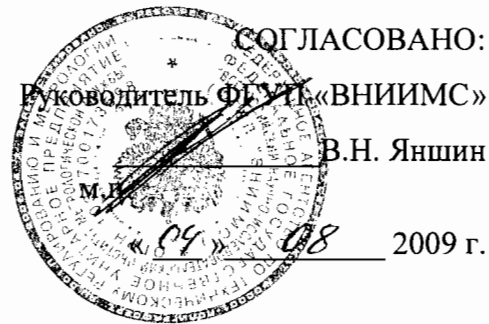


ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности филиала ОАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>41162-09</u>
--	---

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации ООО «Систел Автоматизация», заводской № 01.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности филиала ОАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго» (далее - АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго») предназначена для измерений и коммерческого учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго» предназначена для использования в составе многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Область применения: в филиале ОАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго» и граничащих с ним по цепям электроснабжения энергосистемах, промышленных и другие энергопотребляющих (энергопоставляющих) предприятиях.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго» представляет собой информационно-измерительную систему, состоящую из следующих основных средств измерений – измерительных трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии, устройств сбора и передачи данных (УСПД) и вспомогательного оборудования – устройств связи, модемов; верхнего уровня сбора информации – коммуникационного оборудования, сервера сбора и передачи данных, сервера баз данных и приложений и автоматизированных рабочих мест (АРМ) на базе ПЭВМ.

Система обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- 1) активной (реактивной) энергии за определенные интервалы времени по каналам учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу энергии;
- 2) средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета и объекту в целом;
- 3) календарного времени и интервалов времени.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и сервере сбора и передачи данных может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ.

В АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго» измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счетчиков трансформаторного включения) поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики «Протон» производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают активную мощность ($P=U \cdot I \cdot \cos\varphi$) и полную мощность ($S=U \cdot I$). Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q=(S^2-P^2)^{0.5}$. Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений P на 30-минутных интервалах времени. "СИСТЕЛ-УСПД" путем последовательного опроса счётчиков «Протон», каждому из которых присвоен индивидуальный сетевой адрес, автоматически осуществляет сбор информации её обработку, хранение, отображение первичных параметров энергопотребления. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется в УСПД. Сервер сбора и передачи данных предназначен для сбора информации по каналам связи с УСПД и последующей передачи ее на сервер баз данных и приложений. Сервер баз данных и приложений предназначен для долговременного хранения данных и организации доступа к ним. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМов. Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, сервера сбора и передачи данных и уровнем доступа АРМа к базе данных на сервере. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента АИИС КУЭ к другому, используются радиоканалы.

АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго» имеет систему обеспечения точного времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, сервера сбора и передачи данных и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени производится, не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени (УССВ) на основе GPS приемника, подключенного к серверу сбора и передачи данных АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго».

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, кроссовых и клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго» соответствуют техническим требованиям ОАО АТС к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращений активной электрической энергии, измерений календарного времени, интервалов времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учета энергопотребления. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ.

В системе обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 35 суток. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

Для защиты информации и измерительных каналов АИИС КУЭ от несанкционированного вмешательства предусмотрена механическая и программная защита. Все кабели, приходящие на счетчик от измерительных трансформаторов и сигнальные кабели от счетчика, кроссируются в пломбируемом отсеке счетчика.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго» являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре. Устройства связи, модемы различных типов, пульты оператора, дополнительные средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Таблица 1

Параметр	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности АИИС КУЭ при измерении электрической энергии.	Вычисляются по методике поверки в зависимости от состава ИК. Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 2
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	220± 22 50 ± 1
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	-30...+55 -40...+50
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	110, 10, 6
Первичные номинальные токи, кА	3;0,6;0,3; 0,2
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек учета, шт.	14
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Абсолютная погрешность при измерении текущего времени в системе и ее компонентах, не более, секунд	±5
Средний срок службы системы, лет	20

Таблица 2

Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении электрической энергии, %.

№ ИК	Состав ИК**	cos φ (sin φ)	$\delta_{1(2)}^* \%$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
			$I_{1(2)}$ % < I ≤ 5%	$I_{5\%} < I \leq I_{20\%}$	$I_{20\%} < I \leq I_{100\%}$	$I_{100\%} < I \leq I_{120\%}$
1,2	ТТ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	±2,2	±1,5	±1,4	±1,4
		0,8	±2,6	±2,2	±2,1	±2,1
		0,5	±2,9	±2,4	±2,2	±2,2
	ТТ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	±3,6	±3,4	±3,4
		0,5 (0,87)	Не нормируется	±3,0	±2,9	±2,9
23. 126	ТТ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	±2,2	±1,5	±1,4	±1,4
		0,8	±2,6	±2,2	±2,1	±2,1

		0,5	±2,9	±2,4	±2,2	±2,2
	ТТ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	±3,6	±3,4	±3,4
		0,5 (0,87)	Не нормируется	±3,0	±2,9	±2,9
60, 61	ТТ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	±2,2	±1,5	±1,4	±1,4
		0,8	±2,6	±2,2	±2,1	±2,1
		0,5	±2,9	±2,4	±2,2	±2,2
	ТТ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	±3,6	±3,4	±3,4
		0,5 (0,87)	Не нормируется	±3,0	±2,9	±2,9
21, 22	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	±2,5	±1,6	±1,5	±1,5
		0,8	±3,3	±2,4	±2,2	±2,2
		0,5	±4,5	±3,0	±2,5	±2,5
	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	±3,8	±3,5	±3,5
		0,5 (0,87)	Не нормируется	±3,1	±3,0	±3,0
56-59	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	±2,5	±1,6	±1,5	±1,5
		0,8	±3,3	±2,4	±2,2	±2,2
		0,5	±4,5	±3,0	±2,5	±2,5
	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	±3,8	±3,5	±3,5
		0,5 (0,87)	Не нормируется	±3,1	±3,0	±3,0
94, 93	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	1	Не нормируется	±1,7	±1,0	±0,88
		0,8	Не нормируется	±2,4	±1,5	±1,2
		0,5	Не нормируется	±4,0	±2,3	±1,8
	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	±4,6	±3,7	±3,5
		0,5 (0,87)	Не нормируется	±3,5	±3,0	±3,0

*) Примечание: Погрешность нормируется для тока I от 2% до 5% номинального значения при $\cos \varphi < 1$.

**) В процессе эксплуатации системы возможны замены отдельных измерительных компонентов без переоформления сертификата об утверждении типа АИИС КУЭ: стандартизованных компонентов – измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии на аналогичные утвержденные типов, класс точности которых должен быть не хуже класса точности первоначально указанных в таблице, а также УСПД – на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом, согласно требованиям ст. 4.2 МИ 2999-2006. Акт хранится совместно с опи-

санием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Для разных сочетаний классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации рассчитываются согласно алгоритмам, приведенным в методике поверки АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго».

Пределы допускаемой относительной погрешности по средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах:

$$\delta_p = \pm \sqrt{\delta^2 + \left(\frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{cp}} \right)^2}, \text{ где}$$

δ_p - пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности и энергии, в процентах;

δ - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.2 при измерении электроэнергии, в процентах;

K - масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

K_e - внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт•ч);

T_{cp} - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

P - величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности по средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$\delta_{p, \text{корр.}} = \frac{\Delta t}{3600T_{cp}} \cdot 100\%, \text{ где}$$

Δt - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах); T_{cp} - величина интервала усреднения мощности (в часах).

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

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

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплект поставки приведен в таблице 3, 4 и 5.

Таблица 3.

Канал учета			Средство измерений		Наименование измеряемой величины
Номер измерит. канала	Код точки измерения	Наименование объекта учета (измерительного канала)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические характеристики	
1	2	3	4	5	6
1		ПС-110 кВ "Граждановская" ВЛ-110кВ "Соседская правая"	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 ПУ1 А-6441 В-6425 С-6424 Кэф. Тр.: 110000/100 Кл. т: 0,5 № госреестра: 14205-94	Первичное напряжение, U_1

Канал учета			Средство измерений		Наименование измеряемой величины
Номер измерит канала	Код точки измерения	Наименование объекта учета (измерительного канала)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические характеристики	
1	2	3	4	5	6
			ТТ трансформа- тор тока	ТФЗМ-110Б-1У1 А-63171 В-63172 С-63174 Коэф. Тр.: 200/5 Кл. т: 0,2S № госреестра: 2793-88	Первичный ток, I_1
			Счетчик	«Протон» СЭ-05-100-1 07944539 Кл. т: 0,5S № госреестра: 29292-06	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
2		ПС-110 кВ "Граждановская" ВЛ-110кВ "Соседская левая"	ТН трансфор- матор напряже- ния	НКФ-110 ПУ1 А-6422 В-6457 С-6430 Коэф. Тр.: 110000/100 Кл. т: 0,5 № госреестра: 14205-94	Первичное напряже- ние, U_1
			ТТ трансформа- тор тока	ТФЗМ-110Б-1У1 А-63175 В-63176 С-63177 Коэф. Тр.: 200/5 Кл. т: 0,2S № госреестра: 2793-88	Первичный ток, I_1
			Счетчик	«Протон» СЭ-05-100-1 07944540 Кл. т: 0,5S № госреестра: 29292-06	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
21		ПС-110 кВ "Иловайская" 10 кВ кл-2 ТСН-1 ОРУ-220 кВ	ТН трансфор- матор напряже- ния	НАМИ-10-95 УХЛ2 АВС-3157 Коэф. Тр.: 10000/100 Кл. т: 0,5 № госреестра: 20186-05	Первичное напряже- ние, U_1
			ТТ трансформа- тор тока	ТЛМ-10 А-00302 С-00324 Коэф. Тр.: 200/5 Кл. т: 0,5S № госреестра: 2473-00	Первичный ток, I_1
			Счетчик	«Протон» СЭ-05-100-1 06945166 Кл. т: 0,5S № госреестра: 29292-06	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
22		ПС-110 кВ "Иловайская" 10 кВ кл-5 ТСН-2	ТН трансфор- матор напряже- ния	НАМИ-10-95 УХЛ2 АВС-3064 Коэф. Тр.: 10000/100	Первичное напряже- ние, U_1

Канал учета			Средство измерений		Наименование измеряемой величины
Номер измерит канала	Код точки измерения	Наименование объекта учета (измерительного канала)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические характеристики	
1	2	3	4	5	6
		ОРУ-220 кВ		Кл. т: 0,5 № госреестра: 20186-05	Первичный ток, I_1
			ТТ трансформатор тока	ТЛМ-10 А-00307 С-00303 Коэф. Тр.: 200/5 Кл. т: 0,5S № госреестра: 2473-00	
			Счетчик	«Протон» СЭ-05-100-1 06944855 Кл. т: 0,5S № госреестра: 29292-06	
23		ПС-110 кВ "Кожзавод" ВЛ-110кВ "Соседская правая"	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 ПУ1 С-6421 В-6432 А-6429 Коэф. Тр.: 110000/100 Кл. т: 0,5 № госреестра: 14205-94	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-1У1 А-63169 В-63170 С-63173 Коэф. Тр.: 200/5 Кл. т: 0,2S № госреестра: 2793-88	Первичный ток, I_1
			Счетчик	«Протон» СЭ-05-100-1 06945167 Кл. т: 0,5S № госреестра: 29292-06	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
56		ПС-110 кВ "Малиновская" яч. 6 кВ №12 "ЦРП-1"	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 АВС-223 Коэф. Тр.: 6000/100 Кл. т: 0,5 № госреестра: 380-49	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформатор тока	ТПЛ-10-1 А-1599 В-1598 С-1597 Коэф. Тр.: 3000/5 Кл. т: 0,5S № госреестра: 30709-06	Первичный ток, I_1
			Счетчик	«Протон» СЭ-05-100-1 06945209 Кл. т: 0,5S № госреестра: 29292-06	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
57		ПС-110 кВ	ТН трансфор-	НТМИ-6	Первичное напряже-

Канал учета			Средство измерений		Наименование измеряемой величины
Номер измерит канала	Код точки измерения	Наименование объекта учета (измерительного канала)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические характеристики	
1	2	3	4	5	6
			ТТ трансформатор тока	ТПЛ-10-1 А-1600 В-1601 С-1602 Коэф. Тр.: 3000/5 Кл. т: 0,5S № госреестра: 30709-06	Первичный ток, I_1
			Счетчик	«Протон» СЭ-05-100-1 06945218 Кл. т: 0,5S № госреестра: 29292-06	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
			ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 АВС-2611 Коэф. Тр.: 6000/100 Кл. т: 0,5 № госреестра: 380-49	Первичное напряжение, U_1
58		ПС-110 кВ "Малиновская" яч. 6 кВ №28 "ЦРП-1"	ТТ трансформатор тока	ТПЛ-10-1 А-1603 В-1604 С-1605 Коэф. Тр.: 3000/5 Кл. т: 0,5S № госреестра: 30709-06	Первичный ток, I_1
			Счетчик	«Протон» СЭ-05-100-1 06945219 Кл. т: 0,5S № госреестра: 29292-06	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
			ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 АВС-2612 Коэф. Тр.: 6000/100 Кл. т: 0,5 № госреестра: 380-49	Первичное напряжение, U_1
59		ПС-110 кВ "Малиновская" яч. 6 кВ №29 "ЦРП-2"	ТТ трансформатор тока	ТПЛ-10-1 А-1606 В-1607 С-1608 Коэф. Тр.: 3000/5 Кл. т: 0,5S № госреестра: 30709-06	Первичный ток, I_1
			Счетчик	«Протон» СЭ-05-100-1 06945220 Кл. т: 0,5S № госреестра: 29292-06	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q

Канал учета			Средство измерений		Наименование измеряемой величины
Номер измерит канала	Код точки измерения	Наименование объекта учета (измерительного канала)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические характеристики	
1	2	3	4	5	6
60		ПС-110 кВ "Нащекинская" ОМВ-110кВ	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А-1209 В-1254 С-1505 Коеф. Тр.: 110000/100 Кл. т: 0,5 № госреестра: 14205-94	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформатор тока	ТВИ-110 А-347 В-348 С-349 Коеф. Тр.: 600/5 Кл. т: 0,2S № госреестра: 30559-05	Первичный ток, I_1
			Счетчик	«Протон» СЭ-05-100-1 06945227 Кл. т: 0,5S № госреестра: 29292-06	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
61		ПС-110 кВ "Нащекинская" ВЛ-110кВ "Соседская левая"	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А-1358 В-1210 С-1493 Коеф. Тр.: 110000/100 Кл. т: 0,5 № госреестра: 14205-94	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформатор тока	ТВИ-110 А-344 В-345 С-346 Коеф. Тр.: 600/5 Кл. т: 0,2S № госреестра: 30559-05	Первичный ток, I_1
			Счетчик	«Протон» СЭ-05-100-1 06945240 Кл. т: 0,5S № госреестра: 29292-06	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
93		ПС-110 кВ "Рассказовская" ВЛ-110 кВ "Соседская правая"	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А-1072471 В-1068672 С-1072582 Коеф. Тр.: 110000/100 Кл. т: 0,5 № госреестра: 14205-94	Первичное напряжение, U_1

Канал учета			Средство измерений		Наименование измеряемой величины
Номер измерит канала	Код точки измерения	Наименование объекта учета (измерительного канала)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические характеристики	
1	2	3	4	5	6
			ТТ трансформатор тока	ТФНД-110 А-6093 В-4968 С-6055 Коеф. Тр.: 600/5 Кл. т: 0,5 № госреестра: 2793-71	Первичный ток, I_1
			Счетчик	«Протон» СЭ-02-100-1 05944299 Кл. т: 0,2S № госреестра: 29292-06	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
94		ПС-110 кВ "Рассказовская" ОВВ-110 кВ	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А-1072499 В-1072459 С-1072404 Коеф. Тр.: 110000/100 Кл. т: 0,5 № госреестра: 14205-94	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформатор тока	ТФЗМ-110 А-27631 В-27566 С-27646 Коеф. Тр.: 600/5 Кл. т: 0,5 № госреестра: 2793-88	Первичный ток, I_1
			Счетчик	«Протон» СЭ-02-100-1 06945272 Кл. т: 0,2S № госреестра: 29292-06	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
126		ПС-110 кВ "Шпикуловская" ВЛ-110кВ "Шпикуловская-1"	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 ПУ1 С-6419 В-6437 А-6433 Коеф. Тр.: 110000/100 Кл. т: 0,5 № госреестра: 14205-94	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-1У1 А-63179 В-63181 С-63183 Коеф. Тр.: 300/5 Кл. т: 0,2S № госреестра: 2793-88	Первичный ток, I_1
			Счетчик	«Протон» СЭ-05-100-1 07944159 Кл. т: 0,5S № госреестра: 29292-06	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q

Таблица 4.

Наименование средств измерений	Количество приборов в АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго»	Номер в Госреестре средств измерений
Измерительные трансформаторы тока ГОСТ 7746: ТФЗМ-110Б-1У1, ТЛМ-10, ТПЛ-10-1, ТВИ-1, ТФНД-110, ТФЗМ-110	Согласно схеме объекта учета	2793-88, 2473-00, 30709-06, 30559-05, 2793-71
Измерительные трансформаторы напряжения ГОСТ 1983: НКФ-110 ПУ1, НАМИ-10-95 УХЛ2, НТМИ-6,	Согласно схеме объекта учета	14205-94, 20186-05, 380-49
Счетчики электрической энергии «Протон» (СЭ-05-100-1, СЭ-02-100-1)	По количеству точек учета	№29292-06
УСПД типа Систел SU1M-FDH-RZ-0N		№29627-05
Сервер сбора и передачи данных	Один	
Сервер баз данных и приложений	Один	
Приемник сигналов точного времени GPS Acutime 2000 SK	Один	

Таблица 5.

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации.	Необходимое количество для АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго»
Источник бесперебойного питания (ИБП)	7
Приемник сигналов точного времени Garmin GPS-16	7
Терминальная станция GSM 900/1800 TC35i Siemens	14
Разветвитель интерфейса RS-485	10
Устройство защиты от повреждения высоковольтными импульсами типа «УЗ-4-12-М»	7
ЭВМ АРМов администратора и операторов АИИС КУЭ «Тамбовэнерго»	2
Базовое программное обеспечение ПО АИИС «БАЗИС»	1
Программа конфигурации счетчиков типа «Протон»	1
Формуляр на систему	Один экземпляр
Методика поверки	Один экземпляр
Руководство по эксплуатации	Один экземпляр

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго» проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности филиала ОАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго» Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.

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 многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии «Протон» в соответствии с методикой поверки утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2006г.
- Радиочасы МИР РЧ-01.
Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

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 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

ГОСТ 7746 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

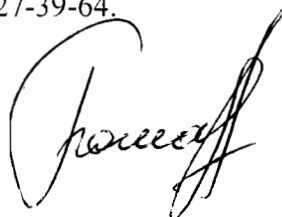
Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности филиала ОАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель: ООО «Систел Автоматизация»

Адрес: РФ, 115201, г. Москва, Каширское шоссе, 22, корп.3.

Тел. (495) 727-19-16; факс/авт. (495) 727-39-64.

Генеральный директор
ООО «Систел Автоматизация»



А.Т. Комаров