


ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕЕСТРА

«СОГЛАСОВАНО»
Директор ФГУ «Челябинский ЦСМ»
А. И. Михайлов
« 11 / 01 / 2006 г.



Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ Карталинское ЛПУ ООО «Уралтрансгаз» КС-17 «Карталы»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 32401-06
--	--

Изготовлена по технической документации ООО «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ», г. Москва.

Заводской № 05037-411711-06

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ Карталинское ЛПУ ООО «Уралтрансгаз» КС-17 «Карталы» (далее - КС-17 Карталы) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

Областью применения данной АИИС КУЭ является коммерческий учёт электроэнергии на КС-17 Карталы по утвержденной методике выполнения измерений количества электрической энергии.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ состоит из информационно-измерительных комплексов (далее - ИИК), включающих следующие средства измерений:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983;
- multifunctional счетчики электрической энергии в соответствии с ГОСТ 26035-83 и ГОСТ 30206-94.

Перечень информационно-измерительных комплексов, входящих в состав АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав ИИК, номера регистрации средства в Государственном реестре средств измерений представлен в таблице 1.

Таблица 1. Перечень ИК АИИС КУЭ

номер ИК	код ИК	Присоединение	Вид СИ	Фаза	К-т трансформации	Класс точности	№ госреестра	Тип	Зав. №	КТТ · Ктн				
											Ввод			
1		Ввод №1 6кВ	ТТ	A	2000/5	0.5	1423-60	ТПШЛ-10	2689	24000				
				B	Отсутствует									
				C	2000/5	0.5	1423-60	ТПШЛ-10	2685					
			ТН	A	6000/100	0.5	20186-00	НАМИ-10-95 УХЛ2	1232					
				B										
				C										
			Счетчик		1	0.2S	16666-97	EA02RAL-P3-B-4-W	1110389					
			2		Ввод №2 6кВ	ТТ	A	2000/5	0.5		1423-60	ТПШЛ-10	3999	24000
							B	Отсутствует						
							C	2000/5	0.5		1423-60	ТПШЛ-10	3940	
ТН	A	6000/100				0.5	20186-00	НАМИ-10-95 УХЛ2	759					
	B													
	C													
Счетчик		1				0.2S	16666-97	EA02RAL-P3-B-4-W	1110393					
3		Ввод №3 6кВ				ТТ	A	2000/5	0.5	1423-60	ТПШЛ-10	2596	24000	
							B	Отсутствует						
							C	2000/5	0.5	1423-60	ТПШЛ-10	2869		
			ТН	A	6000/100	0.5	20186-00	НАМИ-10-95 УХЛ2	756					
				B										
				C										
			Счетчик		1	0.2S	16666-97	EA02RAL-P3-B-4-W	1110391					
			4		Ввод №4 6кВ	ТТ	A	2000/5	0.5	1423-60	ТПШЛ-10	2597		24000
							B	Отсутствует						
							C	2000/5	0.5	1423-60	ТПШЛ-10	2686		
ТН	A	6000/100				0.5	20186-00	НАМИ-10-95 УХЛ2	762					
	B													
	C													
Счетчик		1				0.2S	16666-97	EA02RAL-P3-B-4-W	1110388					

Таблица 1. Перечень ИК АИИС КУЭ

номер ИК	код ИК	Присоединение	Вид СИ	Фаза	К-т трансформации	Класс точности	№ госреестра	Тип	Зав. №	Ктт · Ктн
12		с-з "Рассвет"	ТТ	A	200/5	0.5S	22192-03	ТПЛ-10-М	9410	2400
				B	Отсутствует					
				C	200/5	0.5S	22192-03	ТПЛ-10-М	9411	
			ТН	A	6000/100	0.5	20186-00	НАМИ-10-95 УХЛ2	762	
				B						
				C						
			Счетчик		1	0.2S	16666-97	EA02RAL-P3-B-4-W	1111376	

АИИС КУЭ является иерархической, трехуровневой, интегрированной, автоматизированной системой и состоящей из информационно-измерительных комплексов, информационно-вычислительных комплексов электроустановок (далее - ИВКЭ) и центрального информационно-вычислительного комплекса (далее - ИВК).

Принцип работы АИИС КУЭ заключается в трансформировании первичных фазных токов и напряжений измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии (уровень – ИИК). В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН). Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи (интерфейс RS-485) поступает на входы локальных УСПД (уровень – ИВКЭ), где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на уровень ИВК региона. ИВК региона осуществляет передачу информации в ИВК Центра сбора данных.

На верхнем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера базы данных, по коммутируемым телефонным линиям, через Интернет-провайдера по оптоволоконной линии связи, по сотовому каналу передачи данных и по выделенному оптическому цифровому каналу связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность системного времени не превышает 5 с. Система обеспечения единого времени (СОЕВ) выполнена на базе устройства синхронизации единого времени УССВ-35HVS.

Для защиты измерительной системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрен многоступенчатый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и базы данных).

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Основные технические и метрологические характеристики АИИС КУЭ представлены в таблице 2.

Таблица 2. Характеристики измерительных каналов				
ИИК	Наименование параметра	Значение		
1 Ввод №1 6кВ	Номинальный ток (I_{N1}/I_{N2}), А	2000/5		
	Допустимый диапазон первичного тока, А	20 .. 1000		
	Номинальная нагрузка ТТ, ВА	А = 20; С = 20		
	Номинальное напряжение (U_{N1}/U_{N2}), В	6000/100		
	Номинальная нагрузка ТН, ВА	200		
	Границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности 0.95: , %	$\cos\varphi=1$	$\cos\varphi=0.8$	$\cos\varphi=0.5$
	- в диапазоне тока $I_1 = 0.02 .. 0.05 \cdot I_{N1}$	не норм.	не норм.	не норм.
	- в диапазоне тока $I_1 = 0.05 .. 0.2 \cdot I_{N1}$	1.87	2.92	5.48
	- в диапазоне тока $I_1 = 0.2 .. 1.0 \cdot I_{N1}$	1.21	1.72	3.03
	- в диапазоне тока $I_1 = 1.0 .. 1.2 \cdot I_{N1}$	1.05	1.39	2.31
	Границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности 0.95: , %	$\sin\varphi=0.6$		$\sin\varphi=0.87$
	- в диапазоне тока $I_1 = 0.02 .. 0.05 \cdot I_{N1}$	не норм.		не норм.
	- в диапазоне тока $I_1 = 0.05 .. 0.2 \cdot I_{N1}$	4.59		2.78
	- в диапазоне тока $I_1 = 0.2 .. 1.0 \cdot I_{N1}$	2.56		1.68
- в диапазоне тока $I_1 = 1.0 .. 1.2 \cdot I_{N1}$	1.99		1.42	
2 Ввод №2 6кВ	Номинальный ток (I_{N1}/I_{N2}), А	2000/5		
	Допустимый диапазон первичного тока, А	20 .. 1000		
	Номинальная нагрузка ТТ, ВА	А = 20; С = 20		
	Номинальное напряжение (U_{N1}/U_{N2}), В	6000/100		
	Номинальная нагрузка ТН, ВА	200		
	Границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности 0.95: , %	$\cos\varphi=1$	$\cos\varphi=0.8$	$\cos\varphi=0.5$

Таблица 2. Характеристики измерительных каналов

ИИК	Наименование параметра	Значение		
	- в диапазоне тока $I_1 = 0.02 \dots 0.05 \cdot I_{N1}$	не норм.	не норм.	не норм.
	- в диапазоне тока $I_1 = 0.05 \dots 0.2 \cdot I_{N1}$	1.87	2.92	5.48
	- в диапазоне тока $I_1 = 0.2 \dots 1.0 \cdot I_{N1}$	1.21	1.72	3.03
	- в диапазоне тока $I_1 = 1.0 \dots 1.2 \cdot I_{N1}$	1.05	1.39	2.31
	Границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности 0.95, %	sinφ=0.6		sinφ=0.87
	- в диапазоне тока $I_1 = 0.02 \dots 0.05 \cdot I_{N1}$	не норм.		не норм.
	- в диапазоне тока $I_1 = 0.05 \dots 0.2 \cdot I_{N1}$	4.59		2.78
	- в диапазоне тока $I_1 = 0.2 \dots 1.0 \cdot I_{N1}$	2.56		1.68
	- в диапазоне тока $I_1 = 1.0 \dots 1.2 \cdot I_{N1}$	1.99		1.42
	3 Ввод №3 6кВ	Номинальный ток (I_{N1}/I_{N2}), А	2000/5	
Допустимый диапазон первичного тока, А		20 .. 1000		
Номинальная нагрузка ТТ, ВА		A = 20; C = 20		
Номинальное напряжение (U_{N1}/U_{N2}), В		6000/100		
Номинальная нагрузка ТН, ВА		200		
Границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности 0.95, %		cosφ=1	cosφ=0.8	cosφ=0.5
- в диапазоне тока $I_1 = 0.02 \dots 0.05 \cdot I_{N1}$		не норм.	не норм.	не норм.
- в диапазоне тока $I_1 = 0.05 \dots 0.2 \cdot I_{N1}$		1.87	2.92	5.48
- в диапазоне тока $I_1 = 0.2 \dots 1.0 \cdot I_{N1}$		1.21	1.72	3.03
- в диапазоне тока $I_1 = 1.0 \dots 1.2 \cdot I_{N1}$		1.05	1.39	2.31
Границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности 0.95, %		sinφ=0.6		sinφ=0.87
- в диапазоне тока $I_1 = 0.02 \dots 0.05 \cdot I_{N1}$		не норм.		не норм.
- в диапазоне тока $I_1 = 0.05 \dots 0.2 \cdot I_{N1}$		4.59		2.78
- в диапазоне тока $I_1 = 0.2 \dots 1.0 \cdot I_{N1}$		2.56		1.68
- в диапазоне тока $I_1 = 1.0 \dots 1.2 \cdot I_{N1}$	1.99		1.42	

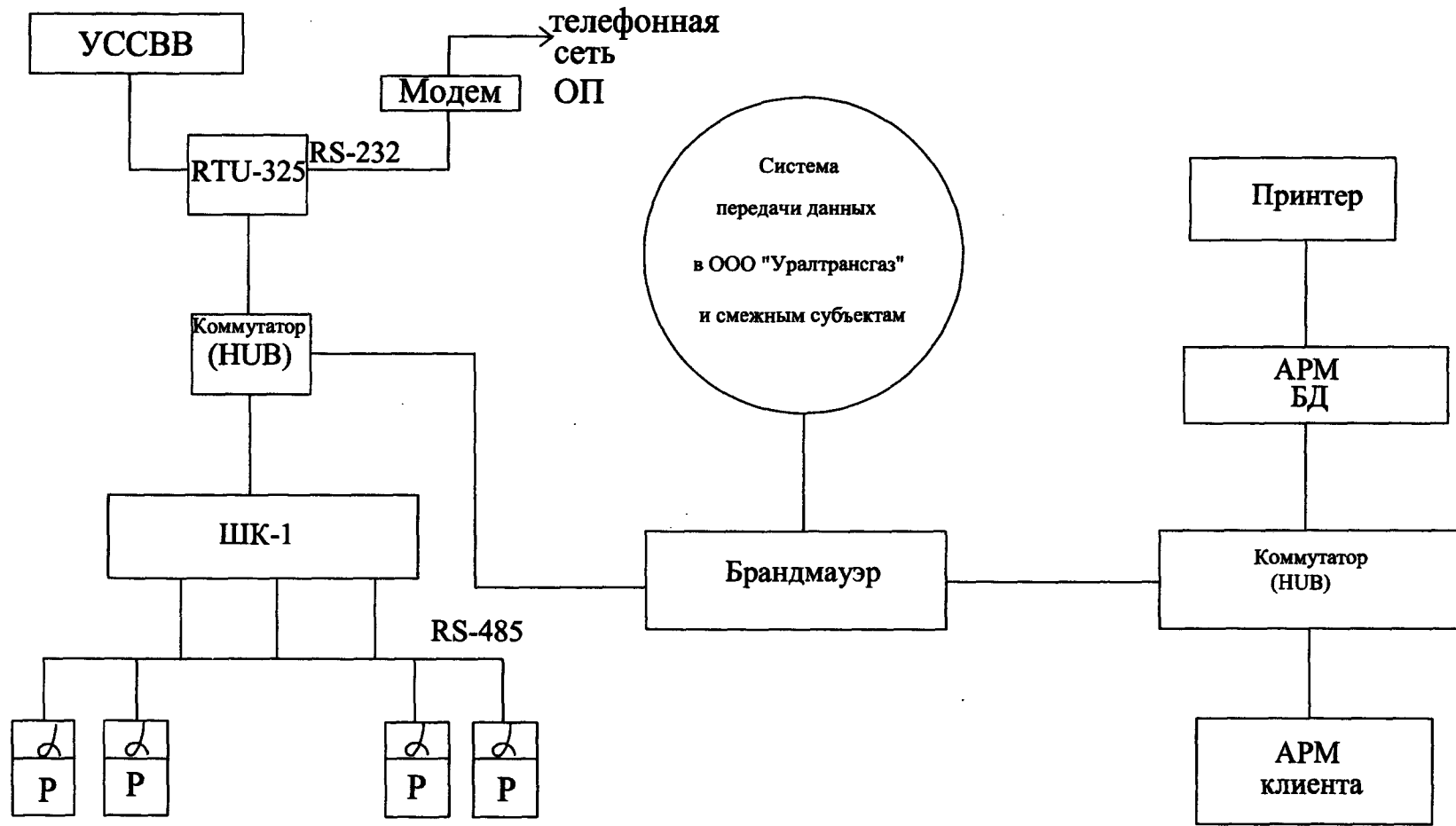
Таблица 2. Характеристики измерительных каналов

ИИК	Наименование параметра	Значение			
4	Ввод №4 6кВ	Номинальный ток (I_{N1}/I_{N2}), А	2000/5		
		Допустимый диапазон первичного тока, А	20 .. 1000		
		Номинальная нагрузка ТТ, ВА	А = 20; С = 20		
		Номинальное напряжение (U_{N1}/U_{N2}), В	6000/100		
		Номинальная нагрузка ТН, ВА	200		
		Границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности 0.95: , %	cosφ=1	cosφ=0.8	cosφ=0.5
		- в диапазоне тока $I_1 = 0.02 .. 0.05 \cdot I_{N1}$	не норм.	не норм.	не норм.
		- в диапазоне тока $I_1 = 0.05 .. 0.2 \cdot I_{N1}$	1.87	2.92	5.48
		- в диапазоне тока $I_1 = 0.2 .. 1.0 \cdot I_{N1}$	1.21	1.72	3.03
		- в диапазоне тока $I_1 = 1.0 .. 1.2 \cdot I_{N1}$	1.05	1.39	2.31
		Границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности 0.95: , %	sinφ=0.6		sinφ=0.87
		- в диапазоне тока $I_1 = 0.02 .. 0.05 \cdot I_{N1}$	не норм.		не норм.
		- в диапазоне тока $I_1 = 0.05 .. 0.2 \cdot I_{N1}$	4.59		2.78
		- в диапазоне тока $I_1 = 0.2 .. 1.0 \cdot I_{N1}$	2.56		1.68
- в диапазоне тока $I_1 = 1.0 .. 1.2 \cdot I_{N1}$	1.99		1.42		
12	С-3 "Рассвет"	Номинальный ток (I_{N1}/I_{N2}), А	200/5		
		Допустимый диапазон первичного тока, А	2 .. 100		
		Номинальная нагрузка ТТ, ВА	А = 10; С = 10		
		Номинальное напряжение (U_{N1}/U_{N2}), В	6000/100		
		Номинальная нагрузка ТН, ВА	200		
		Границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности 0.95: , %	cosφ=1	cosφ=0.8	cosφ=0.5
		- в диапазоне тока $I_1 = 0.02 .. 0.05 \cdot I_{N1}$	1.91	2.94	5.48
		- в диапазоне тока $I_1 = 0.05 .. 0.2 \cdot I_{N1}$	1.21	1.73	3.06
		- в диапазоне тока $I_1 = 0.2 .. 1.0 \cdot I_{N1}$	1.05	1.39	2.31
		- в диапазоне тока $I_1 = 1.0 .. 1.2 \cdot I_{N1}$	1.05	1.39	2.31

Таблица 2. Характеристики измерительных каналов

ИИК	Наименование параметра	Значение	
		$\sin\varphi=0.6$	$\sin\varphi=0.87$
	Границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности 0.95: , %		
	- в диапазоне тока $I_1 = 0.02 \dots 0.05 \cdot I_{n1}$	5.05	3.2
	- в диапазоне тока $I_1 = 0.05 \dots 0.2 \cdot I_{n1}$	2.82	1.91
	- в диапазоне тока $I_1 = 0.2 \dots 1.0 \cdot I_{n1}$	2.03	1.44
	- в диапазоне тока $I_1 = 1.0 \dots 1.2 \cdot I_{n1}$	1.99	1.42

Структурная схема АИИС КУЭ



Перечень функций выполняемых АИИС КУЭ

Общее число измерительных каналов в АИИС КУЭ.....	5
Возможность проведения измерений величин приращений активной электроэнергии.....	имеется
Возможность проведения измерений величин приращений реактивной электроэнергии.....	имеется
Возможность проведения измерений времени и интервалов времени	имеется
Возможность проведения измерений напряжения в ИИК.....	имеется
Возможность проведения измерений тока в ИИК.....	имеется
Функция проведения измерений активной электрической энергии.....	автоматизирована
Функция проведения измерений реактивной электрической энергии.....	автоматизирована
Функция проведения измерений времени и интервалов времени.....	автоматизирована
Функция проведения измерений напряжения в ИИК.....	автоматизирована
Функция проведения измерений тока в ИИК.....	автоматизирована
Цикличность проведения измерений, интервал.....	30 минут
Возможность коррекции текущего времени в ИИК, ИВКЭ и ИВК.....	имеется
Функция коррекции текущего времени в ИИК, ИВКЭ и ИВК.....	автоматизирована
Цикличность коррекции текущего времени в ИИК, ИВКЭ и ИВК, интервал.....	30 минут
Возможность сбора состояний средств измерений	имеется
Возможность сбора результатов измерений.....	имеется
Функция проведения сбора состояний средств измерения.....	автоматизирована
Функция проведения сбора результатов измерения.....	автоматизирована
Цикличность сбора результатов измерений и состояний СИ, интервал.....	30 минут
Возможность предоставления результатов измерений в ИАСУ КУ.....	имеется
Функция предоставления результатов измерений в ИАСУ КУ.....	автоматизирована
Цикличность предоставления результатов измерений в ИАСУ КУ, интервал.....	1 раз в сутки
Возможность предоставления результатов измерений в РДУ «СО-ЦДУ ЕЭС».....	имеется
Функция предоставления результатов измерений в РДУ «СО-ЦДУ ЕЭС».....	автоматизирована
Цикличность предоставления результатов измерений в РДУ «СО-ЦДУ ЕЭС», интервал.....	1 раз в сутки
Возможность хранения информации (профиля) в ИИК(счетчик).....	имеется
Функция хранение информации (профиля) в ИИК(счетчик).....	автоматизирована
Глубина хранения информации (профиля) в ИИК(счетчик).....	не менее 35 суток
Глубина хранения информации при отключении питания.....	не менее 5 лет
Возможность хранения информации (профиля) в ИВКЭ(УСПД).....	имеется
Функция хранение информации (профиля) в ИВКЭ(УСПД).....	автоматизирована
Глубина хранения информации (профиля) в ИВКЭ(УСПД).....	не менее 35 суток
Возможность хранения информации (профиля) в ИВК(сервер).....	имеется
Функция хранения информации (профиля) в ИВК (сервер).....	автоматизирована
Глубина хранения информации (профиля) в ИВК.....	не менее 3,5 лет
Функция синхронизации времени в АИИС КУЭ.....	автоматизирована
Защита информации при параметрировании счетчика.....	реализована с помощью пароля

Защита информации при параметрировании УСПД.....реализована с помощью пароля
Защита информации при параметрировании сервера.....реализована с помощью пароля
Защита информации при конфигурировании и настройке АИИС КУЭ.....реализована с помощью пароля
Защита передачи информации от ИВКЭ в сервер ИВК.....реализована с помощью пароля
Защита информации при хранении в соответствии с требованиями к классу 2Б РД Гостехкомиссии в сервере БД ИВК.....предусмотрена
Защита от несанкционированного доступа при передаче результатов измерений (использование электронной цифровой подписи).....предусмотрена
Резервное электрическое питание счетчиков электрической энергии.....выполнено
Резервирование каналов связи ИВКЭ – ИВК.....выполнено
Резервирование каналов связи ИВК – ИАСУ КУ НП «АТС».....выполнено
Резервирование каналов связи ИВК – ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» РДУ.....выполнено
Средства для резервного копирования и восстановления (довосстановления пропусков данных) базы данных АИИС КУЭ.....предусмотрены
Возможность контроля достоверности и восстановления данных в АИИС КУЭ.....имеется
Возможность считывания информации со счетчика автономным способом.....предусмотрена
Возможность считывания информации со счетчика удаленным способом.....имеется
Возможность визуального контроля информации на счетчике.....имеется

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

- фактов параметрирования счетчика.....имеется
- фактов пропадания напряжения.....имеется
- фактов коррекции времени.....имеется

Нормальные условия эксплуатации:

- напряжение питающей сети переменного тока.....(220±2,2) В
- частота питающей сети.....(50 ± 0,15) Гц
- температура:от -35 °С до +40°С (для ТН и ТТ)
.....от +18 °С до +22°С (для счетчиков)
.....от +18°С до +22 °С (для ИВКЭ)
.....от +18°С до +22°С (для ИВК)
- относительная влажность воздуха.....(70±5) %
- атмосферное давление.....(750±30) мм рт.ст.

Рабочие условия эксплуатации:

- напряжение питающей сети переменного тока.....(220±22) В
- частота питающей сети.....(50 ± 0,4) Гц
- температура:от -45 °С до +40 °С (для ТН и ТТ)
.....от +5 °С до +40 °С (для счетчиков)
.....от +5 °С до +40 °С (для ИВКЭ)
.....от +5 °С до +40 °С (для ИВК)

- относительная влажность воздуха.....(70±10) %
- атмосферное давление.....(750±30) мм рт.ст.

Средняя наработка на отказ.....35000 ч

Средний срок службы АИИС КУЭ.....10 лет

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

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

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа ТПШЛ-10	8 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТПЛ-10М	1 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТПЛ-10	1 шт.
Измерительный трансформатор напряжения НАМИ-10-95 УХЛ2	4 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа EA02RAL-P3-B-4-W	5 шт.
Устройство сбора и передачи данных УСПД типа RTU-325	1 шт.
Модем Zyxel U-336 E Plus	2 шт.
SHDSL-модем Prestige 791R EE	4 шт.
коммутатор Ethernet 3Com Baseline Switch 2016	1 шт.
Устройство синхронизации единого времени УССВ-35HVS	2 шт.
сервер БД HP Proliant ML570	2 шт.
сервер управления HP DL360 G4p	1 шт.
ленточная библиотека HP StorageWorks Ultrium 448 Tape Drives	1 шт.
источник бесперебойного питания APC Smart-UPS 2200VA USB&Serial RMI	3 шт.
переключатель ATEN Data Switch Masterview CS-14	1 шт.
коммутатор (HUB) 3Com Baseline Switch 2816	1 шт.
межсетевой экран Cisco PIX-515E-R-DMZ-BUN	1 шт.
коммутатор Cisco Catalyst 2950-12 Switch	1 шт.
системный блок Arbyte Quint mATX C2./256/40/CD-R	1 шт.
Специализированное программное обеспечение установленное на сервере (ПО) «Альфа Центр_SE», с дополнительными компонентами: Альфа Центр Администратор, АльфаЦентр Мониторинг, Альфа Центр Резерв	1 комплект
Специализированное программное обеспечение установленное на рабочей станции оператора (ПО) «Альфа Центр_PE»	1 комплект
Средства управления (монитор, клавиатура, мышь)	2 комплекта
Руководство по эксплуатации	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная - АИИС КУЭ Карталинское ЛПУ ООО «Уралтрансгаз» КС-17 «Карталы». Методика поверки», утвержденному ФГУ «Челябинский ЦСМ».

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 счетчиков электрической энергии в соответствии с методикой поверки счетчиков типа ЕвроАЛЬФА;
 - средства измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;
 - средства измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;
 - средства измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;
 - средства измерений в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений профилей электроэнергии, передачи информации и вычисления приращений электрической энергии за 30-ти минутные интервалы времени в условиях эксплуатации»;
 - переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы;
 - радиоприемник УКВ диапазона, принимающий сигналы службы точного времени;
 - GPS приемник сигналов точного времени - GPS MAP 76S фирмы GARMIN.
- Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

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

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92) «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)».

ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

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

Техническая документация на систему информационно-измерительную автоматизированную - АИИС КУЭ КС-17 «Карталы».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы информационно-измерительной автоматизированной - АИИС КУЭ КС-17 «Карталы» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечен в эксплуатации.

Изготовитель:

ООО «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ»
Юридический адрес: 125368, г. Москва, ул. Барышиха, д. 19
Почтовый адрес: 123242 г. Москва, ул. Мухоморова, д 3, стр 3.
Телефон: (095) 540-9909
Факс: (095) 540-1169
Технический директор _____



С. Л. Генгринович