

# ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕЕСТРА



СОГЛАСОВАНО:

Руководитель

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

» ноября 2005 г.

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ОАО «Победит»	Внесена в Государственный реестр средств измерений  Регистрационный номер № <u>30685-05</u>
--	---

Изготовлена по технической документации ОАО «РИТЭК-СОЮЗ», г. Краснодар. Заводской № 018.

## НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ ОАО «Победит» (далее - АИИС) предназначена для измерения:

- 30-минутных приращений активной электрической энергии, в прямом и обратном направлениях, привязанных к единому календарному времени;
- 30-минутных приращений реактивной электрической энергии, в прямом и обратном направлениях, привязанных к единому календарному времени;
- календарного времени;
- интервалов времени,

а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

Областью применения данной АИИС является коммерческий учёт электроэнергии в ОАО «Победит», г. Владикавказ, по утвержденной методике выполнения измерений.

## ОПИСАНИЕ

АИИС является иерархической, трехуровневой, интегрированной, автоматизированной системой и состоит из:

- измерительных каналов (далее - ИК);
- устройства сбора и передачи данных (далее - УСПД);
- устройства синхронизации системного времени (далее - УССВ);
- сервера;
- двух автоматизированных рабочих мест (далее - АРМ);
- одного переносного инженерного пульта;
- специализированного и системного программного обеспечения (далее - ПО);
- связующих устройств (модемы, преобразователи интерфейсов, защита линий связи);
- технических средств для организации локальной вычислительной сети.

Измерительные каналы АИИС (уровень ИИК - измерительно-информационные комплексы) состоят из следующих средств измерений:

- измерительных трансформаторов тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001;
- измерительных трансформаторов напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001;
- многофункциональных счетчиков электрической энергии типа «ЕвроАЛЬФА» по

ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52323-2005.

Перечень измерительных каналов, входящих в состав АИИС, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединения, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав ИК, номера регистрации средства в Государственном реестре средств измерений представлен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень средств измерений в измерительных каналах АИИС

Канал измерений		Средство измерений				Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверки		Обозначение, тип	Заводской номер		
	ОАО «Победит»	АИИС КУЭ	№	АИИС КУЭ ОАО «Победит»	№ 018		Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время
	ПС – 6/0,4 кВ «Победит-19»	ИВК	№ 20481-00	ПО «Альфа-Центр»	-		Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время
		ИВКЭ	№ 19495-03	УСПД RTU-325-E1-512-M3-B8-Q- I2-G	№ 001335		Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время
1	ПС-110/6/6 кВ «ГПП-1» ф. Ввод 1 Т-1-6 ВЛ-75	ТТ	КТ=0,5 Ктт=3000/5 № 1423-60	А	ТПШЛ-10	№ 4688	Ток первичный, $I_1$
				В	-	-	
				С	ТПШЛ-10	№ 5075	
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	НТМИ-6-66		№ 318	Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3		№ 01095972	Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время

Продолжение таблицы 1

Канал измерений		Средство измерений					Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверки		Обозначение, тип		Заводской номер		
2	ПС-110/6/6кВ «ГПП-1» ф. Ввод 2 Т-1-6 ВЛ-75	ТТ	КТ=0,5	A	ТПШЛ-10	№ 3186	36000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
			Ктт=3000/5	B	-	-		
			№ 1423-60	C	ТПШЛ-10	№ 2837		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	НТМИ-6-66		№ 233		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3		№ 01096108		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
3	ПС-110/6/6 кВ «ГПП-1» ф. Ввод 1 Т-2-6 ВЛ-76	ТТ	КТ=0,5	A	ТПШЛ-10	№ 2994	36000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
			Ктт=3000/5	B	-	-		
			№ 1423-60	C	ТПШЛ-10	№ 4052		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	НТМИ-6-66		№ 761		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3		№ 01096004		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время

Продолжение таблицы 1

Канал измерений		Средство измерений					Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверки		Обозначение, тип		Заводской номер		
4	ПС-110/6/6кВ «ГПП-1» ф.Ввод 2 Т-2-6 ВЛ-76	ТТ	КТ=0,5 Ктт=3000/5 № 1423-60	A	ТПШЛ-10	№ 2342	36000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
				B	-	-		
				C	ТПШЛ-10	№ 5507		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	НТМИ-6-66		№ 753		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>  Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3		№ 01096113		
5	ПС-6/0,4кВ «16» ф.4 КЛ-4-6	ТТ	КТ=0,5 Ктт=1000/5 № 1261-59	A	ТП0Л-10	№ 15515	12000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
				B	-	-		
				C	ТП0Л-10	№ 20502		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	НТМИ-6-66		№ 6177		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>  Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3		№ 01096084		

Продолжение таблицы 1

Канал измерений		Средство измерений					Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверки		Обозначение, тип		Заводской номер		
6	ПС-6/0,4кВ «16» ф.32 КЛ 32-6	ТТ	КТ=0,5 Ктт=1000/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10У3	№ 2865	12000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
				B	-	-		
				C	ТПОЛ-10	№ 2027		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	НТМИ-6-66		№ 438		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3		№ 01096025		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
7	ПС-6/0,4кВ «19» ф. 17 КЛ-17-6	ТТ	КТ=0,5 Ктт=1000/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	№ 16298	12000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
				B	-	-		
				C	ТПОЛ-10	№ 16710		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	НТМИ-6-66		№ 137		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3		№ 01095983		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время

Продолжение таблицы 1

Канал измерений		Средство измерений					Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверки		Обозначение, тип		Заводской номер		
8	ПС-6/0,4кВ»16» ф.42 КЛ-42-6 «Ирстекло»	ТТ	КТ=0,5	A	ТПЛ-10	№ 6648	3600	Ток первичный, I <sub>1</sub>
			Ктт=300/5	B	-	-		
			№ 1276-59	C	ТПЛ-10	№ 309		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	НТМИ-6-66		№ 6177		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-P2-B-3		№ 01095980		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
9	ПС-110/6/6 кВ «ГПП-1» ф.1 КЛ-1-6 «ВРЗ-1»	ТТ	КТ=0,5	A	ТВЛМ-10	№ 74102	7200	Ток первичный, I <sub>1</sub>
			Ктт=600/5	B	-	-		
			№ 1856-63	C	ТВЛМ-10	№ 46294		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	НТМИ-6-66		№ 318		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3		№ 01096096		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время

Продолжение таблицы 1

Канал измерений		Средство измерений					Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверки		Обозначение, тип		Заводской номер		
10	ПС-110/6/6 кв «ГПП-1» ф.1 КЛ-2-6 «ВРЗ-2»	ТТ	КТ=0,5 Ктт=600/5 № 1856-63	A	ТВЛМ-10	№ 57162	7200	Ток первичный, I <sub>1</sub>
				B	-	-		
				C	ТВЛМ-10	№ б/н		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	НТМИ-6-66		№ 753		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3		№ 01096046		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
11	ПС-6/0,4кВ «25» ф.43 КЛ-43-6 «Ирстекло»	ТТ	КТ=0,5 Ктт=600/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	№ 7993	7200	Ток первичный, I <sub>1</sub>
				B	-	-		
				C	ТПОЛ-10	№ 7725		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	НТМИ-6-66		№ 1743		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-P2-B-3		№ 01096028		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время

Измерительные трансформаторы напряжения и тока, входящие в состав ИК, предназначены для преобразования высокого напряжения и большого тока сети к уровням, соответствующим входным токам и напряжениям счетчиков электрической энергии.

Счетчики электрической энергии, входящие в состав ИК, предназначены для измерения активной и реактивной электрической энергии с последующим преобразованием в цифровой вид, интегрирования результатов измерений на получасовых интервалах, сохранения полученных значений в памяти счетчика с привязкой к текущему времени (профили нагрузки). К каждому счетчику подключен резервный источник гарантированного питания. Переключение на источник резервного питания осуществляется автоматически.

Вся собранная счетчиками информация, установленных в РУ-6 кВ ПС-110/6/6 кВ "ГПП-1", РУ-6 кВ ПС-6/0,4 кВ "16", РУ-6 кВ ПС-6/0,4 кВ "25 и РУ-6 кВ ПС-6/0,4 кВ "19", и объединенных по интерфейсу RS-485 с помощью разветвителей ПР-3 в пределах каждой ПС, в цифровом виде по 4-м выделенным защищенным УЗЛ (устройство защиты линии связи от импульсных перенапряжений и помех) каналам поступает в УСПД (уровень ИВКЭ - информационно-вычислительный комплекс электроустановок), установленный в шкафу УСПД в помещении диспетчерской ОАО "ПОБЕДИТ" и включающий в себя:

- устройство сбора, хранения и передачи данных (УСПД) RTU-325-E1-512-M3-B8-Q- I2-G;
- систему обеспечения единого времени (СОЕВ), выполненную на базе устройства синхронизации системного времени Elster 35 – HVS;
- GSM-модем MC-35 Terminal в комплекте с антенной;
- источник бесперебойного питания APC Smart SUA1000VA RMI 2U;
- устройство для защиты от импульсных перенапряжений и помех цифрового интерфейса RS-485 Hakel DTR-2/6.

Для передачи информации от УСПД в информационно-вычислительный комплекс (уровень ИВК – информационно-вычислительный комплекс), организовано два канала передачи информации: основной канал - Fast Ethernet 10/100 Мбит/с через сетевой (Ethernet) коммутатор D-Link DES-1010G, резервный - с использованием сотовой связи стандарта GSM 900/1800 МГц и GSM-модемов Siemens MC-35 Terminal.

Комплекс технических средств ИВК включает в себя:

- сервер сбора, обработки и передачи данных на основе сервера Intel XEON 2x2,4ГГц/O3U 2x512 Mb /HDD 2x80Gb HDD S-ATA150/ FDD/ CD-ROM /LAN;
- внешний профессиональный модемный блок промышленного исполнения Zyxel RS-1612 с модулями телефонных модемов Zyxel U-336R;
- сетевой (Ethernet) коммутатор D-Link DES-1010G;
- ADSL-модемы D-Link DSL-500T;
- GSM-модемы Siemens MC-35 Terminal;
- преобразователи интерфейсов PCI в RS-232 MOXA Opt8B и Opt8M9;
- ч/б лазерный принтер типа HP LJ1330;
- источник бесперебойного питания Smart SUA1500VA RMI 2U.



В комплекс технических средств ИВК также входят, созданный на основе IBM PC автоматизированное рабочее место отдела главного энергетика ОАО "Победит". Связь между сервером и АРМ осуществляется через выделенную двухпроводную телефонную линию связи при помощи модемов Zuxel U-336R (со стороны УСПД) и Zuxel U-336S (со стороны АРМ).

Все перечисленные компоненты ИВК, кроме АРМ, расположены в серверном шкафу.

Созданные внешние каналы связи служат:

- для передачи данных в ИАСУ КУ НП «АТС» (г. Москва), организовано два канала передачи информации. Основной канал передачи данных в ИАСУ КУ НП «АТС» организован по выделенному каналу доступа в сеть Интернет через ADSL-модем D-Link DSL-500T, а резервный канал передачи данных организован по коммутируемой телефонной линии (телефонная сеть связи общего пользования -ТфССОП);

- для передачи данных в филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» ОДУ Северного Кавказа (г. Пятигорск) и филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» Северокавказское РДУ (г. Пятигорск) организовано два канала передачи данных. Основной канал передачи данных организован по коммутируемой телефонной линии (телефонная сеть связи общего пользования -ТфССОП), а резервный канал передачи данных организован с использованием сотовой связи стандарта GSM 900/1800 МГц;

- для передачи данных в ОАО «СЕВКАВКАЗЭНЕРГО» (г. Владикавказ) организован основной канал передачи информации по коммутируемой телефонной линии (телефонная сеть связи общего пользования);

- для передачи данных в ОАО «ИРИСТОНСТЕКЛО» организован основной канал передачи информации по коммутируемой телефонной линии (телефонная сеть связи общего пользования);

- для передачи данных в ОАО «ВВРЗ» организован основной канал передачи информации по коммутируемой телефонной линии (телефонная сеть связи общего пользования).

Сервер АИИС выполняет следующие функции:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений с помощью программного обеспечения «Альфа Центр»;

- сбор данных о состоянии средств измерений с ИВКЭ;

- хранение результатов измерений, состояний объектов и средств измерений (не менее 3,5 лет);

- формирование отчетных файлов экспорта данных для передачи их в ИАСУ КУ НП «АТС», «СЕВКАВКАЗЭНЕРГО, филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» ОДУ Северного Кавказа и филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» Северокавказское РДУ;

- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным.

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 характеристики АИИС представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные технические характеристики АИИС

№ ИК	Наименование характеристики		Значение			
1 - 4	Номинальный ток:	первичный ( $I_{H1}$ )	3000 А			
		вторичный ( $I_{H2}$ )	5 А			
	Диапазон тока:	первичного ( $I_1$ )	150...3600 А			
		вторичного ( $I_2$ )	0,25...6 А			
	Номинальное напряжение:	первичное ( $U_{H1}$ )	6000 В			
		вторичное ( $U_{H2}$ )	100 В			
	Диапазон напряжения:	первичного ( $U_1$ )	5400...6600 В			
		вторичного ( $U_2$ )	90...110 В			
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$ ( $\sin \varphi$ )		0,5...1,0 (0,87...0,6)			
	Номинальная нагрузка ТТ		20 ВА			
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		5...20 ВА			
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		0,8...1,0			
	Номинальная нагрузка ТН		75 ВА			
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		18,75...75 ВА			
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТН		0,8...1,0			
	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности $P = 0,95$ : - в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{H1} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{H1}$ - в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{H1} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{H1}$ - в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{H1}$		<b><math>\cos \varphi</math></b>			
			1,0	0,9	0,8	0,5
			$\pm 2,0 \%$	$\pm 2,5 \%$	$\pm 3,1 \%$	$\pm 5,6 \%$
			$\pm 1,4 \%$	$\pm 1,6 \%$	$\pm 1,9 \%$	$\pm 3,2 \%$
			$\pm 1,2 \%$	$\pm 1,4 \%$	$\pm 1,6 \%$	$\pm 2,6 \%$
	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности $P = 0,95$ : - в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{H1} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{H1}$ - в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{H1} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{H1}$ - в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{H1}$		<b><math>\sin \varphi</math></b>			
			-	-	0,6	0,87
					$\pm 4,5 \%$	$\pm 2,7 \%$
					$\pm 2,5 \%$	$\pm 1,6 \%$
					$\pm 1,9 \%$	$\pm 1,3 \%$

Продолжение таблицы 2

№ ИК	Наименование характеристики		Значение			
5 - 7	Номинальный ток:	первичный ( $I_{H1}$ )	1000 А			
		вторичный ( $I_{H2}$ )	5 А			
	Диапазон тока:	первичного ( $I_1$ )	50...1200 А			
		вторичного ( $I_2$ )	0,25...6 А			
	Номинальное напряжение:	первичное ( $U_{H1}$ )	6000 В			
		вторичное ( $U_{H2}$ )	100 В			
	Диапазон напряжения:	первичного ( $U_1$ )	5400...6600 В			
		вторичного ( $U_2$ )	90...110 В			
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$ ( $\sin \varphi$ )		0,5...1,0 (0,87...0,6)			
	Номинальная нагрузка ТТ		10 ВА			
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		3,75...10 ВА			
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		0,8...1,0			
	Номинальная нагрузка ТН		75 ВА			
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		18,75...75 ВА			
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТН		0,8...1,0			
	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности $P = 0,95$ : - в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1H}$ - в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1H}$ - в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{1H} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1H}$		$\cos \varphi$			
			1,0	0,9	0,8	0,5
			$\pm 2,0 \%$	$\pm 2,5 \%$	$\pm 3,1 \%$	$\pm 5,6 \%$
			$\pm 1,4 \%$	$\pm 1,6 \%$	$\pm 1,9 \%$	$\pm 3,2 \%$
			$\pm 1,2 \%$	$\pm 1,4 \%$	$\pm 1,6 \%$	$\pm 2,6 \%$
	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности $P = 0,95$ : - в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1H}$ - в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1H}$ - в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{1H} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1H}$		$\sin \varphi$			
			-	-	0,6	0,87
					$\pm 4,5 \%$ $\pm 2,5 \%$ $\pm 1,9 \%$	$\pm 2,7 \%$ $\pm 1,6 \%$ $\pm 1,3 \%$

Продолжение таблицы 2

№ ИК	Наименование характеристики		Значение			
8	Номинальный ток:	первичный ( $I_{H1}$ )	300 А			
		вторичный ( $I_{H2}$ )	5 А			
	Диапазон тока:	первичного ( $I_1$ )	15...360 А			
		вторичного ( $I_2$ )	0,25...6 А			
	Номинальное напряжение:	первичное ( $U_{H1}$ )	6000 В			
		вторичное ( $U_{H2}$ )	100 В			
	Диапазон напряжения:	первичного ( $U_1$ )	5400...6600 В			
		вторичного ( $U_2$ )	90...110 В			
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$ ( $\sin \varphi$ )		0,5...1,0 (0,87...0,6)			
	Номинальная нагрузка ТТ		10 ВА			
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		3,75...10 ВА			
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		0,8...1,0			
	Номинальная нагрузка ТН		75 ВА			
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		18,75...75 ВА			
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТН		0,8...1,0			
	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности $P = 0,95$ : - в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1H}$ - в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1H}$ - в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{1H} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1H}$		$\cos \varphi$			
			1,0	0,9	0,8	0,5
			$\pm 2,0 \%$	$\pm 2,5 \%$	$\pm 3,1 \%$	$\pm 5,6 \%$
			$\pm 1,4 \%$	$\pm 1,6 \%$	$\pm 1,9 \%$	$\pm 3,2 \%$
			$\pm 1,2 \%$	$\pm 1,4 \%$	$\pm 1,6 \%$	$\pm 2,6 \%$
	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности $P = 0,95$ : - в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1H}$ - в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1H}$ - в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{1H} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1H}$		$\sin \varphi$			
			-	-	0,6	0,87
					$\pm 4,5 \%$	$\pm 2,7 \%$
					$\pm 2,5 \%$	$\pm 1,6 \%$
					$\pm 1,9 \%$	$\pm 1,3 \%$

Продолжение таблицы 2

№ ИК		Наименование характеристики	Значение			
9 - 11	Номинальный ток:	первичный (I <sub>H1</sub> )	600 А			
		вторичный (I <sub>H2</sub> )	5 А			
	Диапазон тока:	первичного (I <sub>1</sub> )	30...720 А			
		вторичного (I <sub>2</sub> )	0,25...6 А			
	Номинальное напряжение:	первичное (U <sub>H1</sub> )	6000 В			
		вторичное (U <sub>H2</sub> )	100 В			
	Диапазон напряжения:	первичного (U <sub>1</sub> )	5400...6600 В			
		вторичного (U <sub>2</sub> )	90...110 В			
	Коэффициент мощности cos φ (sin φ)		0,5...1,0 (0,87...0,6)			
	Номинальная нагрузка ТТ		10 ВА			
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		3,75....10 ВА			
	Допустимое значение cos φ <sub>2</sub> во вторичной цепи нагрузки ТТ		0,8...1,0			
	Номинальная нагрузка ТН		75 ВА			
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		18,75....75 ВА			
	Допустимое значение cos φ <sub>2</sub> во вторичной цепи нагрузки ТН		0,8...1,0			
	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности P = 0,95: - в диапазоне тока 0,05·I <sub>1н</sub> ≤ I <sub>1</sub> < 0,2·I <sub>1н</sub> - в диапазоне тока 0,2·I <sub>1н</sub> ≤ I <sub>1</sub> < 1,0·I <sub>1н</sub> - в диапазоне тока 1,0·I <sub>1н</sub> ≤ I <sub>1</sub> ≤ 1,2·I <sub>1н</sub>		cos φ			
			1,0	0,9	0,8	0,5
			±2,0 %	±2,5 %	±3,1 %	±5,6 %
			±1,4 %	±1,6 %	±1,9 %	±3,2 %
			±1,2 %	±1,4 %	±1,6 %	±2,6 %
	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности P = 0,95: - в диапазоне тока 0,05·I <sub>1н</sub> ≤ I <sub>1</sub> < 0,2·I <sub>1н</sub> - в диапазоне тока 0,2·I <sub>1н</sub> ≤ I <sub>1</sub> < 1,0·I <sub>1н</sub> - в диапазоне тока 1,0·I <sub>1н</sub> ≤ I <sub>1</sub> ≤ 1,2·I <sub>1н</sub>		sin φ			
			-	-	0,6	0,87
					±4,5 %	±2,7 %
					±2,5 %	±1,6 %
					±1,9 %	±1,3 %
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения текущего времени			±5 с/сут.			

## ПЕРЕЧЕНЬ ФУНКЦИЙ, ВЫПОЛНЯЕМЫХ АИИС

Общее число измерительных каналов в АИИС .....	11
Способ измерения активной электрической энергии.....	автоматически
Способ измерения реактивной электрической энергии.....	автоматически
Способ измерения времени и интервалов времени.....	автоматически
Способ измерения тока и напряжения .....	автоматически
Способ измерения среднеинтервальной активной мощности .....	автоматически
Цикличность измерения активной электрической энергии автоматическая, интервал .....	30 минут
Цикличность измерения реактивной электрической энергии автоматическая, интервал .....	30 минут
Возможность сбора результатов измерения .....	автоматически
Возможность сбора состояний средств измерения .....	автоматически
Цикличность сбора результатов измерений и состояний СИ автоматическая, интервал.....	30 минут
Хранение информации в профиле нагрузки счетчика.....	автоматически
Хранение информации в УСПД .....	автоматически
Хранение информации в сервере ИВК.....	автоматически
Возможность резервирования информации в ИВК.....	имеется
Глубина хранения профиля нагрузки в счетчике, автоматически.....	не менее 35 суток
Глубина хранения информации в УСПД, автоматически .....	не менее 35 суток
Глубина хранения информации в ИВК, автоматически .....	не менее 3,5 лет
Глубина хранения информации при отключении питания.....	не менее 5 лет
Коррекция текущего времени в счетчиках электрической энергии, УСПД и сервере.....	автоматически
Синхронизация времени в АИИС.....	выполняется автоматически
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.....	реализована с помощью пароля
Защита передачи информации от счетчиков в сервер ИВК.....	реализована с помощью пароля
Резервирование электрического питания счетчиков электрической энергии .....	выполнено
Резервирование электрического питания УСПД.....	выполнено
Резервирование электрического питания ИВК.....	выполнено
Резервирование каналов передачи данных (УСПД - ИВК).....	выполнено

Резервирование внешних каналов передачи данных.....выполнено

Средства для резервного копирования и восстановления  
(довосстановления пропусков данных) базы данных АИИС.....предусмотрены

Возможность считывания информации со счетчика автономным способом.....предусмотрены

Возможность получения параметров со счетчика удаленным способом.....предусмотрены

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

Наличие фиксации в журнале событий УСПД следующих событий:

- фактов параметрирования .....имеется
- фактов пропадания напряжения.....имеется
- фактов коррекции времени в счетчике.....имеется

#### **Нормальные условия эксплуатации:**

- напряжение питающей сети переменного тока.....( $220 \pm 4,4$ ) В
- частота питающей сети.....( $50 \pm 0,3$ ) Гц
- температура:
  - .....от - 40 °С до + 40 °С (для ТН и ТТ)
  - .....от + 15 °С до + 25 °С (для счетчиков)
  - .....от + 15 °С до + 25 °С (для ИВК и ИВКЭ)
- относительная влажность воздуха.....( $70 \pm 5$ ) %
- атмосферное давление.....( $750 \pm 30$ ) мм рт.ст.
- индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл.....0,05

#### **Рабочие условия эксплуатации:**

- напряжение питающей сети переменного тока.....( $220 \pm 10$ ) В
- частота питающей сети.....( $50 \pm 0,15$ ) Гц
- температура:
  - .....от -20°С до +35°С (для ТН и ТТ)
  - .....от +10°С до +35°С (для счетчиков)
  - .....от +15°С до +35°С (для ИВК)
- относительная влажность воздуха.....( $70 \pm 5$ ) %
- атмосферное давление.....( $750 \pm 30$ ) мм рт.ст.
- индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл.....0,05
- Средняя наработка на отказ.....35000 ч
- Средний срок службы АИИС.....10 лет

## ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

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

## КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС

Наименование	Количество, шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТПШЛ-10	8
Измерительный трансформатор тока типа ТПОЛ-10	8
Измерительный трансформатор тока типа ТПЛ-10	2
Измерительный трансформатор тока типа ТВЛМ-10	4
Измерительный трансформатор напряжения типа НТМИ-6-66	8
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа «ЕвроАЛЬФА»	11
Сервер Intel Xeon/HR4145-BGE/ S2723GNN/2x2,4GHz Xeon/2x512 Mb ECC Regis-ter/2x80Gb HDD S-ATA150/Raid S-ATA Promise FastTrak S150 TX2plus/ CD-ROM52X/FDD	1
Устройство сбора и передачи данных RTU-325-E1-512-M3-B8-Q-I2-G	1
Устройство синхронизации единого времени УССВ Elster 35-HVS	1
ADSL роутер D-Link DSL-500T	2
Модемный блок промышленного исполнения ZyXEL RS-1612	1
Модуль телефонного модема промышленного исполнения ZyXEL U-336R	6
Внешний телефонный модем ZyXEL U-336S	1
GSM-модем Siemens MC-35 Terminal с антенной на магнитном основании	3
Источник бесперебойного питания APC Smart SUA1000VA RMI 2U	1
Источник бесперебойного питания APC Smart SUA1500VA RMI 2U	1
Устройство для защиты от импульсных перенапряжений и помех цифрового интерфейса RS-485 HAKEL DTR 2/6	8
Разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	7
Преобразователь интерфейсов PCI в RS-232 MOXA	2
Коммутатор 10-ти портовый с 8 портами 10/100 Мбит/с и 2 медными портами Gigabit Ethernet D-Link DES-1010G	1
Специализированное программное обеспечение установленное на сервере (ПО) «AlphaCenter_PE_20», с дополнительными компонентами: AlphaCenter_M, AlphaCenter_Time	1 комплект
Специализированное программное обеспечение установленное на автоматизированных рабочих местах (ПО) «AlphaCenter_PE2»	1 комплекта
Переносной компьютер Asus A4B00G, ПО «AlphaCenter_Laptop», ПО «AlphaPlusR -E» и оптический преобразователь «AE-1» для работы со счетчиками системы	1 комплект
Руководство пользователя БЕКВ.422231.018.ИЗ	1 экземпляр
Инструкция по эксплуатации БЕКВ.422231.018.ИЭ	1 экземпляр
Методика поверки БЕКВ.422231.018.МП	1 экземпляр



## ПОВЕРКА

Поверка АИИС проводится по документу «ГСИ. Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ОАО «Победит». Методика поверки БЕКВ.422231.018.МП», утвержденному ФГУП "ВНИИМС" 20.09.2005г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003 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 многофункционального микропроцессорного счетчика электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА, утвержденной «ВНИИМ» им. Д.И.Менделеева в феврале 1998 г.;
- средства поверки КАПС «RTU-325» в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ВНИИМС в 2003 г.;
- 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, оснащенный ОС Windows, ПО «AlphaCenter\_ Laptop», «AlphaPlus-E» и оптическим преобразователем «АЕ-1» для считывания измерительной информации со счетчиков электрической энергии;
- радиоприемник УКВ диапазона, принимающий сигналы службы точного времени;
- GPS приемник сигналов точного времени - GPS MAP 76S фирмы GARMIN;
- термометр с ценой деления 1 °С используют для контроля температуры в местах установки счётчиков, УСПД, ТТ и ТН в диапазоне от минус 40 до плюс 50 °С.

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 Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.».

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

ЗП22А.018.ТЗ «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ ОАО «Победит». Техническое задание.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы информационно - измерительной автоматизированной коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ ОАО «Победит» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечен в эксплуатации.

Изготовитель:

**ОАО «РИТЭК-СОЮЗ»**

Адрес: 350033, г. Краснодар,  
ул. Ставропольская 2  
Тел.: (861) 237-58-21  
Факс: (861) 237-54-91

**Исполнительный директор**



**Л. М. Фридман**