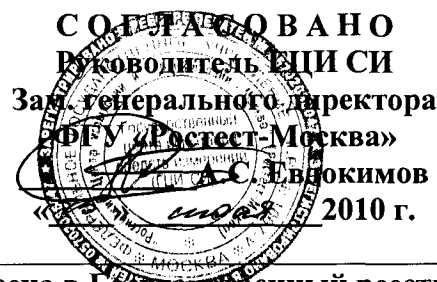


ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 46441-10
--	--

Изготовлена по проектной документации ЗАО «ВИТКОР», г. Волгоград. Заводской № 013.

НАЗНАЧЕНИЕ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго» (далее по тексту - АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго») предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля за потреблением электроэнергии и мощности в филиале ОАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго») по всем расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в центры сбора: ОАО «АТС», региональный филиал ОАО «СО ЕЭС» «Астраханское РДУ», при необходимости другим заинтересованным организациям.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго» представляет собой двухуровневую автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Первый уровень включает в себя одиннадцать информационно-измерительных каналов (ИИК) и выполняет функцию проведения измерений.

Второй уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

В состав ИИК входят:

- счетчики электрической энергии;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- вторичные измерительные цепи.

В состав ИВК входят:

- технические средства приёма-передачи данных;
- АРМ оператора;
- сервер сбора данных;
- устройство синхронизации системного времени УСВ-1.

АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго» решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Принцип действия:

Сигналы, пропорциональные напряжению и току в сети, снимаются с вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения и поступают на вход преобразователя счетчика. Измерительная система преобразователя перемножает входные сигналы, получая мгновенную потребляемую мощность. Этот сигнал поступает на вход микроконтроллера счетчика, преобразующего его в Вт·ч и, по мере накопления сигналов, изменяющего показания счетчика. Микроконтроллер считывает и сохраняет последнее сохраненное значение. По мере накопления каждого Вт·ч, микроконтроллер увеличивает показания счетчика.

ИВК формирует запрос, который по каналам связи попадает на счетчик с нужным адресом.

Счетчик в ответ, пересылает информацию об энергопотреблении, посредством локальной вычислительной сети, на сервер сбора данных филиала ОАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго» и через концентратор на автоматизированное рабочее место (далее - АРМ) оператора, представляющие собой промышленные персональные компьютеры, которые обеспечивают функции резервного хранения базы данных и их предоставления в графическом виде. На сервере сбора данных установлено специализированное программное обеспечение «Пирамида 2000», которое обеспечивает:

- резервное копирование базы данных;
- хранение принятой информации и предоставление ее пользователям;
- корректировку собственного времени и времени счетчиков по УСВ-1;
- формирование файлов экспорта данных для передачи их в ОАО «АТС».

Далее по каналам связи, обеспечивается дальнейшая передача информации в ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» «Астраханское РДУ» и другим заинтересованным организациям.

АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго» оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Синхронизация времени в АИИС осуществляется программным способом при помощи специально разработанного алгоритма. Программная реализация этого алгоритма функционирует на Сервере ИВК. Привязка сервера АИИС ко времени осуществляется каждый час от приемника точного времени УСВ-1 с порогом

синхронизации ± 1 секунда. Сервер поддерживает единое системное время, выполняя автоматически коррекцию хода часов подключенных счетчиков. Измерение времени в сервере происходит автоматически внутренним таймером. Нормирование величин отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации последних с единым календарным временем.

Коррекция времени в счетчиках производится от сервера один раз в сутки в случае превышения рассогласования времени допустимого значения в пределах ± 1 секунда.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов ± 5 с/сутки.

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго» приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень измерительных каналов и их состав

Канал измерений		Средство измерений					Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины		
Номер ИК в МВИ АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Юга» - «Астрахань-энерго»	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской номер					
	Филиал ОАО «МРСК Юга» «Астрахань-энерго»	№	АИИС КУЭ Филиала ОАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго»		№ 013		Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время			
	ИВК		ПО «Пирамида 2000» (ЗАО ИТФ "Системы и технологии", г.Владимир)				W_p, W_Q интервалы времени			
			УСВ-1		№		Календарное время			
1	ВЛ-35 кВ "Каспийск" ПС Яндыки-110 кВ	ТТ	КТ=0,5 Ктт=150/5 № 664-51	A	ТФН-35	№8351	10500	Ток первичный, I_1		
				-	-	-				
				C	ТФН-35	№8394				
		ТН	КТ=0,5 Ктн=35000/100 № 912-07	A	ЗНОМ-35	№1111987	Напряжение первичное, U_1			
				B	ЗНОМ-35	№1111983				
				C	ЗНОМ-35	№1111973				
		Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 31857-06	A1805RALXQ-P4GB-DW-4		№ 01202266	Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_q Календарное время			
		2	ВЛ-110кВ №78 ПС Дальняя-110 кВ	ТТ	КТ=0,5 Ктт=200/5 (ф.В 300/5) № 2793-88	A	ТФЗМ-110	№423581	44000	Ток первичный, I_1
						B	ТФЗМ-110	№1462		
C	ТФЗМ-110					№18892				
ТН	КТ=0,5 Ктн=110000/100 № 14205-05			A	НКФ-110	№1059332	Напряжение первичное, U_1			
				B	НКФ-110	№1099313				
				C	НКФ-110	№1059284				
Счетчик	КТ=0,2S Ксч=1 № 31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4		№ 01202265	Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_q Календарное время					

Канал измерений		Средство измерений					Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины			
Номер ИК в МВИ АИИС КУЭ Филиала ОАО «МРСК Юга» - «Астрахань-энерго»	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской номер					
3	ВЛ-110кВ Красносельская ПС Солодники-110 кВ	ТТ	КТ=0,5 Ктт=300/5 № 2793-88	A	ТФНД-110	№17977	66000	Ток первичный, I ₁			
				B	ТФНД-110	№18025					
				C	ТФНД-110	№18001					
		ТН	КТ=0,5 Ктн=110000/100 № 14205-05	A	НКФ-110	№950957		Напряжение первичное, U ₁			
				B	НКФ-110	№944938					
				C	НКФ-110	№964931					
		Счетчик	КТ=0,2S Ксч=1 № 31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4		№ 01202259		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время			
		4	ВЛ-110кВ №320 ПС Солодники-110 кВ	ТТ	КТ=0,5 Ктт=300/5 № 2793-88	A		ТФНД-110	№969	66000	Ток первичный, I ₁
						B		ТФНД-110	№970		
C	ТФНД-110					№971					
ТН	КТ=0,5 Ктн=110000/100 № 14205-05			A	НКФ-110	№950957	Напряжение первичное, U ₁				
				B	НКФ-110	№944938					
				C	НКФ-110	№964931					
Счетчик	КТ=0,2S Ксч=1 № 31857-06			A1802RALXQ-P4GB-DW-4		№ 01202260	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время				
5	ВЛ-110кВ №725 ПС Енотаевка-110 кВ			ТТ	КТ=0,5 Ктт=200/5 № 2793-88	A	ТФЗМ-110	№50818	44000		Ток первичный, I ₁
						B	ТФЗМ-110	№50820			
		C	ТФЗМ-110			№50761					
		ТН	КТ=0,5 Ктн=110000/100 № 14205-05	A	НКФ-110	№22557	Напряжение первичное, U ₁				
				B	НКФ-110	№22518					
				C	НКФ-110	№22528					
		Счетчик	КТ=0,2S Ксч=1 № 31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4		№ 01202261	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 в МВИ АИИС КУЭ Филиала ОАО «МРСК Юга» - «Астрахань-энерго»	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской номер					
6	ВЛ-110кВ №724 ПС Никольская-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S	A	ТФЗМ-110	№1469	132000	Ток первичный, I ₁			
			Ктт=300/5 № 32825-06	B	ТФЗМ-110	№1470					
				C	ТФЗМ-110	№1471					
		ТН		КТ=0,5 Ктн=110000/100 № 14205-05	A	НКФ-110		№838524	Напряжение первичное, U ₁		
			B		НКФ-110	№838498					
			C		НКФ-110	№868244					
		Счетчик	КТ=0,2S Ксч=1 № 31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4		№ 01202262		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время			
		7	Ввод Т-1 6кВ Ветлянка-110 кВ	ТТ	КТ=0,5	A		ТВЛМ-10	№1687	12000	Ток первичный, I ₁
					Ктт=1000/5 № 1856-63	-		-	-		
C	ТВЛМ-10					№3003					
ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70			НТМИ-6		№1259	Напряжение первичное, U ₁				
Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 31857-06			A1805RALXQ-P4GB-DW-4		№ 01202267	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время				
8	Ввод Т1-6кВ ПС Ушаковка-110 кВ			ТТ	КТ=0,5	A	ТВЛМ-10	№3518	18000		Ток первичный, I ₁
		Ктт=1500/5 № 1856-63	-		-	-					
			C		ТВЛМ-10	№3519					
			ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	НТМИ-6		№1251	Напряжение первичное, U ₁			
		Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 31857-06	A1805RALXQ-P4GB-DW-4		№ 01202268	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 в МВИ АИИС КУЭ Филиала ОАО «МРСК Юга» - «Астрахань-энерго»	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской номер		
9	Ввод Т2-6кВ ПС Ушаковка-110 кВ	ТТ	КТ=0,5	A	ТВЛМ-10	№3714	18000	Ток первичный, I ₁
			Ктт=1500/5	-	-	-		
			№ 7069-02	C	ТВЛМ-10	№3825		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	НТМИ-6		№1254		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 31857-06	A1805RALXQ-P4GB-DW-4		№ 01202269		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
10	ВЛ-110кВ №297 ПС Капустин Яр-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S	A	ТФЗМ-110	№1466	132000	Ток первичный, I ₁
			Ктт=600/5	B	ТФЗМ-110	№1467		
			№ 32825-06	C	ТФЗМ-110	№1468		
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110	№921255		Напряжение первичное, U ₁
			Ктн=110000/100	B	НКФ-110	№921247		
			№ 14205-05	C	НКФ-110	№921273		
		Счетчик	КТ=0,2S Ксч=1 № 31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4		№ 01202263	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
11	ОМВ-110кВ ПС Капустин Яр-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S	A	ТФЗМ-110	№1463	132000	Ток первичный, I ₁
			Ктт=600/5	B	ТФЗМ-110	№1464		
			№ 32825-06	C	ТФЗМ-110	№1465		
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110	№7982		Напряжение первичное, U ₁
			Ктн=110000/100	B	НКФ-110	№7639		
			№ 14205-05	C	НКФ-110	№7988		
		Счетчик	КТ=0,2S Ксч=1 № 31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4		№ 01202264	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ филиала
ОАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго» приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Метрологические характеристики измерительных каналов

№ ИИК	Активная электроэнергия					
	знач. $\cos\varphi$	$\delta_{Wp1-2}, [\%]$ для диапазона $W_{P1\%} \leq W_{P_{изм}} < W_{P2\%}$	$\delta_{Wp2-5}, [\%]$ для диапазона $W_{P2\%} \leq W_{P_{изм}} < W_{P5\%}^M$	$\delta_{Wp5-20}, [\%]$ для диапазона $W_{P5\%} \leq W_{P_{изм}} < W_{P20\%}$	$\delta_{Wp20-100}, [\%]$ для диапазона $W_{P20\%} \leq W_{P_{изм}} < W_{P100\%}$	$\delta_{Wp100-120}, [\%]$ для диапазона $W_{P100\%} \leq W_{P_{изм}} \leq W_{P120\%}^M$
ИИК №№ 6, 10, 11 ТТ-0,2S; ТН-0,5; Сч-0,2S	1,0	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
	0,8	не норм.	$\pm 1,9$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
	0,5	не норм.	$\pm 2,7$	$\pm 2,2$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
ИИК №№ 1, 7-9 ТТ-0,5; ТН-0,5; Сч-0,5S	1,0	не норм.	не норм.	$\pm 2,3$	$\pm 1,8$	$\pm 1,7$
	0,8	не норм.	не норм.	$\pm 3,3$	$\pm 2,2$	$\pm 2,1$
	0,5	не норм.	не норм.	$\pm 5,7$	$\pm 3,3$	$\pm 2,9$
ИИК №№ 2-5 ТТ-0,5; ТН-0,5; Сч-0,2S	1,0	не норм.	не норм.	$\pm 2,0$	$\pm 1,4$	$\pm 1,3$
	0,8	не норм.	не норм.	$\pm 3,1$	$\pm 1,9$	$\pm 1,7$
	0,5	не норм.	не норм.	$\pm 5,6$	$\pm 3,1$	$\pm 2,6$
№ ИИК	Реактивная электроэнергия					
	знач. $\cos\varphi$	$\delta_{Wq2-5}, [\%]$ для диапазона $W_{Q2\%} \leq W_{Q_{изм}} < W_{Q5\%}$	$\delta_{Wq5-20}, [\%]$ для диапазона $W_{Q5\%} \leq W_{Q_{изм}} < W_{Q20\%}$	$\delta_{Wq20-100}, [\%]$ для диапазона $W_{Q20\%} \leq W_{Q_{изм}} < W_{Q100\%}$	$\delta_{Wq100-120}, [\%]$ для диапазона $W_{Q100\%} \leq W_{Q_{изм}} \leq W_{Q120\%}$	
ИИК №№ 6, 10, 11 ТТ-0,2S; ТН-0,5; Сч-0,2S	1,0	-	-	-	-	
	0,8	$\pm 4,0$	$\pm 3,7$	$\pm 3,6$	$\pm 3,6$	
	0,5	$\pm 3,6$	$\pm 3,3$	$\pm 3,3$	$\pm 3,3$	
ИИК №№ 1, 7-9 ТТ-0,5; ТН-0,5; Сч-0,5S	1,0	-	-	-	-	
	0,8	не норм.	$\pm 5,6$	$\pm 4,2$	$\pm 3,9$	
	0,5	не норм.	$\pm 4,2$	$\pm 3,6$	$\pm 3,5$	
ИИК №№ 2-5 ТТ-0,5; ТН-0,5; Сч-0,2S	1,0	-	-	-	-	
	0,8	не норм.	$\pm 5,4$	$\pm 4,0$	$\pm 3,7$	
	0,5	не норм.	$\pm 4,0$	$\pm 3,5$	$\pm 3,3$	

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электро-энергии и средней мощности (30 мин.);

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интер-вала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго»:

- напряжение питающей сети: напряжение $(0,98 \dots 1,02) \cdot U_{ном}$, ток $(1 \div 1,2) \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,9$ инд;
- температура окружающей среды $(20 \pm 5)^\circ \text{C}$.

4. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго»:

- напряжение питающей сети $(0,9 \dots 1,1) \cdot U_{ном}$, сила тока $(0,01 \dots 1,2) \cdot I_{ном}$ для ИИК № 10-11; сила тока $(0,05 \dots 1,2) \cdot I_{ном}$ для ИИК № 1-9;

температура окружающей среды:

- от минус 40 до плюс 45 °С для счетчиков электрической энергии;
- трансформаторы тока по ГОСТ 7746;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983.

5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 52323-05 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 5 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена терминала связи на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном в Филиале ОАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго» как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго» измерительных компонентов:

- счетчиков электроэнергии А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- резервирование питания в АИИС КУЭ осуществляется при помощи источников бесперебойного питания (ИБП), обеспечивающих стабилизированное бесперебойное питание элементов АИИС КУЭ при скачкообразном изменении или пропадании напряжения.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 7$ суток;
- для сервера $T_v \leq 1$ час;
- для УСВ-1 $T_v \leq 1$ суток.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго» от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- данные ТТ о средних значениях фазных токов за тридцать минут хранятся в долговременной памяти электросчетчиков и передаются в базу данных ИВК;
- данные ТН обеспечены журналом автоматической регистрации событий;
- снижение напряжения по каждой из фаз А, В, С ниже уставок;
- исчезновение напряжения по всем фазам;
- восстановление напряжения;
- панели подключения к электрическим интерфейсам электросчетчиков защищены механическими пломбами;
- программа параметрирования электросчетчиков имеет пароль;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- пароль на счетчике.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- в УСВ-1 (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии А1800 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113 суток; при отключении питания – 30 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

МЕСТО И СПОСОБ НАНЕСЕНИЯ ЗНАКА УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

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

КОМПЛЕКТНОСТЬ ПОСТАВКИ

Комплектность АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго» определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго». Методика поверки». МП 765/446-2010 утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в июне 2010 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счетчик А1800 – по документу МП-2203-0042-2006, утвержденному ГЦИ СИ ВНИИМ в 2006 г;
- УСВ-1 – по документу ВЛСТ 221.00.000МП, утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» в декабре 2004 г;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50 °С, цена деления 1 °С.

СВЕДЕНИЯ О МЕТОДИКАХ (МЕТОДАХ) ИЗМЕРЕНИЙ

Измерения производятся в соответствии с документом «Методика выполнения измерений количества электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго».

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

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

2 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

6 ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

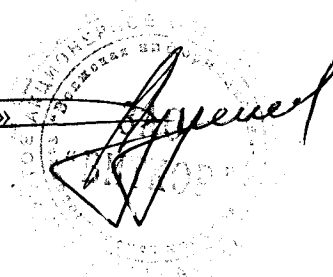
7 ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО «ВИТКОР»

юр. адрес: 109052, г. Москва, ул. Семеновская 10 стр. 3

Директор филиала ЗАО «ВИТКОР»



А.В. Дедушенко