  $W_{QI5\%}$ ), 5% ( $W_{PI5\%}$ ,  $W_{QI5\%}$ ), 20% ( $W_{PI20\%}$ ,  $W_{QI20\%}$ ), 100% ( $W_{PI100\%}$ ,  $W_{QI100\%}$ ) и 120% ( $W_{PI120\%}$ ,  $W_{QI120\%}$ ).

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.
4. Нормальные условия эксплуатации АИИС КУЭ:

- температура окружающего воздуха	20±5 °С
- сила тока	1±0,2 $I_{ном}$
- напряжение	1±0,02 $U_{ном}$
- коэффициент мощности (cos φ)	0,9 инд
- частота питающей сети, Гц	от 49 до 51

5. Рабочие условия эксплуатации АИИС КУЭ:

- температура окружающего воздуха для ТТ и ТН, °С	от -60 до +40
- температура окружающего воздуха для счетчиков, °С	от -40 до +65
- сила тока, % от номинального ( $I_{ном}$ )	от $I_{мин}$ до 120
- напряжение, % от номинального ( $U_{ном}$ )	от 90 до 110
- коэффициент мощности (cos φ)	0,5 инд - 0,8 инд - 1
- частота питающей сети, Гц	от 49 до 51

6. Погрешность в рабочих условиях указана:

- для  $I$  от 0,02  $I_{ном}$  до 1,2  $I_{ном}$ ;
- для cos φ от 0,5 инд. до 1 и
- для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в точках измерений от +15 °С до +35 °С.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в табл. 1. Допускается замена УСПД на аналогичный соответствующего утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на Красноярское БЕ ЗАО «Полюс» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

- счетчик Альфа А1800 - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 120\ 000$  ч, среднее время восстановления  $t_в = 2$  ч;
- УСПД RTU-325L - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100\ 000$  ч, среднее время восстановления  $t_в = 2$  ч;
- сервер - коэффициент готовности не менее  $K_Г = 0,999$ , среднее время восстановления  $t_в = 1$  ч;
- УСПД RTU-327L - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70\ 000$  ч, среднее время восстановления  $t_в = 2$  ч;
- СОЕВ - коэффициент готовности не менее  $K_Г = 0,9999$ , среднее время восстановления  $t_в$  не более 168 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники ОРЭМ посредством сети сотовой связи стандарта GSM. В случае аварийного отсутствия связи предусмотрен сбор информации непосредственно со

счетчиков, посредством переносного инженерного пульта (ноутбук), с последующей загрузкой ее в базу данных ИВК с помощью программных средств ПО «АльфаЦЕНТР».

Регистрация событий:

а) в журнале событий счетчика:

- параметрирования,
- попыток несанкционированного доступа,
- изменения текущих значений времени и даты при синхронизации времени,
- отсутствия напряжения при наличии тока в измерительных цепях,
- перерывов питания;

б) в журнале событий УСПД:

- даты начала регистрации измерений,
- перерывов электропитания,
- потери и восстановления связи со счетчиками;
- программных и аппаратных перезапусков,
- корректировки времени в УСПД и каждом счетчике,
- изменения ПО и параметрирования УСПД;

в) в журнале событий ИВК:

- несанкционированного изменения ПО и параметрирования АИИС КУЭ,
- перерывов электропитания,
- потери и восстановления связи со счетчиками,
- программных и аппаратных перезапусков,
- корректировки времени в ИВК, УСПД и каждом счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– путем пломбирования трансформаторов тока, промежуточных клеммников расположенных в шкафах кроссовых вторичных цепей измерения и шкафах учета, испытательных коробок, клеммников самих электросчетчиков, клеммников цепей передачи информации от электросчетчиков к УСПД, а также клеммников самих УСПД;

– путем пломбирования элементов счетчиков и УСПД, с помощью которых может осуществляться изменение параметров настройки устройств, системного времени и накопленных данных;

– путем ограничения доступа к трансформаторам тока и напряжения, счетчикам, УСПД и серверу БД (размещением технических средств в закрываемых помещениях и закрываемых шкафах);

б) защита информации на программном уровне:

– установка трех паролей для различного уровня доступа к параметрированию счетчика (пользователя, предприятия, энергоснабжающей организации);

– разграничение полномочий пользователей по доступу к изменению параметров, времени и данных (установка пароля на сервер, основной и дополнительный пароль загрузки);

– разграничение доступа к последовательным, параллельным и другим портам ЭВМ;

– автоматизированная идентификация пользователей и эксплуатационного персонала при обращении к ресурсам системы;

– регистрация входа (выхода) пользователей в систему, обращений к ресурсам и фактов попыток нарушения доступа;

– регистрация событий коррекции системного времени и данных по электроэнергии и мощности;

– обнаружение и регистрация искажений штатного состояния рабочей среды ЭВМ, вызванного вирусами, ошибками оператора, техническими сбоями или действиями посторонних лиц.

Глубина хранения информации:

– счетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 30 лет;

– УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;

– ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - не менее 5 лет.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в табл. 4

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ КБЕ ЗАО «Полус»

Наименование	Обозначение	Кол-во
1 Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-IV УХЛ1	6
2 Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-IV	6
3 Трансформатор тока	ТЛМ-10-2	6
4 Трансформатор тока	ТРУ 40.23	12
5 Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	9
6 Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	9
7 Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	6
8 Трансформатор напряжения	НКФ-110	6
9 Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-1	2
10 Трансформатор напряжения	ТJR 4.0	9
11 Трансформатор напряжения	ЗНОЛ 06-6У3	9
12 Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	9
13 Электросчетчик	Альфа А1800	16
14 Контроллер	RTU-325L	6
15 Контроллер	RTU-327L	1
16 Шкаф УССВ	НКУ Метроника МС-225	1
17 Приемник УССВ	УССВ-16HVS	2
18 Источник бесперебойного питания	ИБП APC 1000 ВА	1
19 Источник бесперебойного питания	ИБП APC Back-UPS 500	6
20 Сервер базы данных	HP ProLiant DL180 G6	1
21 Программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», версия 11.07.03.01	«MeterCat Альфа А1800»	1
	«Конфигуратор RTU-325»	1
	«АльфаЦЕНТР» AC_SE	1
22 Ведомость эксплуатационной документации	ИСЭМ.422200.021.ЭД	1
23 Инструкция по эксплуатации КТС	ИСЭМ.422200.021.ИЭ	1
24 Паспорт-формуляр	ИСЭМ.422200.021.ФО	1
25 Массив входных данных	ИСЭМ.422200.021.В6	1
26 Состав выходных данных	ИСЭМ.422200.021.В8	1
27 Технологическая инструкция	ИСЭМ.422200.021.И2	1
28 Руководство пользователя	ИСЭМ.422200.021.И3	1



Наименование	Обозначение	Кол-во
29 Инструкция по формированию и ведению базы данных	ИСЭМ.422200.021.И4	1
30 Методика поверки	07-45/014 МП	1

### **Поверка**

осуществляется по документу 07-45/014 МП «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Олимпиадинского и Благодатнинского ГОК Красноярской БЕ ЗАО «Полюс», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Красноярский ЦСМ» 25.09.2013 г.

Основные средства поверки:

– трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;  
– трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;

– вольтамперфазометр Парма ВАФ-А по методике поверки, изложенной в разделе 7 «Поверка прибора» руководства по эксплуатации РА 1.007.001 РЭ и согласованной с ГЦИ СИ Тест-С.-Петербург в декабре 2004 г.;

– переносной компьютер с ПО «MeterCat Альфа А1800», «Конфигуратор RTU-325», «АльфаЦЕНТР» АС\_SE.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

«Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Олимпиадинского и Благодатнинского ГОК Красноярской БЕ ЗАО «Полюс». Свидетельство об аттестации методики измерений № 16.01.00291.015-2013 от 19.04.2013 г.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ КБЕ ЗАО «Полюс»**

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

2. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;

3. РД 34.11.114-98 «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные метрологические характеристики. Общие требования»;

4. Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка и электроэнергии и мощности. Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности) субъекта ОРЭМ. Технические требования».

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений** – при осуществлении торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель**

ООО «ИЦ Спецэлектромонтаж», 660023, г. Красноярск, ул. Рейдовая, д. 68, оф. 3 - 13, тел./факс: (391) 263-60-65

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Красноярском крае»

660093, г. Красноярск, ул. Вавилова, 1-А, тел.: (391) 236-30-80, факс: (391) 236-12-94  
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Красноярский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30073-10 от 20.12.2010 г.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.

М.п.