

# ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Руководитель ГИЗМЕТОГУП «ВНИИМС»

м.п.



10 г.

<p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «ПО ЭХЗ»</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>4452-10</u></p>
--	--

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации ООО НПК «Спецэлектромаш», г. Красноярск, заводской № 01.

## НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «ПО ЭХЗ» (в дальнейшем – АИИС КУЭ ОАО «ПО ЭХЗ») предназначена для измерений и коммерческого учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергообеспечении. В частности, АИИС КУЭ ОАО «ПО ЭХЗ» предназначена для использования в составе многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) на оптовом рынке электрической энергии и мощности.

Область применения: на объектах ОАО «ПО ЭХЗ» и граничащие с ней по цепям электроснабжения энергосистемы, промышленные и другие энергопотребляющие (энергопоставляющие) предприятия.

## ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой информационно-измерительную систему, в состав которой входят следующие уровни:

Первый уровень выполняет функцию автоматического проведения измерений в точке измерений. В состав первого уровня входят измерительные трансформаторы тока и напряжения, вторичные измерительные цепи, счетчики электрической энергии.

Второй уровень выполняет функцию консолидации информации по группе точек измерений. В состав второго уровня входит УСПД RTU-325, устройство синхронизации системного времени, каналы сбора данных со счётчиков, коммуникационная аппаратура.

Третий уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК) на базе ИВК «Альфа ЦЕНТР». В состав ИВК входят: сервер сбора данных, автоматизированное рабочее место (АРМ) и технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура). ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерения, диагностики состояния средств измерений, подготовки отчетов и передачи их в ОАО «Атомэнергосбыт», с последующей передачей данных в ПАО «АЭС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Красноярского РДУ, филиал ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири, ОАО «Красноярскэнергосбыт».

Также уровень ИВК АИИС КУЭ производит прием данных об измерении 30-минутных приращений количества активной и реактивной электроэнергии (в виде XML – файла) от уровня ИВК АИИС КУЭ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири по 8-ми измерительным каналам, расположенным на ПС 500 кВ «Камала-1», для передачи их в ОАО «Атомэнергосбыт», и в дальнейшем в ОАО «АЭС» и смежным субъектам оптового рынка.

Система обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

– активной (реактивной) энергии за 30-ти минутные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и от-

- средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- календарного времени и интервалов времени.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках, в ИВК может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ.

В АИИС КУЭ ОАО «ПО ЭХЗ» измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счетчиков трансформаторного включения) поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения ( $U$ ) и тока ( $I$ ) и рассчитывают активную мощность ( $P=U \cdot I \cdot \cos\varphi$ ) и полную мощность ( $S=U \cdot I$ ). Реактивная мощность ( $Q$ ) рассчитывается в счетчике по алгоритму  $Q=(S^2-P^2)^{0,5}$ . Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений  $P$  на 30-минутных интервалах времени. Подключение счётчиков к ИВКЭ (УСПД RTU-325) осуществляется по оптоволоконной сети связи через преобразователи интерфейсов RS-485/ВОЛС. Далее данные от ИВКЭ (УСПД RTU-325), через локальную сеть связи стандарта Ethernet ОАО «ПО ЭХЗ», передаются на уровень ИВК (сервер БД). Измеренные значения активной (реактивной) электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в базе данных ИВК.

Для передачи данных от счетчиков, расположенных на дальних объектах (ТНС-9 и «малые точки»), на уровень ИВКЭ используются сотовый канал связи (GSM900/1800). Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети стандарта Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных.

АИИС КУЭ ОАО «ПО ЭХЗ» имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы и имеет нормированную точность. От УССВ по интерфейсу RS-485 синхронизируются внутренние часы УСПД (с точностью  $\pm 1$  с), от УСПД – внутренние часы сервера БД (уровня ИВК) и счетчиков. Коррекция времени счетчиков производится автоматически при каждом сеансе связи, при рассогласовании с временем УСПД более чем на  $\pm 2$  с.

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ ОАО «ПО ЭХЗ» соответствуют техническим требованиям ОРЭ к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения: приращений активной и реактивной электрической энергии, календарного времени и интервалов времени (с коррекцией хода часов компонентов системы). Также система выполняет непрерывный автоматизированный сбор результатов измерений и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учета энергопотребления. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и ИВК соответствуют техническим требованиям ОРЭ к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам через оптопорт (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного инженерного пульта на базе NoteBook с последующей передачей данных на верхний уровень.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 50 суток;
- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 3 лет;

Для целей предотвращения физического доступа к токовым цепям и цепям напряжения счетчика и защиты метрологических характеристик системы предусмотрено выполнение следующих мероприятий: пломбирование корпусов счетчиков; испытательных коробок; клемм измерительных трансформаторов тока; установка прозрачной крышки из органического стекла на промежуточные клеммники токовых цепей с последующим пломбированием. На программном уровне предусмотрена организация системы паролей с разграничением прав пользователей.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ ОАО «ПО ЭХЗ» являются

об утверждении типа средств измерений

Всего листов 11

средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре. Устройства связи, модемы различных типов, дополнительные средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Таблица 1

Параметр	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности АИИС КУЭ при измерении электрической энергии.	Вычисляются по методике поверки в зависимости от состава измерительных каналов. Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 2
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	220 ± 22 50 ± 1
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	-30 + 35 -40 + 55
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТН, % от номинального значения	25 – 100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	110/√3 ; 6
Первичные номинальные токи, кА	0,005; 0,03; 0,2; 0,3; 0,4; 1,5
Номинальное вторичное напряжение, В	100; 100/√3
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек учета, шт.	11
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Абсолютная погрешность при измерении текущего времени в системе и ее компонентах, не более, секунд	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 2:

Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении электрической энергии, %

Номера каналов	Значение cos φ	±δ 1%I	±δ 5%I	±δ 20%I	±δ 100%I
		I <sub>1%</sub> ≤ I < I <sub>5%</sub>	I <sub>5%</sub> ≤ I < I <sub>20%</sub>	I <sub>20%</sub> ≤ I < I <sub>100%</sub>	I <sub>100%</sub> ≤ I ≤ I <sub>120%</sub>
<b>Пределы допускаемой погрешности при измерении активной электроэнергии</b>					
1-7	1	не норм.	±2,0	±1,3	±1,2
	0,8 (инд.)	не норм.	±3,0	±1,9	±1,6
	0,5 (инд.)	не норм.	±5,6	±3,2	±2,5
8-11	1	не норм.	±1,9	±1,2	±1,0
	0,8 (инд.)	не норм.	±2,9	±1,7	±1,4
	0,5 (инд.)	не норм.	±5,5	±3,0	±2,3
<b>Пределы допускаемой погрешности при измерении реактивной электроэнергии.</b>					
Номера каналов	Значение cos φ/sin φ	±δ 5%I	±δ 5%I	±δ 20%I	±δ 100%I
		I <sub>1%</sub> ≤ I < I <sub>5%</sub>	I <sub>5%</sub> ≤ I < I <sub>20%</sub>	I <sub>20%</sub> ≤ I < I <sub>100%</sub>	I <sub>100%</sub> ≤ I ≤ I <sub>120%</sub>

1-7	0,8/0,6	не норм.	±5,1	±3,0	±2,4
	0,5/0,87	не норм.	±3,4	±2,2	±2,0
8-11	0,8/0,6	не норм.	±4,6	±2,6	±2,0
	0,5/0,87	не норм.	±2,8	±1,7	±1,4

**Примечание:**

- погрешность измерений для ТТ класса точности 0,5 нормируется только для тока в диапазоне 5-120% от номинального значения;  
- в процессе эксплуатации системы возможны замены отдельных измерительных компонентов без переоформления свидетельства об утверждении типа АИИС КУЭ: стандартизированных компонентов - измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов, класс точности которых должен быть не хуже класса точности первоначально указанных в таблице. Замена оформляется актом, согласно требованиям ст. 4.2 МИ 2999-2006. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Для разных сочетаний классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации рассчитываются согласно алгоритмам, приведенным в методике поверки АИИС КУЭ ОАО «ПО ЭХЗ».

Пределы допускаемой относительной погрешности по средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах:

$$\delta_p = \pm \sqrt{\delta_s^2 + \left( \frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{cp}} \right)^2}, \text{ где}$$

$\delta_p$  – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности и энергии, в процентах;

$\delta_s$  – пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.2 при измерении электроэнергии, в процентах;

$K$  – масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

$K_e$  – внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт·ч);

$T_{cp}$  – интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

$P$  – величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности по средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$\delta_{p, \text{корр.}} = \frac{\Delta t}{3600T_{cp}} \cdot 100\%, \text{ где}$$

$\Delta t$  – величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах);  $T_{cp}$  – величина интервала усреднения мощности (в часах).

### ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы типографским способом.

### КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «ПО ЭХЗ» поставки приведена в таблице 3, 4 и 5.

Таблица 3

Измерительные каналы (ИК), трансформаторы тока (ТТ), напряжения (ТН), счетчики, входящие в состав ОАО «ПО ЭХЗ» (ИК №№ 1-11).

Канал измерений		Средство измерений		
Измерительный канал №	Наименование объекта учета, точка измерений по документации энергообъекта	Вид СИ, обозначение, тип, № Госреестра	Заводской №, метрологические характеристики, стандарт (ТУ)	Наименование измеряемой величины
1	ПС-22 ВЛ С-104	ТТ Трансформатор тока ТФЗМ-110 № ГР 2793-88	№№ 5569; 5125; 2405 КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1500/5	Переменный ток
		ТН трансформатор напряжения НКФ-110 № ГР 26452-04	№№ 932870; 788593; 788623 КТ 0,5 $K_{ТН} = \frac{110000 \cdot \sqrt{3}}{100 \cdot \sqrt{3}}$	Напряжение
		Многофункциональный счетчик А1802RAL-P4GB-DW-4 № ГР 31857-06	№ 01198436 КТ 0,2S/0,5 I <sub>ном</sub> =5 А, I <sub>max</sub> =6 А	Количество активной и реактивной энергии, календарное время, интервалы времени
2	ПС-243 ВЛ С-105	ТТ Трансформатор тока ТФЗМ-110 № ГР 2793-88	№№ 2661; 2672; 2636 КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1500/5	Переменный ток
		ТН трансформатор напряжения НКФ-110 № ГР 26452-04	№№ 932858; 932853; 932855 (№№ 932867, 932881, 932870) КТ 0,5 $K_{ТН} = \frac{110000 \cdot \sqrt{3}}{100 \cdot \sqrt{3}}$	Напряжение
		Многофункциональный счетчик А1802RAL-P4GB-DW-4 № ГР 31857-06	№ 01198444 КТ 0,2S/0,5 I <sub>ном</sub> =5 А, I <sub>max</sub> =6 А	Количество активной и реактивной энергии, календарное время, интервалы времени

3	ПС-22 ВЛ С-106	ТТ Трансформатор то- ка ТФЗМ-110 № ГР 2793-88	№№ 2651; 5795; 5610 КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1500/5	Переменный ток
		ТН трансформатор напряжения НКФ-110 № ГР 26452-04	№№ 788613; 788590; 788586 КТ 0,5 $K_{ТН} = \frac{110000 \cdot \sqrt{3}}{100 \cdot \sqrt{3}}$	Напряжение
		Многофункцио- нальный счетчик А1802RAL-P4GB- DW-4 № ГР 31857-06	№ 01198437 КТ 0,2S/0,5 I <sub>ном</sub> =5 А, I <sub>max</sub> =6 А	Количество актив- ной и реактивной энергии, календар- ное время, интер- валы времени
4	ПС-23 яч.48 Ввод 1 ТНС-9	ТТ Трансформатор то- ка ТПЛ-10 № ГР 22192-07	№№ 28475; -; 30055 КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 400/5	Переменный ток
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-6 № ГР 2611-70	№ 45171 КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100	Напряжение
		Многофункцио- нальный счетчик А1802RAL-P4GB- DW-4 № ГР 31857-06	№ 01198440 КТ 0,2S/0,5 I <sub>ном</sub> =5 А, I <sub>max</sub> =6 А	Количество актив- ной и реактивной энергии, календар- ное время, интер- валы времени
5	ПС-23 яч.19 Ввод 2 ТНС-9	ТТ Трансформатор то- ка ТВЛ-10 № ГР 1856-63	№№ 1924; -; 1927 КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 300/5	Переменный ток
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-6 № ГР 2611-70	№ 45057 КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100	Напряжение
		Многофункцио- нальный счетчик А1802RAL-P4GB- DW-4 № ГР 31857-06	№ 01198445 КТ 0,2S/0,5 I <sub>ном</sub> =5 А, I <sub>max</sub> =6 А	Количество актив- ной и реактивной энергии, календар- ное время, интер- валы времени

6	ПС-1 РУ-6 кВ яч.7 Ввод 1 ФНС-4	ТТ Трансформатор то- ка ТОЛ-10 № ГР 7069-02	№№ 2689; -; 2395 КТ 0,5 Ктт = 200/5	Переменный ток
		ТН трансформатор напряжения НАМИТ-6 № ГР 16687-02	№ 22797 КТ 0,5 Ктн = 6000/100	Напряжение
		Многофункци- ональный счетчик А1802RAL-P4GB- DW-4 № ГР 31857-06	№ 01198446 КТ 0,2S/0,5 Iном=5 А, Iмах=6 А	Количество актив- ной и реактивной энергии, календар- ное время, интер- валы времени
7	ПС-1 РУ-6 кВ яч.38 Ввод 2 ФНС-4	ТТ Трансформатор то- ка ТОЛ-10 № ГР 7069-02	№№ 2714; -; 2383 КТ 0,5 Ктт = 200/5	Переменный ток
		ТН трансформатор напряжения НАМИТ-6 № ГР 16687-02	№ 22779 КТ 0,5 Ктн = 6000/100	Напряжение
		Многофункци- ональный счетчик А1802RAL-P4GB- DW-4 № ГР 31857-06	№ 01198442 КТ 0,2S/0,5 Iном=5 А, Iмах=6 А	Количество актив- ной и реактивной энергии, календар- ное время, интер- валы времени
8	ТНС-9 яч.9	ТТ Трансформатор то- ка ТОЛ-10-I-1 № ГР 15128-07	№№ 8905; 8282; 8280 КТ 0,5 Ктт = 5/5	Переменный ток
		ТН трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-6 № ГР 3344-08	№№ 3913; 3839; 3918 КТ 0,5 Ктн = 6000/100	Напряжение
		Многофункци- ональный счетчик А1802RAL-P4GB- DW-4 № ГР 31857-06	№ 01198438 КТ 0,2S/0,5 Iном=5 А, Iмах=6 А	Количество актив- ной и реактивной энергии, календар- ное время, интер- валы времени

9	ТНС-9 яч.10	ТТ Трансформатор то- ка ТОЛ-10-І-1 № ГР 15128-07	№№ 8906; 8281; 8302 КТ 0,5 Ктт = 5/5	Переменный ток
		ТН трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-6 № ГР 3344-08	№№ 3988; 3942; 3941 КТ 0,5 Ктн = 6000/100	Напряжение
		Многофункцио- нальный счетчик А1802RAL-P4GB- DW-4 № ГР 31857-06	№ 01198439 КТ 0,2S/0,5 Іном=5 А, Іmax=6 А	Количество актив- ной и реактивной энергии, календар- ное время, интер- валы времени
10	ТНС-9 яч.11	ТТ Трансформатор то- ка ТОЛ-10-І-1 № ГР 15128-07	№№ 8303; 8528; 8525 КТ 0,5 Ктт = 30/5	Переменный ток
		ТН трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-6 № ГР 3344-08	№№ 3913; 3839; 3918 КТ 0,5 Ктн = 6000/100	Напряжение
		Многофункцио- нальный счетчик А1802RAL-P4GB- DW-4 № ГР 31857-06	№ 01198441 КТ 0,2S/0,5 Іном=5 А, Іmax=6 А	Количество актив- ной и реактивной энергии, календар- ное время, интер- валы времени



11	ТНС-9 яч.12	ТТ Трансформатор тока ТОЛ-10-1-1 № ГР 15128-07	№№ 8529; 8527; 8526 КТ 0,5 Ктт = 30/5	Переменный ток
		ТН трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-6 № ГР 3344-08	№№ 3988; 3942; 3941 КТ 0,5 Ктн = 6000/100	Напряжение
		Многофункциональный счетчик А1802RAL-P4GB- DW-4 № ГР 31857-06	№ 01198435 КТ 0,2S/0,5 Iном=5 А, Imax=6 А	Количество активной и реактивной энергии, календарное время, интервалы времени

Таблица 4

Наименование средств измерений	Количество приборов в АИИС КУЭ ОАО «ПО ЭХЗ»	Номер в Госреестре средств измерений
1	2	3
Измерительные трансформаторы тока ГОСТ 7746: ТФЗМ-110; ТПЛ-10; ТВЛ-10; ТОЛ-10; ТОЛ-10-1-1	Согласно схеме объекта учета	2793-88; 22192-07; 1856-63; 7069-02; 15128-07
Измерительные трансформаторы напряжения ГОСТ 1983 НКФ-110; НТМИ-6; НАМИТ-63; НОЛ.06-6	Согласно схеме объекта учета	26452-04; 2611-70; 16687-02; 3344-08
Альфа А1800	По количеству точек учета	№ 31857-06
RTU-325	1 шт. №005005	№ 37288-08
ИБК «Альфа-Центр»	1 шт. №	№ 20481-00

Таблица 5

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации.	Необходимое количество для АИИС КУЭ ОАО «ПО ЭХЗ»
Сервер HP DL360G6 E5530	1 шт.
ПО Microsoft Windows	1 шт.
ПО Альфа ЦЕНТР Многопользовательская версия	1 шт.
Преобразователь интерфейса RS-485/ВОЛС ADAM 4542+	9 шт.
Преобразователь интерфейса ВОЛС/Ethernet ADAM 6521S-AE	1 шт.
GSM - модем (для подключения к УСПД по RS-232) TELEOFIS RX100-R	1 шт.
GSM - модем (для подключения к серверу по USB) TELEOFIS RX201	1 шт.
GSM - модем (для подключения к счетчикам, RS-422) TELEOFIS RX112	3 шт.
Блок питания для ADAM 4542+/ 6521S	6 шт.
Блок питания для ADAM 4542+	2 шт.
ИБП APC Smart-UPS 1500 VA USB\Serial RM 2U 230V	2 шт.
Формуляр на систему	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

### ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ ОАО «ПО ЭХЗ» проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «ПО ЭХЗ». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки Альфа А1800, в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 19 мая 2006 г.
- средства поверки RTU-325, в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.

Межповерочный интервал - 4 года.

### НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

- ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
- ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
- ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) Национальный стандарт Российской Федерации «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S».
- ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие

ГОСТ 7746 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

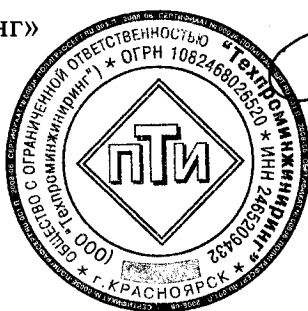
Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «ПО ЭХЗ» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель: ООО «Техпроминжиниринг»

Адрес: 660025, г. Красноярск, ул. Партизана Железняка 18, оф.514

Технический директор

ООО «Техпроминжиниринг»



А.Ю. Коваленко