

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть» предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, времени.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть» представляет собой двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений активной и реактивной электрической энергии.

АИИС КУЭ «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть» решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к календарному времени измеренных данных о приращениях электрической энергии и значениях электрической энергии с нарастающим итогом с 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;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть» и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со стороны сервера электросетевых и энергосбытовых 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 «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть»;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть»
- ведение времени (коррекция времени) в АИИС КУЭ «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть».

Структурная схема АИИС КУЭ «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть» приведена на рис. 1.

АИИС КУЭ «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть» включает в себя следующие уровни.

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК) включают в себя измерительные трансформаторы напряжения и тока, счётчики активной и реактивной электрической энергии и мощности по каждому присоединению (измерительному каналу). Конкретные типы и обозначения документации, которой они соответствуют приведены в таблице 2. На структурной схеме трансформаторы тока, трансформаторы напряжения и счетчики соответственно обозначены: ТТ, ТН и Whn (n принимает значение от 1 до 18).

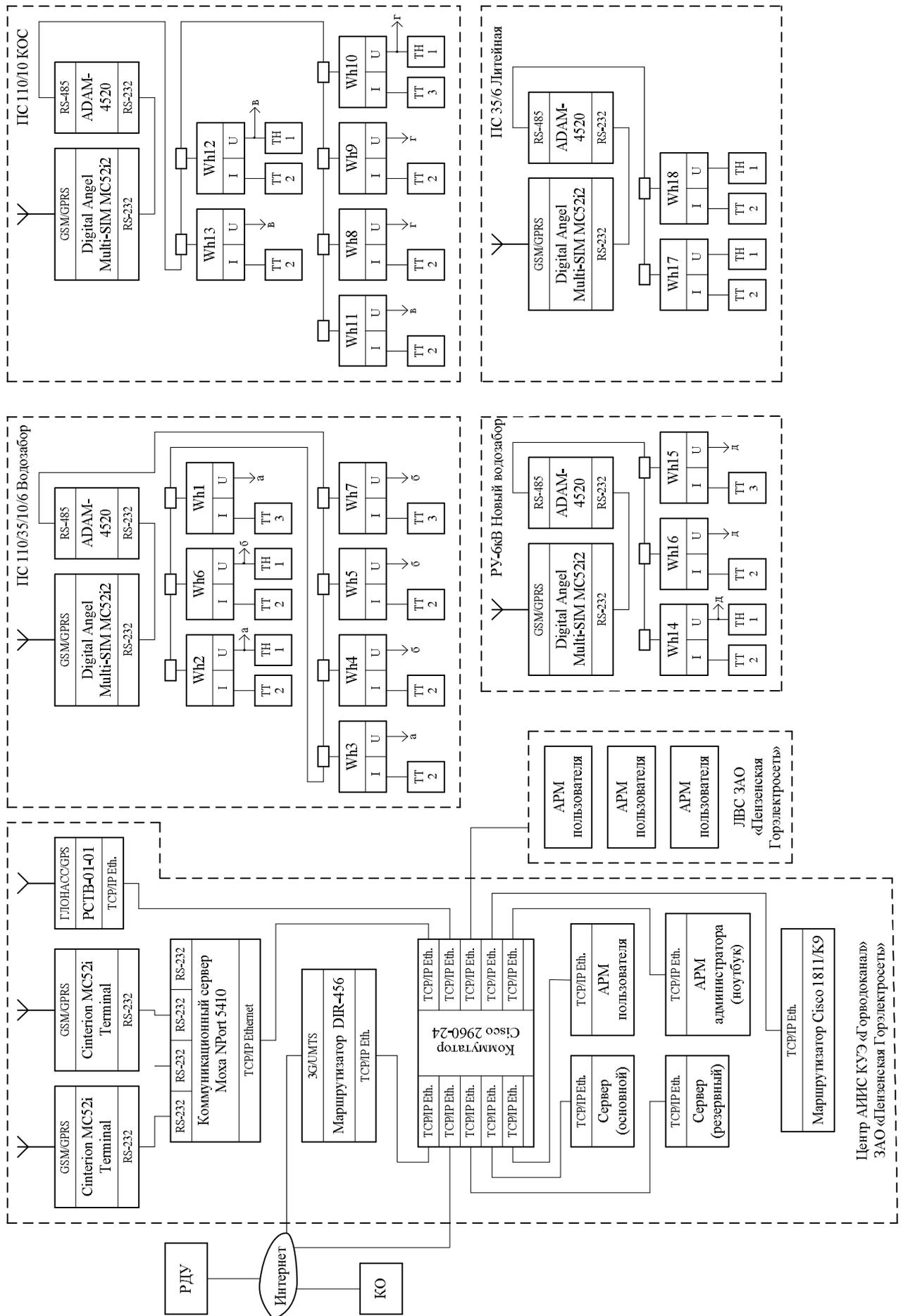


Рис. 1 Структурная схема АИИС КУЭ «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть»

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя серверы (основной и резервный), рабочие станции (АРМ), технические средства организации каналов связи. В АИИС КУЭ «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть» имеются три разновидности каналов: внутренние каналы связи; каналы связи между серверами и ИИК; каналы связи между серверами и внешними субъектами, в качестве которых могут быть, например, РДУ и КО.

Внутренние каналы связи – это каналы между серверами и АРМами. Тип каналов TCP/IP Ethernet и реализованы они с помощью коммутатора Cisco 2960-24, а в качестве среды передачи данных используется «витая пара».

Каналы связи между серверами и ИИК со стороны серверов реализованы с помощью того же самого коммутатора Cisco 2960-24, коммуникационного сервера Moxa NPort 5410, GSM/GPRS модема Cinterion MC52i Terminal, а со стороны ИИК с каждой из групп ИИК реализованы с помощью преобразователя интерфейсов (RS-485 в RS-232) ADAM-4520 и GSM/GPRS модема Digital Angel Multi-SIM MC52i2 (может работать с двумя SIM-картами). В качестве среды передачи данных используется система сотовой связи. С каждой из групп ИИК реализовано по два канала связи (основной и резервный), причем могут быть использованы разные операторы сотовой связи.

Связь между серверами и внешними субъектами реализована через интернет. Для выхода в интернет используются два канала – основной и резервный. Основной канал реализован как непосредственный выход через коммутатор Cisco 2960-24 на каналообразующее оборудование провайдера. Резервный канал реализован как выход через коммутатор Cisco 2960-24 и маршрутизатор DIR-456 в 3G сеть оператора сотовой связи, через которую и осуществляется работа в сети интернет.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) формируется на всех уровнях АИИС КУЭ «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть» и выполняет законченную функцию измерений времени и интервалов времени. В качестве задатчика точного времени используется радиосервер точного времени PCTB-01 (№40586-09 в Государственном реестре средств измерений) модификации PCTB-01-01, синхронизирующий свое время от сигналов систем ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация времени серверов и компьютеров АРМ осуществляется по каналу TCP/IP Ethernet через коммутатор Cisco 2960-24 по NTP протоколу. Синхронизация времени счетчиков осуществляется активным сервером не чаще одного раза в сутки по тем же каналам, что и обмен данными при расхождении времени счетчика и сервера более 3-х секунд (параметр задается при конфигурировании системы). Проверка расхождения осуществляется при каждом сеансе связи со счетчиком, согласно заданному расписанию.

Формирование алгоритма коммутации через коммутатор Cisco 2960-24 осуществляется с помощью маршрутизатора Cisco 1811/K9.

Аналоговые сигналы от первичных преобразователей электрической энергии (трансформаторов тока и напряжения) поступают на счетчики электрической энергии. Счетчики электрической энергии являются измерительными приборами, построенными на принципе цифровой обработки входных аналоговых сигналов. Управление процессом измерений в счетчиках электрической энергии осуществляется микроконтроллером, который реализует алгоритмы в соответствии со специализированной программой, помещенной в его внутреннюю память.

Результаты преобразований приращений электрической энергии, присутствующей на входе счетчика, по цифровым каналам связи со счетчиков электрической энергии по запросу передаются в форме профиля мощности в сервер ИВК, который производит преобразование этих данных с целью приведения их значений к точкам измерений и формирует архив. Кроме того сервер ИВК осуществляет формирование учетных показателей в точках поставки электрической энергии и формирует архив.

На уровне ИИК для защиты информации от несанкционированного доступа применяются следующие меры:

– пломбирование клеммных сборок электрических цепей трансформаторов тока и напряжения;

- пломбирование клеммных сборок электросчетчиков;
- пломбирование клеммных сборок линии передачи информации по интерфейсу RS-485;

- размещением каналообразующей аппаратуры уровня ИИК в металлическом шкафу, оборудованном замковым устройством.

На уровне ИВК защита информации организована с применением следующих мероприятий:

- пломбированием сервера пломбами собственника системы и энергосбытовой организации;

- размещением технических средств уровня ИВК в серверном шкафу и шкафу каналообразующей аппаратуры, оборудованными замковыми устройствами;

- установление учетных записей пользователей и паролей доступа к серверу АИИС КУЭ «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть»;

- защита операционной системы сервера АИИС КУЭ «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть» обеспечивается средствами операционной системы.

Защита баз данных осуществляется средствами установленной системы управления базами данных.

Данные измерений в ИАСУ КУ ОАО «АТС» передаются в виде документа, подлинность которого подтверждается электронной цифровой подписью.

В счетчиках электрической энергии и в серверах ИВК ведутся журналы событий о критичных взаимодействиях объекта контроля и АИИС КУЭ «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть», а также оператора (или иного лица) и АИИС КУЭ «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть».

### Программное обеспечение

Программное обеспечение АИИС КУЭ «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть» состоит из стандартного и специализированного программных пакетов.

Стандартный программный пакет, применяемый для организации сервера и рабочей станции АИИС КУЭ «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть» использует программные продукты в составе:

- операционные системы «Windows Server», «Windows XP»;
- СУБД «MS SQL Server»;
- пакет «MS Office».

Специализированный программный комплекс «Энергосфера».

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программы	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Сервер опроса	PSO.exe	6.5.32.1695	0b6eef60aa12c994a782ba2fe8d7fc25	MD5

Влияние программного обеспечения на суммарную относительную погрешность ИК оценивается относительной погрешностью ИВК при переводе числа импульсов в единицы измеряемой физической величины, вычислении и округлении, пределы которой составляют  $\pm 0,01$  %.

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблице 2.

Номинальная функция преобразования измерительных каналов при измерении:

– электроэнергии 
$$W_p (W_Q) = \frac{N}{2 \cdot A} \cdot K_{ТН} \cdot K_{ТТ}$$

– мощности 
$$P (Q) = \frac{N}{2 \cdot A} \cdot \frac{60}{T_{и}} \cdot K_{ТН} \cdot K_{ТТ}$$

где: N – число импульсов в регистре профиля мощности электросчетчика, имп;

A – постоянная счетчика электрической энергии, имп/кВт·ч (квар·ч);

K<sub>ТН</sub> – коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения (ТН);

K<sub>ТТ</sub> – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока (ТТ);

T<sub>и</sub> – время интегрирования, мин.

Таблица 2

Канал измерений		Средство измерений					Погрешность, %
Номер ИК	Наименование присоединения	Вид	Класс точности, Коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Фаза	Обозначение	Вид электро-энергии	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС 110/10/6 кВ «Водозабор» ЗРУ-6кВ яч.№6	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=600/5 1261-02	А	ТПОЛ 10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	δ <sub>1.а.о</sub> = ± 2,5; δ <sub>2.а.о</sub> = ± 1,3; δ <sub>1.р.о</sub> = ± 3,7; δ <sub>2.р.о</sub> = ± 1,9; δ <sub>1.а.р</sub> = ± 2,6; δ <sub>2.а.р</sub> = ± 1,5; δ <sub>1.р.р</sub> = ± 4,1; δ <sub>2.р.р</sub> = ± 2,6.
				В	–		
				С	ТПОЛ 10		
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=6000/100 2611-70	А В С	НТМИ-6-66 (1)		
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
2	ПС 110/10/6 кВ «Водозабор» ЗРУ-6кВ яч.№7	ТТ	КлТ=0,2 Ктт=400/5 1276-59	А	ТПЛ-10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	δ <sub>1.а.о</sub> = ± 1,3; δ <sub>2.а.о</sub> = ± 0,9; δ <sub>1.р.о</sub> = ± 1,8; δ <sub>2.р.о</sub> = ± 1,4; δ <sub>1.а.р</sub> = ± 1,5; δ <sub>2.а.р</sub> = ± 1,2; δ <sub>1.р.р</sub> = ± 2,5; δ <sub>2.р.р</sub> = ± 2,2.
				В	–		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=6000/100 2611-70	А В С	НТМИ-6-66 (1)		
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
3	ПС 110/10/6 кВ «Водозабор» ЗРУ-6кВ яч.№8	ТТ	КлТ=0,2 Ктт=400/5 1276-59	А	ТПЛ-10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	δ <sub>1.а.о</sub> = ± 1,3; δ <sub>2.а.о</sub> = ± 0,9; δ <sub>1.р.о</sub> = ± 1,8; δ <sub>2.р.о</sub> = ± 1,4; δ <sub>1.а.р</sub> = ± 1,5; δ <sub>2.а.р</sub> = ± 1,2; δ <sub>1.р.р</sub> = ± 2,5; δ <sub>2.р.р</sub> = ± 2,2.
				В	–		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=6000/100 2611-70	А В С	НТМИ-6-66 (1)		
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
4	ПС 110/10/6 кВ «Водозабор» ЗРУ-6кВ яч.№10	ТТ	КлГ=0,5 Ктт=600/5 1261-02	А	ТПОЛ 10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 3,7;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 2,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 4,1;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,6.$
				В	–		
				С	ТПОЛ 10		
		ТН	КлГ=0,5 Ктн=6000/100 2611-70	А	НТМИ-6-66 (2)		
В							
С							
Счетчик	КлГ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
5	ПС 110/10/6 кВ «Водозабор» ЗРУ-6кВ яч.№12	ТТ	КлГ=0,5 Ктт=400/5 1856-63	А	ТВЛМ-10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 3,7;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 2,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 4,1;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,6.$
				В	–		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КлГ=0,5 Ктн=6000/100 2611-70	А	НТМИ-6-66 (2)		
В							
С							
Счетчик	КлГ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
6	ПС 110/10/6 кВ «Водозабор» ЗРУ-6кВ яч.№13	ТТ	КлГ=0,2 Ктт=400/5 1276-59	А	ТПЛ-10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 0,9;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 1,8;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,4;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,2;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,2.$
				В	–		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КлГ=0,5 Ктн=6000/100 2611-70	А	НТМИ-6-66 (2)		
В							
С							
Счетчик	КлГ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
7	ПС 110/10/6 кВ «Водозабор» ЗРУ-6кВ яч.№16	ТТ	КлГ=0,5 Ктт=400/5 1856-63	А	ТВЛМ-10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 3,7;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 2,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 4,1;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,6.$
				В	–		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КлГ=0,5 Ктн=6000/100 2611-70	А	НТМИ-6-66 (2)		
В							
С							
Счетчик	КлГ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
8	ПС 110/10 «КОС» ЗРУ-10кВ яч.№3	ТТ	КлГ=0,5 Ктт=400/5 2473-00	А	ТЛМ-10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 3,7;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 2,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 4,1;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,6.$
				В	–		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КлГ=0,5 Ктн=10000/100 831-53	А	НТМИ-10 (1)		
В							
С							
Счетчик	КлГ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
9	ПС 110/10 «КОС» ЗРУ-10кВ яч.№4	ТТ	КлГ=0,5 Ктт=400/5 7069-02	А	ТОЛ10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 3,7;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 2,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 4,1;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,6.$
				В	–		
				С	ТОЛ10		
		ТН	КлГ=0,5 Ктн=10000/100 831-53	А	НТМИ-10 (1)		
В							
С							
Счетчик	КлГ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
10	ПС 110/10 «КОС» ЗРУ-10кВ яч.№5	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=400/5 7069-02	А	ТОЛ10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 3,7;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 2,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 4,1;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,6.$
				В	–		
				С	ТОЛ10		
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=10000/100 831-53	А	НТМИ-10 (1)		
В							
С							
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
11	ПС 110/10 «КОС» ЗРУ-10кВ яч.№8	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=200/5 7069-02	А	ТОЛ10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 3,7;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 2,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 4,1;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,6.$
				В	–		
				С	ТОЛ10		
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=10000/100 831-53	А	НТМИ-10 (2)		
В							
С							
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
12	ПС 110/10 «КОС» ЗРУ-10кВ яч.№9	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=300/5 7069-02	А	ТОЛ10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 3,7;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 2,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 4,1;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,6.$
				В	–		
				С	ТОЛ10		
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=10000/100 831-53	А	НТМИ-10 (2)		
В							
С							
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
13	ПС 110/10 «КОС» ЗРУ-10кВ яч.№10	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=400/5 7069-02	А	ТОЛ10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 3,7;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 2,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 4,1;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,6.$
				В	–		
				С	ТОЛ10		
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=10000/100 831-53	А	НТМИ-10 (2)		
В							
С							
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
14	ПС «НСВ Водо- забор» РУ-2 ЗРУ-6кВ яч.№26	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=150/5 2363-68	А	ТПЛМ-10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 3,7;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 2,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 4,1;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,6.$
				В	–		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=6000/100 2611-70	А	НТМИ-6-66 (3)		
В							
С							
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
15	ПС «НСВ Водо- забор» РУ-2 ЗРУ-6кВ яч.№30	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=150/5 2363-68	А	ТПЛМ-10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 3,7;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 2,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 4,1;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,6.$
				В	–		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=6000/100 2611-70	А	НТМИ-6-66 (3)		
В							
С							
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
16	ПС «НСВ Водо-забор» РУ-2 ЗРУ-6кВ яч.№31	ТТ	КлГ=0,5 Ктт=150/5 2363-68	А	ТПЛМ-10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 3,7;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 2,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 4,1;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,6.$
				В	–		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КлГ=0,5 Ктн=6000/100 2611-70	А	НТМИ-6-66 (3)		
В							
С							
Счет-чик	КлГ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
17	ПС 35/6 кВ «Литейная (Компрессорный з-д)» ЗРУ-6кВ яч.№1	ТТ	КлГ=0,5 Ктт=400/5 1276-59	А	ТПЛ-10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 3,7;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 2,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 4,1;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,6.$
				В	–		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КлГ=0,5 Ктн=6000/100 2611-70	А	НТМИ-6-66 (4)		
В							
С							
Счет-чик	КлГ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
18	ПС 35/6 кВ «Литейная (Компрессорный з-д)» ЗРУ-6кВ яч.№19	ТТ	КлГ=0,5 Ктт=600/5 1261-02	А	ТПОЛ 10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 3,7;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 2,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 4,1;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,6.$
				В	–		
				С	ТПОЛ 10		
		ТН	КлГ=0,5 Ктн=6000/100 2611-70	А	НТМИ-6-66 (5)		
В							
С							
Счет-чик	КлГ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					

В таблице 2 в графе 8 приведены границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности, равной 0,95, при следующих условиях:

$\delta_{1.a.o}$  – границы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии при  $I = 0,1 \cdot I_{ном}$  для  $\cos\varphi = 0,8$ ;

$\delta_{2.a.o}$  – границы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии при  $I = I_{ном}$  для  $\cos\varphi = 0,8$ ;

$\delta_{1.p.o}$  – границы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии при  $I = 0,1 \cdot I_{ном}$  для  $\sin\varphi = 0,6$ ;

$\delta_{2.p.o}$  – границы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии при  $I = I_{ном}$  для  $\sin\varphi = 0,6$ ;

$\delta_{1.a.p}$  – границы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях применения при  $I = 0,1 \cdot I_{ном}$  для  $\cos\varphi = 0,8$ ;

$\delta_{2.a.p}$  – границы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях применения при  $I = I_{ном}$  для  $\cos\varphi = 0,8$ ;

$\delta_{1.p.p}$  – границы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии при в рабочих условиях применения  $I = 0,1 \cdot I_{ном}$  для  $\sin\varphi = 0,6$ ;

$\delta_{2.p.p}$  – границы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения при  $I = I_{ном}$  для  $\sin\varphi = 0,6$ ;

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

Нормальные условия применения:

- температура окружающего воздуха, °С 21 ... 25;
- относительная влажность воздуха, % 30 ... 80;
- атмосферное давление, кПа (от 630 до 795 мм рт. ст.) 84 ... 106;
- напряжение питающей сети переменного тока, В 215,6 ... 224,4;

– частота питающей сети переменного тока, Гц	49,85 ... 50,15;
– индукция внешнего магнитного поля, мТл не более	0,05.
Рабочие условия применения:	
– напряжение питающей сети переменного тока, В	198 ... 242
– частота питающей сети, Гц	49 ... 51
– температура (для ТН и ТТ), °С	минус 40 ... 50
– температура (для счетчиков)	10 ... 50
– температура (для сервера, АРМ, каналобразующего и вспомогательного оборудования), °С	15 ... 40
– индукция внешнего магнитного поля (для счётчиков), мТл	0 ... 0,5
Среднее время наработки на отказ	1200 ч
Средний срок службы	15 лет

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится с помощью принтера на титульные листы (место нанесения – вверху, справа) эксплуатационной документации АИИС КУЭ «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть»

### Комплектность средства измерений

В комплект АИИС КУЭ «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть» входят технические средства и документация, представленные в таблицах 3 и 4 соответственно.

Таблица 3 – Технические средства

№	Наименование	Обозначение	Кол-во
1	Трансформатор тока	ТПОЛ 10	6
2	Трансформатор тока	ТПЛ-10	8
3	Трансформатор тока	ТВЛМ-10	4
4	Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
5	Трансформатор тока	ТОЛ10	10
6	Трансформатор тока	ТПЛМ-10	6
7	Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	5
8	Трансформатор напряжения	НТМИ-10	2
9	Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	18
10	GSM-модем	Digital Angel Multi-SIM MC35i2	4
11	Антенна	Triada-MA 977	4
12	Преобразователь RS-232 to RS-422/485	ADAM- 4520	4
13	Блок питания 12В, 2А	MeanWeal	4
14	Сетевой фильтр MC1206DIN	MC1206DIN	4
15	GSM-модем	Cinterion MC52i Terminal	2
16	Асинхронный коммуникационный сервер	MOXA Nport 5410	1
17	Маршрутизатор	D-Link DIR-456	1
18	Маршрутизатор	Cisco 1811/K9	1
19	Коммутатор	Cisco 2960-24	1
20	Сервер	IBM System x3650 M3	2
21	АРМ	ASUS K52F	2
22	Радиосервер точного времени	PCTB-01-01	1
23	Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 1000VA USB & Serial RM 2U	1
24	Термостат	Rittal	8

Таблица 4 – Документация

№	Наименование	Кол-во
1	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть». Технорабочий проект. ПГЭС.02.1.РП.	1
2	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть». Инструкция по эксплуатации. ПГЭС.02.1.ЭД.И4	1
3	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть». Технологическая инструкция. ПГЭС.02.1.ЭД.И5	1
4	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть». Инструкция по формированию и ведению базы данных. ПГЭС.02.1.ЭД.ИЗ.	1
5	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть». Перечень входных и выходных данных. ПГЭС.02.1.ЭД.И1.	1
6	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть». Паспорт-формуляр. ПГЭС.02.1.ЭД.ФО.	1
7	Документация по программному обеспечению ПК «Энергосфера»	1
8	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть». Методика поверки.	1

### Поверка

осуществляется по методике поверки МП 48508-11 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть». Методика поверки», утвержденной руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» 25.11.2011 г.

Рекомендуемые средства поверки и требуемые характеристики:

– мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями  $\pm 0,1$  °. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения:  $\pm 0,2$  % (в диапазоне измерений от 15 до 300 В);  $\pm 2,0$  % (в диапазоне измерений от 15 до 150 мВ). Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока:  $\pm 1,0$  % (в диапазоне измерений от 0,05 до 0,25 А);  $\pm 0,3$  % (в диапазоне измерений от 0,25 до 7,5 А). Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты  $\pm 0,02$  Гц;

– радиочасы РЧ-011. Пределы допускаемой погрешности синхронизации времени со шкалой UTC (SU)  $\pm 0,1$  с.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть». Свидетельство об аттестации № 01.00230/27-2011 от 25.11.2011 г.

## **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть»**

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 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть» (АИИС КУЭ «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть»). Техническое задание. ПГЭС.02.1.ТЗ.

4. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии «Горводоканал» ЗАО «Пензенская Горэлектросеть». Технорабочий проект. ПГЭС.02.1.РП.

## **Рекомендации по областям применения в сферах государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель**

ЗАО «Пензенская Горэлектросеть»

Адрес: 440629, г. Пенза, ул. Московская, д. 82-в.

### **Испытательный центр**

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; [www.penzacsm.ru](http://www.penzacsm.ru)

Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: [pcsm@sura.ru](mailto:pcsm@sura.ru)

Аттестат аккредитации: ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30033-10.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е. Р. Петросян

М.п.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2011 г.