

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ГЦИ СИ

ГРУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

10 ИЮНЯ 2007 г.



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Калугаэнерго» РСК	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № 35160-07
---	--

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации ЗАО ИТФ «Системы и технологии», заводской № 01.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Калугаэнерго» РСК (в дальнейшем – АИИС КУЭ ОАО «Калугаэнерго» РСК) предназначена для измерений, коммерческого и технического учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ ОАО «Калугаэнерго» РСК 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 ОАО «Калугаэнерго» РСК и граничащих с ним по цепям электропитания энергосистемах, промышленных и других энергопотребляющих (энергопоставляющих) предприятиях.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ОАО «Калугаэнерго» РСК представляет собой информационно-измерительную систему, состоящую из следующих основных средств измерений – измерительных трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии, сервера сбора данных и вспомогательного оборудования – устройств связи, модемов различных типов, верхнего уровня сбора информации – коммуникационного сервера, сервера хранения коммерческой информации АИИС КУЭ Филиала ОАО «Калугаэнерго» РСК (в дальнейшем - сервер) 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, группам каналов 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, группам каналов учета и объекту в целом;
- 3) календарного времени и интервалов времени.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и сервере сбора 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 ОАО «Калугаэнерго» РСК 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 СЭТ-4ТМ.02, производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают активную мощность ($P=U \cdot I \cdot \cos\phi$) 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. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется на сервере сбора данных. На сервере происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи специализированного программного обеспечения, а также сбор, накопление и сохранение измерительной информации. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМов. Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, сервера сбора 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 проводные линии связи, GSM-каналы, телефонные линии связи.

АИИС КУЭ ОАО «Калугаэнерго» РСК имеет систему обеспечения точного времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, сервера сбора данных и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени производится, не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройства синхронизации времени (УСВ-1) на основе GPS приемника, подключенного к ЭВМ сервера АИИС КУЭ ОАО «Калугаэнерго» РСК.

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 ОАО «Калугаэнерго» РСК соответствуют техническим требованиям НП 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. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа Note-Book с последующей передачей данных на компьютер высшего уровня.

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, крессируются в пломбируемом отсеке счетчика.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ ОАО «Калугаэнерго» РСК являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре. Устройства связи, модемы различных типов, пульта 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	+18...+22 -40...+40
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, 35
Первичные номинальные токи, кА	0,6; 0,4; 0,1; 0,075
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек учета, шт.	16
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Абсолютная погрешность при измерении текущего времени в системе и ее компонентах за сутки, не более, секунд	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 2

Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении электрической энергии, %.

№ ИК	Состав ИК*	$\cos \phi$ ($\sin \phi$)	$\pm \delta_{5\%I}$	$\pm \delta_{20\%I}$	$\pm \delta_{100\%I}$
			$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I < I_{120\%}$
1, 8	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	$\pm 2,2$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$
		0,8 (инд.)	$\pm 3,3$	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$
		0,5 (инд.)	$\pm 5,6$	$\pm 3,2$	$\pm 2,5$
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,60)	$\pm 5,0$	$\pm 2,8$	$\pm 2,4$
		0,5 (0,87)	$\pm 3,3$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$
4	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	$\pm 2,2$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$
		0,8 (инд.)	$\pm 3,3$	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$
		0,5 (инд.)	$\pm 5,6$	$\pm 3,2$	$\pm 2,5$
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,60)	$\pm 4,5$	$\pm 2,5$	$\pm 1,9$
		0,5 (0,87)	$\pm 2,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$
2, 3, 16	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	1	$\pm 1,8$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$
		0,8 (инд.)	$\pm 2,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$
		0,5 (инд.)	$\pm 5,4$	$\pm 3,0$	$\pm 2,2$
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,60)	$\pm 4,5$	$\pm 2,5$	$\pm 1,9$
		0,5 (0,87)	$\pm 2,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$
5, 6, 11, 12	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 1,0 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	$\pm 2,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,8$
		0,8 (инд.)	$\pm 3,5$	$\pm 2,4$	$\pm 2,2$
		0,5 (инд.)	$\pm 6,0$	$\pm 3,9$	$\pm 3,3$
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 1,0 Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,60)	$\pm 4,8$	$\pm 3,0$	$\pm 2,6$
		0,5 (0,87)	$\pm 2,9$	$\pm 2,0$	$\pm 1,7$
7	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 1,0 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	$\pm 2,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,8$
		0,8 (инд.)	$\pm 3,5$	$\pm 2,4$	$\pm 2,2$
		0,5 (инд.)	$\pm 6,0$	$\pm 3,9$	$\pm 3,3$
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 1,0 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,60)	$\pm 5,3$	$\pm 3,3$	$\pm 3,0$
		0,5 (0,87)	$\pm 3,5$	$\pm 2,4$	$\pm 2,3$
9, 15	ТТ класс точности 1,0 ТН класс точности 1,0 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	$\pm 3,7$	$\pm 2,4$	$\pm 2,0$
		0,8 (инд.)	$\pm 5,9$	$\pm 3,4$	$\pm 2,7$
		0,5 (инд.)	$\pm 10,9$	$\pm 6,0$	$\pm 4,5$

№ ИК	Состав ИК*	$\cos \phi$ ($\sin \phi$)	$\pm \delta$ 5%I $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\pm \delta$ 20%I $I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\pm \delta$ 100%I $I_{100\%} \leq I < I_{120\%}$
	ТТ класс точности 1,0 ТН класс точности 1,0 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,60)	$\pm 8,9$	$\pm 4,9$	$\pm 3,8$
		0,5 (0,87)	$\pm 5,3$	$\pm 3,2$	$\pm 2,6$
13, 14	ТТ класс точности 1,0 ТН класс точности 1,0 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	$\pm 3,7$	$\pm 2,4$	$\pm 2,0$
		0,8 (инд.)	$\pm 5,9$	$\pm 3,4$	$\pm 2,7$
		0,5 (инд.)	$\pm 10,9$	$\pm 6,0$	$\pm 4,5$
	ТТ класс точности 1,0 ТН класс точности 1,0 Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,60)	$\pm 8,7$	$\pm 4,7$	$\pm 3,5$
		0,5 (0,87)	$\pm 5,0$	$\pm 2,8$	$\pm 2,2$
10	ТТ класс точности 1,0 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	$\pm 3,6$	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$
		0,8 (инд.)	$\pm 5,7$	$\pm 3,1$	$\pm 2,4$
		0,5 (инд.)	$\pm 10,7$	$\pm 5,6$	$\pm 4,0$
	ТТ класс точности 1,0 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,60)	$\pm 8,8$	$\pm 4,6$	$\pm 3,4$
		0,5 (0,87)	$\pm 5,2$	$\pm 2,9$	$\pm 2,4$

Примечание:

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

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:

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

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

δ_s - 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:

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

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 изме- рит канала	Код точки измерения	Наименование объекта учета (измерительного канала)	Тип СИ	обозначение, тип, метрологические характеристики	
1	2	3	4	5	6
1	402070003107201	ВЛ-110кВ Ворсино-Мишуково	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 37188 В № 36903 С № 36923 Кoeff. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напря- жение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТФНД-110Б-1У1 А № 51906 В № 51549 С № 51953 Кoeff. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ 4ТМ.02.2 № 05030217 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_p Энергия реактив- ная, W_Q
2	402080004108201	ВЛ-35кВ Мишуково- Колосово с отп	ТН трансформатор напряжения	НОМ-35 А № 200 В № 201 С № 202 Кoeff. тр. 35000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 187-49	Первичное напря- жение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТФНД-35 А № 847 С № 848 Кoeff. тр. 100/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 3689-73	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ 4ТМ.02.2 № 08051976 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 5А; № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_p Энергия реактив- ная, W_Q

1	2	3	4	5	6
3	402080003108101	ВЛ 35 кВ «Егоровка- Ермилово»	ТН трансформатор напряжения	НОМ-35 А № 100 В № 101 С № 102 Коэфф. тр. 35000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 187-49	Первичное напря- жение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТФНД-35 А № 154 С № 155 Коэфф. тр. 75/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 3689-73	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ 4ТМ.02.2 № 08051669 Кл.т. 0,2S/0,5 Iном= 5А; № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_p Энергия реактив- ная, W_Q
4	402070005107101	ВЛ-110кВ Протон - Космос	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110-83У1 А № 47766 В № 57989 С № 58001 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1188-84	Первичное напря- жение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТФЗМ - 110Б А № 178 В № 179 С № 180 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-88	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ 4ТМ.02.0 № 12020008 Кл.т. 0,5S/0,5 Iном= 5А; № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_p Энергия реактив- ная, W_Q

1	2	3	4	5	6
5	402070005107202	ВЛ-110кВ Космос-Заокская с отп.	ТН трансформатор напряжения	НКФ 110-57У1 А № 658773 В № 663059 С № 22575 Коефф. тр. 110000/100 Кл.т. 1,0 № Гос. р. 14205-94	Первичное напря- жение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТФЗМ - 110 А № 44711 В № 24390 С № 45088 Коефф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-88	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ 4ТМ.02.0 № 12020047 Кл.т. 0,5S/0,5 Ином= 5А; № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_p Энергия реактив- ная, W_Q
6	402070005107201	ВЛ-110кВ Шипово - Космос	ТН трансформатор напряжения	НКФ 110-57У1 А № 658773 В № 663059 С № 22575 Коефф. тр. 110000/100 Кл.т. 1,0 № Гос. р. 14205-94	Первичное напря- жение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТФЗМ - 110 А № 24557 В № 24662 С № 24563 Коефф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-88	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ 4ТМ.02.0 № 12020051 Кл.т. 0,5S/0,5 Ином= 5А; № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_p Энергия реактив- ная, W_Q

1	2	3	4	5	6
7	402070005107908	ОМВ-110кВ	ТН трансформатор напряжения	НКФ 110-57У1 А № 658773 В № 663059 С № 22575 Коефф. тр. 110000/100 Кл.т. 1,0 № Гос. р. 14205-94	Первичное напря- жение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ - 110Б-1У1 А № 24378 В № 24410 С № 24569 Коефф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-88	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ 4ТМ.02.2 № 05031220 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_p Энергия реактив- ная, W_Q
8	402070004107201	ВЛ-110 кВ Шипово-Ферзиково	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 33999 В № 33754 С № 33791 Коефф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напря- жение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ - 110Б-1У1 А № 33534 С № 33528 Коефф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-88	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ 4ТМ.02.2 № 05031145 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_p Энергия реактив- ная, W_Q

1	2	3	4	5	6
9	402070001107101	ВЛ-110 кВ Черепеть-Агеево	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 697763 В № 697799 С № 693831 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 1,0 № Гос. р. 922-54	Первичное напря- жение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТНДМ - 110 Б А № 3488 В № 3489 С № 3490 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 1,0 № Гос. р. 33751-07	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ 4ТМ.02.2 № 05030035 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_P Энергия реактив- ная, W_Q
10	402070001107903	ОМВ 110 кВ	ТН трансформатор напряжения	НКФ- 110 А № 1611 В № 1625 С № 1606 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напря- жение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТНДМ – 110Б А № 7863 В № 7864 С № 7865 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 1,0 № Гос. р. 33751-07	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ 4ТМ.02.2 № 05031125 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_P Энергия реактив- ная, W_Q

1	2	3	4	5	6
11	402070006107101	ВЛ-110 кВ Черепеть-Шепелёво сев.	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 656023 В № 656002 С № 653602 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 1,0 № Гос. р. 922-54	Первичное напря- жение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТФЗМ - 110Б-1У1 А № 51934 В № 51913 С № 51956 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-88	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ 4ТМ.02.0 № 12020046 Кл.т. 0,5S/0,5 Ином= 5А; № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_P Энергия реактив- ная, W_Q
12	402070006107201	ВЛ-110 кВ Черепеть-Шепелёво южн.	ТН трансформатор напряжения	НК-110 А № 653593 В № 653596 С № 656017 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 1,0 № Гос. р. 922-54	Первичное напря- жение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТФЗМ - 110Б-1У1 А № 50400 В № 50587 С № 51998 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-88	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ 4ТМ.02.0 № 12020045 Кл.т. 0,5S/0,5 Ином= 5А; № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_P Энергия реактив- ная, W_Q

1	2	3	4	5	6
13	402070006107102	ВЛ-110 кВ Шепелёво-Белев-1	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 656023 В № 656002 С № 653602 Коефф. тр. 110000/100 Кл.т. 1,0 № Гос. р. 922-54	Первичное напря- жение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТВ - 110 А № 1310 В № 1128 С № 2340 Коефф. тр. 400/5 Кл.т. 1,0 № Гос. р. 20644-00	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ 4ТМ.02.0 № 12020050 Кл.т. 0,5S/0,5 Ином= 5А; № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_P Энергия реактив- ная, W_Q
14	402070006107202	ВЛ-110 кВ Шепелёво-Белев-2	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 653593 В № 653596 С № 656017 Коефф. тр. 110000/100 Кл.т. 1,0 № Гос. р. 922-54	Первичное напря- жение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТВ - 110 А № 4100 В № 2811 С № 1825 Коефф. тр. 400/5 Кл.т. 1,0 № Гос. р. 20644-00	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ 4ТМ.02.0 № 12020060 Кл.т. 0,5S/0,5 Ином= 5А; № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_P Энергия реактив- ная, W_Q

1	2	3	4	5	6
15	402070006107908	ОМВ-110 кВ	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 656023/653593 В № 656002/653596 С № 653602/656017 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 1,0 № Гос. р. 922-54	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТВ - 110 А № 4809 В № 6597 С № 6599 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 1,0 № Гос. р. 20644-00	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ 4ТМ.02.2 № 05030216 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
16	402080002108201	ВЛ-35 кВ Вербезичи-Бытошь	ТН трансформатор напряжения	НОМ-35 А № 1166128 В № 1168613 С № 11653678 Коэфф. тр. 35000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 187-49	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1-У1 А № 23236 С № 23252 Коэфф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 3689-73	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ 4ТМ.02.2 № 08051961 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 5А; № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q

Таблица 4

Наименование средств измерений	Количество приборов в АИИС КУЭ ОАО «Калугаэнерго» РСК	Номер в Госреестре средств измерений
Измерительные трансформаторы напряжения ГОСТ 1983 НКФ-110, НОМ-35, НКФ 110-57У1	Согласно схеме объекта учета	№ 922-54, 187-49, 380-69
Измерительные трансформаторы тока ГОСТ 7746 ТФЗМ-35Б-1-У1, ТВ – 110, ТНДМ – 110Б, ТФНД-35	Согласно схеме объекта учета	№ 3689-73, 20644-00, 33751-07, 2793-88
Электросчетчики СЭТ-4ТМ.02.2	По количеству точек учета	№ 20175-01
ИВК «ИКМ-Пирамида»	Заводской № 206	№ 29484-05
Контроллеры СИКОН С10	Заводские №№ 10, 107, 108, 111, 125, 126, 139, 195	№ 21741-03
Устройство синхронизации времени УСВ-1	Заводской № 482	№ 28716-05

Таблица 5.

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации.	Необходимое количество для АИИС КУЭ ОАО «Калугаэнерго» РСК
Программный пакет «Пирамида 2000». Версия 8.02	один
Программное обеспечение электросчетчиков СЭТ-4ТМ.02.2	один
Формуляр на систему	1 (один) экземпляр
Методика поверки	1 (один) экземпляр
Руководство по эксплуатации	1 (один) экземпляр

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ ОАО «Калугаэнерго» РСК проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «Калугаэнерго» РСК. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2007 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 счетчиков по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ 4ТМ.02.2. Методика поверки»;
- средства поверки УСВ-1 в соответствии с методикой поверки утвержденной ВНИИФТРИ в 2004г.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНАЯ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие тех-

нические условия».

ГОСТ 7746 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

МИ 2999-2006 «Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

Изготовитель: ЗАО ИТФ «Системы и технологии»

Адрес: РФ, 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8.

Тел/факс: (4922) 34-09-40, 33-67-66, 33-79-60.

Генеральный директор
ЗАО ИТФ «Системы и технологии»



О.Н. Комаровских