

Подлежит публикации в  
открытой печати

Приложение к свидетельству  
№ 40135 об утверждении типа  
средств измерений

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ГЦИ СИ

ФГУ «Новосибирский ЦСМ»

А.И. Михайлов

2010 г.



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Искож» (АИИС КУЭ Искож)	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № 44648-10
---	---

Изготовлена ООО «НТП Энергоконтроль» по техническому заданию НЕКМ.421451.125 ТЗ и проектной документации ООО «НТП Энергоконтроль», заводской номер 0070.

#### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Искож» (в дальнейшем - АИИС КУЭ Искож) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности в точках поставки оптового и розничного рынков электроэнергии и измерений времени.

Область применения: организация коммерческого учета потребленной электрической энергии и мощности ОАО «Искож».

#### ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ Искож представляет собой двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений и включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК) выполняет функцию автоматического проведения измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности на объектах филиала ОАО «Искож» по одному из присоединений («точек учета»), указанных в таблице 1, и включает в себя следующие средства измерений и оборудование:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983;
- счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

- технические средства организации каналов связи (каналообразующая аппаратура).

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ИВК, технические средства организации каналов связи, каналы связи, программное обеспечение и обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- довосстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т. п.);
- разграничение прав доступа к информации.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) формируется на всех уровнях АИИС КУЭ Искож и выполняет законченную функцию измерений времени.

Функции, реализованные в АИИС КУЭ Искож:

- проведение измерений следующих величин (функция выполняется автоматически):
  - а) приращения активной и реактивной электроэнергии по 30-ти минутным и суточным интервалам;
  - б) активной и реактивной среднеинтервальной электрической мощности;
  - в) времени.
- периодический (1 раз в 30 минут) автоматический сбор результатов измерений и состояний средств измерений, привязанных к национальной шкале координированного времени UTC(SU);
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений заинтересованным организациям;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений и данным о состоянии средств измерений по запросу со стороны заинтересованных организаций;
- 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 Искож;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ Искож;
- обеспечение коррекции времени (функция выполняется автоматически) в:
  - а) электросчетчиках;
  - б) ИВК.

АИИС КУЭ Искож обеспечивает надежность системных решений:

- резервирование питания сервера ИВК от источников бесперебойного питания APC-Smart-UPC 1000;
- диагностика: (функция выполняется автоматически):
  - а) в журналах событий электросчетчика фиксируются факты:
    - 1) параметрирования;
    - 2) пропадания напряжения питания;
    - 3) коррекции времени в счетчике.
  - б) в журналах событий ИВК фиксируются факты:
    - 1) параметрирования сервера ИВК, а также конфигурирования и настройки АИИС КУЭ Искож;
    - 2) коррекции времени в ИВК и электросчетчиках.
- мониторинг состояния АИИС КУЭ Искож:
  - а) возможность съема информации с электросчетчика автономным способом обеспечивается при помощи переносного компьютера, устройства сопряжения оптического УСО -2, подключаемого к оптопорту электросчетчика и интерфейсу компьютера, и программного обеспечения "Конфигуратор СЭТ -4ТМ";
  - б) возможность получения параметров удаленным способом обеспечивается путем считывания информации с электросчетчика через интерфейс RS-485 при помощи каналообразующей аппаратуры и линий связи;
  - в) визуальный контроль информации на счетчике осуществляется путем считывания учтенной энергии и измеряемых величин с жидкокристаллического индикатора электросчетчика;
  - г) довосстановление данных осуществляется ИВК автоматически после обнаружения незапланированных перерывов в опросе ИИК по различным причинам (перерывы в питании, отказ в работе каналов связи между ИИК и ИВК, плановая или аварийная остановка ИВК и т.п.) путем считывания данных, начиная с точки остановки регламентного опроса.
- резервирование информации обеспечивается путем резервирования информации из баз данных ИВК на отчуждаемые носители.

Принцип работы АИИС КУЭ Искож заключается в следующем.

Аналоговые сигналы от первичных преобразователей электроэнергии (трансформаторов тока и напряжения) поступают на счетчики электрической энергии. Счетчики являются измерительными приборами, построенными на принципе цифровой обработки входных аналоговых сигналов. Управление процессом измерения в счетчиках осуществляется микроконтроллером, который реализует алгоритмы в соответствии со специализированной программой, помещенной в его внутреннюю память. Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений напряжений и токов производит вычисление средних за период сети значений частоты, напряжения, тока, активной и полной мощности в каждой фазе сети, производит их коррекцию по амплитуде, фазе и температуре. Данные со счетчиков по цифровым интерфейсам при помощи каналообразующей аппаратуры и каналов связи поступают на сервера ИВК, представляющий собой IBM-совместимые компьютеры, которые обеспечивают вычислительную обработку полученных данных, их хранение и выдачу результатов измерений электроэнергии и мощности в виде таблиц, ведомостей, графиков на видеомонитор. Данные, хранящиеся в ИВК, могут быть переданы другим пользователям по локальной вычислительной сети, выделенным или коммутируемым линиям связи, телефонной или сотовой связи через интернет провайдера.

АИИС КУЭ Искож оснащена СОЕВ, построенной на функционально объединенной совокупности программно-технических средств измерений и коррекции времени, и состоит из приемника меток времени GPS, устройства сервисного, сервера ИВК и счетчиков электрической энергии ИИК.

Приемник меток времени GPS принимает сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS), преобразует их в сигналы проверки времени (СПВ) («шесть точек»), которые поступают на устройство сервисное.

Устройство сервисное принимает СПВ от приемника меток времени GPS, и по началу шестого СПВ производит синхронизацию встроенного в устройство сервисное корректора времени. Корректор времени представляет собой таймер, ведущий часы, минуты, секунды, миллисекунды.

Сервер ИВК по интерфейсу RS-232C каждую секунду обращается к устройству сервисному, считывает с корректора время и сравнивает это время со своим временем. При расхождении времени сервера и корректора более чем на 60 мс, сервер ИВК корректирует свое время по времени корректора.

Сервер ИВК осуществляет коррекцию времени в счетчиках. Сличение времени счетчиков СЭТ-4ТМ.03 со временем сервера ИВК производится каждые 30 мин, корректировка времени счетчиков производится при расхождении со временем ИВК более  $\pm 2$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и ИВК отражают время (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции указанных устройств.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов (ИК) приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ Искож.

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК			
		Тип, технические характеристики	Заводской номер	Класс точности	Номер в Госреестре
1	РП-1 ПТФ Ввод-1 Ф-49 6 кВ	ТПОЛ-10, 1500/5 А	7509	0,5	1261-59
			7162		
		НТМИ-6-66УЗ, 6000/100 В	13221	0,5	2611-70
		СЭТ-4ТМ.03, 100 В; 1(10) А	0105080386	0,2S/0,5	27524-04

Продолжение таблицы 1

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК			
		Тип, технические характеристики	Заводской номер	Класс точности	Номер в Госреестре
2	РП-1 ПТФ Ввод-2 Ф-45 6 кВ	ТПОЛ-10УЗ, 1500/5 А	9444	0,5	1261-59
			6341		
		НТМИ-6-66УЗ, 6000/100 В	13052	0,5	2611-70
		СЭТ-4ТМ.03, 100 В; 1(10) А	0102071235	0,2S/0,5	27524-04
3	РП-1 ПТсПВХп Ввод-1 Ф-27 6 кВ	ТПОЛ-10, 800/5 А	18724	0,5	1261-59
			18733		
		НТМИ-6, 6000/100 В	5875	0,5	380-49
		СЭТ-4ТМ.03, 100 В; 1(10) А	0104084770	0,2S/0,5	27524-04
4	РП-1 ПТсПВХп Ввод-2 Ф-9 6 кВ	ТПОЛ-10, 800/5 А	18839	0,5	1261-59
			18836		
		НТМИ-6, 6000/100 В	5894	0,5	380-49
		СЭТ-4ТМ.03, 100 В; 1(10) А	0105080371	0,2S/0,5	27524-04
5	РП-2 ПТФ Ввод-1 Ф-43 6 кВ	ТПОЛ-10, 1500/5 А	628	0,5	1261-59
			643		
		НТМИ-6-66УЗ, 6000/100 В	ХРТ	0,5	2611-70
		СЭТ-4ТМ.03, 100 В; 1(10) А	0104082975	0,2S/0,5	27524-04
6	РП-2 ПТФ Ввод-2 Ф-50 6 кВ	ТПОЛ-10, 1500/5 А	24444	0,5	1261-59
			781		
		НТМИ-6-66УЗ, 6000/100 В	ХРВ	0,5	2611-70
		СЭТ-4ТМ.03, 100 В; 1(10) А	0104084775	0,2S/0,5	27524-04
7	РП-2 ПТсПВХп Ввод-1 Ф-30 6 кВ	ТПЛМ-10, 300/5 А	12190	0,5	2363-68
			12177		
		НТМИ-6, 6000/100 В	6567	0,5	380-49
		СЭТ-4ТМ.03, 100 В; 1(10) А	0120070338	0,2S/0,5	27524-04
8	РП-2 ПТсПВХп Ввод-2 Ф-12 6 кВ	ТПЛМ-10, 300/5 А	12151	0,5	2363-68
			12144		
		НТМИ-6, 6000/100 В	83	0,5	380-49
		СЭТ-4ТМ.03, 100 В; 1(10) А	0101072396	0,2S/0,5	27524-04
9	РП-3 ТФ Ввод-1 Ф-31 6 кВ	ТПОЛ-10, 800/5 А	3334	0,5	1261-59
			4371		
		НТМИ-6-66, 6000/100 В	4825	0,5	2611-70
		СЭТ-4ТМ.03, 100 В; 1(10) А	0104086232	0,2S/0,5	27524-04
10	РП-3 ТФ Ввод-2 Ф-13 6 кВ	ТПОЛ-10, 800/5 А	3697	0,5	1261-59
			4392		
		НТМИ-6-66, 6000/100 В	4850	0,5	2611-70
		СЭТ-4ТМ.03, 100 В, 1(10) А	0105080027	0,2S/0,5	27524-04
11	РП-4 ТФ Ввод-1 Ф-34 6 кВ	ТПОЛ-10, 600/5 А	10260	0,5	1261-59
			12872		
		НТМИ-6, 6000/100 В	3128	0,5	380-49
		СЭТ-4ТМ.03, 100 В, 1(10) А	0102071228	0,2S/0,5	27524-04
12	РП-4 ТФ Ввод-2 Ф-16 6 кВ	ТПОЛ-10, 600/5 А	10760	0,5	1261-59
			12427		
		НТМИ-6-66УЗ, 6000/100 В	3156	0,5	2611-70
		СЭТ-4ТМ.03, 100В, 1(10) А	0104084980	0,2S/0,5	27524-04
13	РП-4 ТФ Ввод Ф-24 6 кВ	ТПЛ-10, 150/5 А	27550	0,5	1276-59
			27582		
		(См. ИК № 12)	-	-	-
		СЭТ-4ТМ.03, 100 В, 1(10) А	0102071242	0,2S/0,5	27524-04
14	ТП-1 ПТФ Ввод-2 Ф-48 6 кВ	ТПЛМ-10, 200/5 А	27270	0,5	2363-68
			81356		
		НТМИ-6-66УЗ, 6000/100 В	ХКРТ	0,5	2611-70
		СЭТ-4ТМ.03, 100 В, 1(10) А	0104083795	0,2S/0,5	27524-04

Продолжение таблицы 1

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК			
		Тип, технические характеристики	Заводской номер	Класс точности	Номер в Госреестре
15	ТП-1 ПТФ Ввод-1 Ф-46 6 кВ	ТПЛМ-10, 200/5 А	17248	0,5	2363-68
			13893		
		НТМИ-6-66УЗ, 6000/100 В	ХХР	0,5	2611-70
		СЭТ-4ТМ.03,100 В, 1(10) А	0105080410	0,2S/0,5	27524-04

Примечание - Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже указанных в настоящей таблице. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Искож» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ Искож приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ Искож.

Номер ИК	Наимено- вание из- меряемой величины	Значе- ние $\cos \varphi$	Доверительные границы относи- тельной погрешности при дове- рительной вероятности 0,95 в нормальных условиях, %			Доверительные границы относи- тельной погрешности при дове- рительной вероятности 0,95 в рабочих условиях, %		
			в диапазоне тока					
			$0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$
1 - 6, 9 - 15	Активная энергия, мощность	1,0	$\pm 1,8$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 1,3$	$\pm 1,2$
		0,87	$\pm 2,5$	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$	$\pm 2,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$
		0,8	$\pm 2,9$	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$	$\pm 3,0$	$\pm 1,8$	$\pm 1,5$
		0,71	$\pm 3,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,5$	$\pm 3,6$	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$
		0,6	$\pm 4,3$	$\pm 2,4$	$\pm 1,8$	$\pm 4,5$	$\pm 2,6$	$\pm 2,1$
		0,5	$\pm 5,4$	$\pm 2,9$	$\pm 2,2$	$\pm 5,5$	$\pm 3,2$	$\pm 2,5$
7, 8		1,0	$\pm 1,8$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$	$\pm 1,9$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$
		0,87	$\pm 2,5$	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$	$\pm 2,6$	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$
		0,8	$\pm 2,9$	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$	$\pm 3,0$	$\pm 1,8$	$\pm 1,5$
		0,71	$\pm 3,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,5$	$\pm 3,5$	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$
		0,6	$\pm 4,3$	$\pm 2,4$	$\pm 1,8$	$\pm 4,4$	$\pm 2,5$	$\pm 2,0$
		0,5	$\pm 5,4$	$\pm 2,9$	$\pm 2,2$	$\pm 5,5$	$\pm 3,1$	$\pm 2,4$
1 - 6, 9 - 15	Реактивная энергия, мощность	0,87	$\pm 5,4$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$	5,6	$\pm 3,2$	$\pm 2,6$
		0,8	$\pm 4,3$	$\pm 2,4$	$\pm 1,9$	4,6	$\pm 2,7$	$\pm 2,2$
		0,71	$\pm 3,5$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	3,7	$\pm 2,3$	$\pm 2,0$
		0,6	$\pm 2,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	3,2	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$
		0,5	$\pm 2,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$	2,8	$\pm 1,9$	$\pm 1,7$
		0	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$	2,2	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$

Продолжение таблицы 2

Номер ИК	Наимено- вание из- меряемой величины	Значе- ние $\cos \varphi$	Доверительные границы относи- тельной погрешности при дове- рительной вероятности 0,95 в нормальных условиях, %			Доверительные границы относи- тельной погрешности при дове- рительной вероятности 0,95 в рабочих условиях, %		
			в диапазоне тока					
			$0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$
7, 8	Реактивная энергия, мощность	0,87	$\pm 5,4$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$	$\pm 5,5$	$\pm 3,1$	$\pm 2,4$
		0,8	$\pm 4,3$	$\pm 2,4$	$\pm 1,9$	$\pm 4,5$	$\pm 2,6$	$\pm 2,0$
		0,71	$\pm 3,5$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 3,6$	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$
		0,6	$\pm 2,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	$\pm 3,0$	$\pm 1,9$	$\pm 1,6$
		0,5	$\pm 2,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$	$\pm 2,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$
		0	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 1,4$	$\pm 1,3$

## Примечания

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

## 2 Нормальные условия:

- температура окружающего воздуха  $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха от 30 до 80 %;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт. ст.);
- параметры сети: напряжение  $(0,98 - 1,02) \cdot U_{ном}$ ; ток  $(1,0 - 1,2) \cdot I_{ном}$ ; частота  $(50,00 \pm 0,15)$  Гц;  $\cos \varphi = 0,87$  инд.; коэффициент искажения синусоидальной кривой напряжения и тока не более 2 %;
- магнитные поля отсутствуют.

## 3 Рабочие условия:

- температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 45 до плюс  $45^\circ\text{C}$ , для счетчиков электрической энергии для ИК 1 – 6, 9 – 15 от минус 10 до плюс  $35^\circ\text{C}$ , для ИК 7, 8 от 13 до  $33^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха до 90 % при температуре окружающего воздуха  $30^\circ\text{C}$ ;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт. ст.);
- параметры сети: напряжение  $(0,80 - 1,15) \cdot U_{ном}$ ; ток  $(0,25 - 6,00) \cdot I_{ном}$ ; частота  $(50,0 \pm 0,4)$  Гц;  $\cos \varphi \geq 0,5$  инд.; для счетчиков электрической энергии коэффициент третьей гармонической составляющей тока не более 10 %;
- индукция внешнего магнитного поля (для счетчиков) от 0 до 0,5 мТл.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени  $\pm 5$  с.

Глубина хранения в ИИК каждого массива профиля активной и реактивной мощности прямого и обратного направления по 30 -минутным интервалам - не менее 35 суток (функция выполняется автоматически).

Глубина хранения в ИВК результатов измерений и состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция выполняется автоматически).

ИВК обеспечивает автоматический перезапуск (перезагрузку) при сбоях программного обеспечения и после восстановления сетевого питания, при этом длительность перезапуска ИВК - не более 2 мин.

АИИС КУЭ Искож обеспечивает защищенность:

- применяемых компонент - технические средства, входящие в состав АИИС КУЭ Искож (электросчетчики, ИВК, каналобразующая аппаратура), имеют механическую защиту от несанкционированного доступа и пломбируются;
- информации на программном уровне от несанкционированного доступа защищена мно-

гоуровневой системой паролей, путем их установки при параметрировании электросчетчиков и серверов ИВК, а также при конфигурировании и настройке АИИС КУЭ Искож.

Идентификационные данные (контрольная сумма md5 метрологически значимых частей программного обеспечения) приведены в методике поверки АИИС КУЭ Искож НЕКМ.421451.125 МП.

Показатели надежности применяемых в АИИС КУЭ Искож компонент приведены в таблице 3.

Таблица 3

Наименование	Средняя наработка на отказ (Т), ч	Время восстановления (Тв), ч	Коэффициент готовности (Кг)
1 Трансформаторы тока	4 000 000	-	-
2 Трансформаторы напряжения	300 000	-	-
3 Электросчетчики	90 000	2	-
4 ИВК	-	1	0,99991
5 СОЕВ	-	10	0,9998

### ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Искож».

### КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ Искож должна соответствовать комплектности, приведенной в формуляре на АИИС КУЭ Искож.

### ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Искож» (АИИС КУЭ Искож)». Методика поверки. НЕКМ.421451.125 МП», согласованным руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Челябинский ЦСМ» в июне 2010 г.

Перечень основного оборудования, используемого при поверке:

- мультиметр «Ресурс -ПЭ»
- радиочасы РЧ-011;
- переносной компьютер с ПО "Конфигуратор СЭТ - 4ТМ" и оптический преобразователь для работы с электросчетчиками системы;
- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков по методике поверки на multifunctional счетчики электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03.

Межповерочный интервал - 4 года.

### НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

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

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

Техническое задание «Модернизация автоматизированной информационно измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ОАО «Искож» (АИИС КУЭ ОАО «Искож»). НЕКМ.421451.125 ТЗ».

Технорабочий проект автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ОАО «Искож». НЕКМ.421451.125.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Искож» (АИИС КУЭ Искож) утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

## ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО НТП «Энергоконтроль».

442963, Россия, г. Заречный, Пензенской обл., ул. Ленина, 4а.

Тел. (8412) 61-39-82.

Тел./факс (8412) 61-39-83.

Директор ООО НТП «Энергоконтроль»



Е.А.Журавлева