

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ



СОГЛАСОВАНО:

И.В.Волков ЦЕНТРОФЭУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

22 » 10 2009 г.

<p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ЗАО «ЦОПэнерго» для энергоснабжения ООО «КОКА-КОЛА ЭйчБиСи ЕВРАЗИЯ» (филиал в г.Орле)</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>42749-09</u></p>
---	---

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации ООО «Фирма «Неон АВМ», г. Мытищи, Московской обл, согласованной с ОАО «АТС», заводской номер 001

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ЗАО «ЦОПэнерго» для энергоснабжения ООО «КОКА-КОЛА ЭйчБиСи ЕВРАЗИЯ» (филиал в г.Орле) (в дальнейшем – АИИС КУЭ ЦОПэнерго/КОКА-КОЛА (филиал в г.Орле) предназначена для измерений, коммерческого учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ ЦОПэнерго/КОКА-КОЛА (филиал в г.Орле), 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 АИИС КУЭ ЗАО «ЦОПэнерго» и граничащих с ним по цепям электро-снабжения энергосистемах, промышленных и других энергопотребляющих (энергопоставляющих) предприятиях.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ЦОПэнерго/КОКА-КОЛА (филиал в г.Орле), представляет собой трехуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Нижний (1-й уровень) уровень состоит из установленных на объектах контроля электронных счетчиков активной и реактивной электроэнергии с цифровым интерфейсом RS485, измерительных трансформаторов тока и напряжения, вторичных измерительных цепей и технических средств приема-передачи данных, образующих 4 измерительных канала (далее по тексту – «ИК») системы.

Второй уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), в который входит УСПД типа RTU-325L, обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК, технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

Третий уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК). ИВК представляет собой центральное устройство сбора (сервер), коммутационные средства, рабочие станции (АРМ) и специальное программное обеспечение. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, диагностики состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в ОАО «АТС».

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 УСПД 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 ЦОПэнерго/КОКА-КОЛА (филиал в г.Орле), измерения и передача данных на верхний уровень происходят 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.03М.01 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. 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 ИВК (сервер), где происходит накопление и отображение собранной информации. Полный перечень информации, передаваемой на ИВК, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, УСПД и специализированным программным обеспечением сервера. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента АИИС КУЭ к другому, используются проводные линии связи, GSM-сеть связи.

АИИС КУЭ ЦОПэнерго/КОКА-КОЛА (филиал в г.Орле) имеет 2 независимых устройства синхронизации времени на основе GPS-приемника. Коррекция времени в УСПД производится не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройства синхронизации времени на основе GPS-приемника, подключенного к УСПД при наличии расхождения, превышающего ± 1 с. Коррекция времени на сервере производится не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройства синхронизации времени на основе GPS-приемника, подключенного к серверу.

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 ЦОПэнерго/КОКА-КОЛА (филиал в г.Орле), соответствуют критериям качества АИИС КУЭ, определенным согласно техническим требованиям ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращения активной электрической энергии, 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 и УСПД соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам или к УСПД (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. Предусмотрен самостоятельный старт УСПД после возобновления питания.

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 ЦОПэнерго/КОКА-КОЛА (филиал в г.Орле), являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре средства измерений. Устройства связи, модемы различных типов, пульта оператора, 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	-20...+40 -20...+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	10
Первичные номинальные токи, кА	0,4; 0,2; 0,15
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек измерения, шт.	4
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, %.

№ ИИК	Состав ИИК	cos φ (sin φ)	$\delta_{1(2)\%I}$ $I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$\delta_{5\%I}$ $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\delta_{20\%I}$ $I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\delta_{100\%I}$ $I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$
1-4	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	Не нормируется	±2,0	±1,3	±1,1
		0,8 (инд.)	Не нормируется	±2,8	±1,7	±1,4
		0,5 (инд.)	Не нормируется	±4,2	±2,4	±1,9

ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	±3,8	±2,4	±1,8
	0,5(0,87)	Не нормируется	±2,9	±2,0	±1,5

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 ЦОПэнерго/КОКА-КОЛА (филиал в г.Орле).

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:

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

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 ИИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра	
1	Пс "Юго-Восточная" 110/10 кВ, ЗРУ-10кВ КТП-1 ф.10757	ТТ	ТЛМ-10 Кт= 150/5 класс точности 0,5 №№ 9803 1659 № ГР 2473-00	Ток, 5 А (номинальный вторичный)
		ТН	НТМИ-10 Кт= 10000/100 класс точности 0,5 № 3149 № ГР 831-69	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 класс точности 0,5S/1 № 0808090352 № ГР 36697-08	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная
2	Пс "Юго-Восточная" 110/10 кВ, ЗРУ-10кВ КТП-2 ф.10778	ТТ	ТЛМ-10 Кт= 200/5 класс точности 0,5 №№ 7884 85771 № ГР 2473-00	Ток, 5 А (номинальный вторичный)
		ТН	НАМИ-10 Кт= 10000/100 класс точности 0,5 № 1034 № ГР 11094-87	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 класс точности 0,5S/1 № 0808090950 № ГР 36697-08	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная
3	Пс "Юго-Восточная" 110/10 кВ, ЗРУ-10кВ, КТП-3 ф.10767	ТТ	ТЛМ-10 Кт= 400/5 класс точности 0,5 №№ 5762 3697 5495 № ГР 2473-00	Ток, 5 А (номинальный вторичный)

		ТН	НТМИ-10 Кт= 10000/100 класс точности 0,5 № 3149 № ГР 831-69	Напряжение, 380 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 класс точности 0,5S/1 № 0808091023 № ГР 36697-08	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная
4	Пс "Юго- Восточная" 110/10 кВ, ЗРУ-10кВ, КТП-4 ф.10772	ТТ	ТЛМ-10 Кт= 400/5 класс точности 0,5 №№ 02230 02243 02238 № ГР 2473-00	Ток, 5 А (номинальный вторичный)
		ТН	НАМИ-10 Кт= 10000/100 класс точности 0,5 № 1034 № ГР 11094-87	Напряжение, 380 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 класс точности 0,5S/1 № 0808090995 № ГР 36697-08	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная

Таблица 4

Наименование средств измерений	Количество приборов в АИИС КУЭ ЦОП-энерго/КОКА-КОЛА (филиал в г.Орле)	Номер в Госреестре средств измерений
Измерительные трансформаторы тока ГОСТ 7746 ТЛМ-10	Согласно схеме объекта учета	№ 2473-00
Измерительные трансформаторы напряжения ГОСТ 1983 НТМИ-10 НАМИ-10	Согласно схеме объекта учета	№ 831-69 11094-87
Электронные счётчики производства ФГУП "Нижегородский завод им.М.В.Фрунзе", г.Нижний Новгород СЭТ-4ТМ.03М.01	По количеству точек измерения	№ 36697-08
Устройство сбора и передачи данных RTU-325L	1 шт.	№ 37288-08

Таблица 5

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации	Необходимое количество для АИИС КУЭ ЦОПэнерго/КОКА-КОЛА (филиал в г.Орле)
ИБК - IBMxSeries346 MT-M8840-EDY Xeon 3.0 1gb ram 4X73.4 hdd, ИБП APC smart ups 1500.	1 шт.
Сотовый модем MC35i	1 шт.
Источник бесперебойного питания (ИБП) Smart-UPS 1500	1 шт.
УСВ-1 ВЛСТ 221.00.000-01 со встроенным GPS приемником LASSE SKII.	1 шт.
АРМ	1 шт.
Инженерный пульт на базе Notebook	1 шт.
Сотовый модем MC35i	3 шт.
Устройство синхронизации времени MC-225	1 шт.
Формуляр на систему	1(один) экземпляр
Методика поверки	1(один) экземпляр
Руководство по эксплуатации	1(один) экземпляр
ПО «Пирамида 2000. Сервер»	Состав программных модулей определяется заказом потребителя
Программное обеспечение электросчетчиков	
Программное обеспечение УСПД RTU-325L	

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ ЦОПэнерго/КОКА-КОЛА (филиал в г.Орле) проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ЦОПэнерго/КОКА-КОЛА (филиал в г.Орле). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ 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 счетчиков электрической энергии трехфазных многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М.01в соответствии с методикой поверки, утвержденной ВНИИМ в 2006 г.;
 - средства поверки устройств сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L в соответствии с методикой поверки, утвержденной ВНИИМС в 2008 г.
- 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) Национальный стандарт Российской Федерации «Статические счетчики активной энергии классов 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».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ЦОПэнерго/КОКА-КОЛА (филиал в г.Орле), утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель:

ООО «Фирма «Неон АВМ»,
141008, г. Мытищи, Московской обл.,
ул. Терешковой 12-59
тел/факс (495) 510-53-04, 993-01-67

Директор ООО «Фирма «Неон АВМ»

А.Г. Тайманов

