

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО:



Директор ВНИИМС И.С. ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

04 » 07 2007 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Брянскэнерго» Региональная сетевая компания для оптового рынка электроэнергетики

Внесена в Государственный реестр средств измерений

Регистрационный № 35371-07

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

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Брянскэнерго» Региональная сетевая компания для оптового рынка электроэнергии (в дальнейшем – АИИС КУЭ ОРЭ ОАО «Брянскэнерго» РСК) предназначена для измерений и коммерческого (технического) учета электрической энергии (мощности), а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ ОРЭ ОАО «Брянскэнерго» 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: на ОАО «Брянскэнерго» РСК и граничащих с ним по цепям электроснабжения энергосистемах, промышленных и другие энергопотребляющих (энергопоставляющих) предприятиях.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ОРЭ ОАО «Брянскэнерго» 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 ОРЭ ОАО «Брянскэнерго» 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 ОРЭ ОАО «Брянскэнерго» 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.03 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 в устройство сбора и передачи данных (УСПД). В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения, установленного на УСПД, далее информация поступает на сервер, где происходит накопление и отображение собранной информации при помощи АРМов. Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками multifunctional электросчетчиков, УСПД и уровнем доступа АРМа к базе данных. 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 ОРЭ ОАО «Брянскэнерго» 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 системного времени (УССВ) на основе GPS приемника, подключенного к ЭВМ сервера АИИС КУЭ ОРЭ ОАО «Брянскэнерго» 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 ОРЭ ОАО «Брянскэнерго» 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 СЭТ-4ТМ.03 (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа NoteBook 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, проходящие на счетчик от измерительных трансформаторов и сигнальные кабели от счетчика, кроссируются в пломбируемом отсеке счетчика.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ ОРЭ ОАО «Брянскэнерго» 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	+5...+30 -40...+30
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; 10; 6;
Первичные номинальные токи, кА	6; 0,6; 0,3; 0,2; 0,15; 0,1; 0,05;
Номинальное вторичное напряжение, В	100;
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек учета, шт.	26
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	15

Таблица 2

Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении электрической энергии, %.

№ ИК	Состав ИК*	cos φ (sin φ)	δ 5%I	δ 20%I	δ 100%I
			I _{5%} <I ≤I _{20%}	I _{20%} <I ≤I _{100%}	I _{100%} <I ≤I _{120%}
1-5, 11-21, 26	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия) Δt=5° С	1	±1,7	±0,99	±0,81
		0,8 (инд.)	±2,3	±1,3	±1,0
		0,5 (инд.)	±3,9	±2,2	±1,6
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия) Δt=5° С	0,8 (0,6)	±3,3	±1,9	±1,4
		0,5 (0,87)	±2,2	±1,4	±1,0
6-10, 22, 25	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия) Δt=15° С	1	±1,7	±0,99	±0,82
		0,8 (инд.)	±2,3	±1,3	±1,1
		0,5 (инд.)	±3,9	±2,2	±1,6
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5	0,8 (0,6)	±3,3	±1,9	±1,4

	Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия) $\Delta t=15^\circ \text{C}$	0,5 (0,87)	$\pm 2,3$	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$
23, 24	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия) $\Delta t=10^\circ \text{C}$	1	$\pm 1,7$	$\pm 0,99$	$\pm 0,81$
		0,8 (инд.)	$\pm 2,3$	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия) $\Delta t=10^\circ \text{C}$	0,5 (инд.)	$\pm 3,9$	$\pm 2,2$	$\pm 1,6$
		0,8 (0,6)	$\pm 3,3$	$\pm 1,9$	$\pm 1,4$
		0,5 (0,87)	$\pm 2,2$	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$

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 ОРЭ ОАО «Брянскэнерго» 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:

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

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, выраженной 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.

Точка измерений			Средство измерений		Наименование измеряемой величины
Номер точки измерений	Код точки измерения	Наименование точки измерений	вид СИ	обозначение, тип, метрологические характеристики	
1	2	3	4	5	6
1	322070020107202	ВЛ-110 кВ Шаблыкино	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 1068811 В № 1072367 С № 1072442 Коефф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФНД-110 А № 8449 С № 8433 Коефф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0112058049 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
2	322070020107201	ВЛ-110 кВ Богородицкая	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 1068811 В № 1072367 С № 1072442 Коефф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ-110 А № 49281 ТФНД-110 В № 4838 С № 6011 Коефф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0102061032 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
3	3220700201079 01	СОВ 110 кВ	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 1052218 В № 1059051 С № 1062217 Коефф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напряжение, U_1

			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ -110Б А № 20984 В № 21005 С № 20966 Кoeff. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0112058071 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
4	322070020208101	ВЛ-35 кВ Юрьево	ТН трансформатор напряжения	ЗНОМ-35 65 У1 А № 1081091 В № 1081101 С № 1081136 Кoeff. тр. 350000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 912-54	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФНД-35 А № 21987 С № 27225 Кoeff. тр. 200/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 3689-73	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0112058177 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
			ТН трансформатор напряжения	ЗНОМ-35 65 У1 А № 1120807 В № 1121024 С № 1121081 Кoeff. тр. 350000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 912-54	Первичное напряжение, U_1
5	322070020208201	ВЛ-35 кВ Ильинская	ТТ трансформаторы тока	ТФНД-35 А № 14250 С № 14040 Кoeff. тр. 200/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 3689-73	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0112058048 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
			ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 № 6530 Кoeff. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2611-70	Первичное напряжение, U_1
6	322070020314201	Фидер 612	ТТ трансформаторы тока	ТПШЛ 10-У3 А № 6990 С № 2323 Кoeff. тр. 3000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1423-60	Первичный ток, I_1

			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0112058007 Кл.т. 0,2S/0,5 I _{ном} = 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q
7	322070020314101	Фидер 615	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 № 4141 Коефф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2611-70	Первичное напряжение, U ₁
			ТТ трансформаторы тока	ТПШЛ-10 У3 А № 6992 С № 1650 Коефф. тр. 3000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1423-60	Первичный ток, I ₁
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0112058067 Кл.т. 0,2S/0,5 I _{ном} = 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q
8	322070020314202	Фидер 616	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 № 6530 Коефф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2611-66	Первичное напряжение, U ₁
			ТТ трансформаторы тока	ТВЛМ-10 А № 16975 С № 44777 Коефф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1856-63	Первичный ток, I ₁
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0112058056 Кл.т. 0,2S/0,5 I _{ном} = 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q
9	322070020314401	Фидер 628	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 № 5585 Коефф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2611-70	Первичное напряжение, U ₁
			ТТ трансформаторы тока	ТПШЛ 10-У3 А № 1714 С № 690 Коефф. тр. 3000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1423-60	Первичный ток, I ₁
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0112058161 Кл.т. 0,2S/0,5 I _{ном} = 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q
10	322070020314301	Фидер 631	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 № 1086 Коефф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2611-70	Первичное напряжение, U ₁

			ТТ трансформаторы тока	ТПШЛ 10-У3 А № 2110 С № 2133 Коэфф. тр. 3000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1423-60	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0112058063 Кл.т. 0,2S/0,5 I _{ном} = 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
11	322080001108101	ВЛ-35 кВ Вербежичи	ТН трансформатор напряжения	НАМИ-35 № 70 Коэфф. тр. 35000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 19813-00	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФНД-35М А № 843 С № 1182 Коэфф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 3689-73	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0112058087 Кл.т. 0,2S/0,5 I _{ном} = 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
12	322070001107101	ВЛ-110 кВ Рославль	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110-83 У1 А № 61616 В № 61471 С № 61464 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1188-84	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б1 А № 8403 В № 8398 С № 8405 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0112058097 Кл.т. 0,2S/0,5 I _{ном} = 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
13	322070001107901	ОМВ-110 кВ	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110-83 У1 А № 61436 В № 46673 С № 61443 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1188-84	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ-110 А № 59727 В № 59673 С № 913 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1

			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0112058025 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
14	322070002107102	ВЛ 110 кВ Дятьковская - Литейная	ТН трансформатор на- пряжения	НКФ-110 А № 60916 В № 59805 С № 60915 Коефф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напряже- ние, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б А № 8920 В № 8940 С № 8918 Коефф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0112058098 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
15	322070002107101	ВЛ 110 кВ Цементная- Дятьковская	ТН трансформатор на- пряжения	НКФ-110 А № 1500443 В № 1500453 С № 1500456 Коефф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напряже- ние, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ -110 А № 5008 В № 5007 С № 5009 Коефф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 16023-97	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0112058172 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
16	322070003107101	Ввод 110кВ Т1 - отпай- ка от ВЛ-110кВ Дять- ковская-Литейная	ТН трансформатор на- пряжения	НАМИ-110 А № 1403 В № 1416 С № 1426 Коефф. тр. 110000/10 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 24218-03	Первичное напряже- ние, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ-110 А № 24873 В № 24864 С № 24852 Коефф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-88	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0112058073 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q

17	322070003107201	Ввод 110кВ Т2 - отпайка от ВЛ-110кВ Цементная-Литейная	ТН трансформатор напряжения	НАМИ-110 А № 1427 В № 1432 С № 1411 Козфф. тр. 110000/10 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 24218-03	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ-110 А № 42952 В № 43065 С № 289 Козфф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-88	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0112058171 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
18	322070024107101	Ввод 110 кВ Т1 - отпайка от ВЛ 110 кВ Дятьковская -Литейная	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 3638 В № 3636 С № 3612 Козфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б А № 12682 В № 12728 С № 12714 Козфф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0112058174 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
19	322070024107102	Ввод 110 кВ Т2 - отпайка от ВЛ 110 кВ Цементная Литейная	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 3635 В № 3615 С № 3637 Козфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б А № 12729 В № 12681 С № 12716 Козфф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0108059076 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
20	322070004107201	ВЛ-110кВ Лопандино	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 53565 В № 53165 С № 53271 Козфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напряжение, U_1

			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ –110Б А № 25125 В № 25118 С № 25155 Коефф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0112058143 Кл.т. 0,2S/0,5 I _{ном} = 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
21	322070004107901	ОМВ-110кВ	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 53565/53440 В № 53165/53388 С № 53271/53399 Коефф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ -110 А № 50723 В № 48531 С № 50617 Коефф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0109055045 Кл.т. 0,2S/0,5 I _{ном} = 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
22	322070005213101	Ввод Т-1 10 кВ	ТН трансформатор напряжения	НАМИ-10У2 № 858 Коефф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 11094-87	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТЛМ -10 А № 6664 С № 6667 Коефф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2473-69	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0112058031 Кл.т. 0,2S/0,5 I _{ном} = 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
23	322070027107201	ВЛ 110 кВ Холмечи – Суземка Западная	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 905716 В № 905798 С № 905872 Коефф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФНД-110 А № 158 В № 165 С № 175 Коефф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1

			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0112058076 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
24	322070027107101	ВЛ 110 кВ Холмечи – Суземка Восточная	ТН трансформатор на- пряжения	НКФ-110 А № 905847 В № 905852 С № 901653 Коефф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напряже- ние, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФНД-110 А № 162 В № 173 С № 150 Коефф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0108052055 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
25	322070027107901	ОМВ 110 кВ	ТН трансформатор на- пряжения	НКФ-110 А № 905716/905847 В № 905798/905852 С № 905872/901653 Коефф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напряже- ние, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФНД-110 А № 172 В № 159 С № 156 Коефф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0112058175 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
26	322070028208201	ВЛ-35 кВ Ивановка	ТН трансформатор на- пряжения	НАМИ-35 № 358 Коефф. тр. 35000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 19813-00	Первичное напряже- ние, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТВ-35/10 А № 195 В № 195 С № 195 Коефф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 19720-00	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0109054006 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; R = 5000 имп/(кВт·ч) № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q

Таблица 4.

Наименование средств измерений	Количество приборов в АИИС КУЭ ОРЭ ОАО «Брянскэнерго» РСК	Номер в Госреестре средств измерений
Измерительные трансформаторы тока ГОСТ 7746: ТФНД-110, ТВ-35/10, ТЛМ -10, ТФЗМ-110Б1, ТФНД-35М, ТПШЛ 10-УЗ, ТВЛМ-10, ТПШЛ-10 УЗ, ТПШЛ 10-УЗ, ТФНД-35, ТФЗМ -110Б, ТФЗМ-110.	Согласно схеме объекта учета	№19720-00, №2473-69, №2793-88, №16023-97, №1856-63, №1423-60, №3689-73, №2793-71.
Измерительные трансформаторы напряжения ГОСТ 1983: НКФ-110, ЗНОМ-35 65 У1, НТМИ-6-66, НАМИ-35, НКФ-110-83 У1, НАМИ-110, НАМИ-10У2.	Согласно схеме объекта учета	№ 922-54, №912-54, №2611-70, №19813-00, №1188-84, №24218-03, №11094-87.
СЭТ-4ТМ.03	По количеству точек учета	№27524-04.
Контроллер СИКОН С70, СИКОН С50	10	28822-05, 28823-05.
Сервер сбора данных	Один	
Приёмник меток времени GPS	Один	

Таблица 5.

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации.	Необходимое количество для АИИС КУЭ ОРЭ ОАО «Брянскэнерго» РСК
Модуль грозозащиты ГЗКС-4	6
Разветвительная коробка RS-485	28
Интерфейсный модуль RS-485 / RS-422	10
Сотовый модем Siemens TC35	17
Модем An Com ST/A04 ООС/330	17
Программный пакет «Пирамида 2000» Версия 8.0	4
Программное обеспечение электросчетчиков «Конфигуратор СЭТ-4ТМ»	2
Формуляр на систему	Один экземпляр
Методика поверки	Один экземпляр
Руководство по эксплуатации	Один экземпляр

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ ОРЭ ОАО «Брянскэнерго» РСК проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОРЭ ОАО «Брянскэнерго» 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 многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с методикой поверки утвержденной Нижегородским ЦСМ в 2004г.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ 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 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 технические 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 (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Брянскэнерго» Региональная сетевая компания для оптового рынка электроэнергии 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