

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ



СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ГЦИ СИ
ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

« 24 » 12 2009 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» РСК	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>43871-10</u>
---	---

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации ООО "ГорЭнергоПроект", заводской № 02.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» РСК (в дальнейшем – АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» 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 «Кубаньэнерго» 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 «Кубаньэнерго» и граничащих с ним по цепям электроснабжения энергосистемах, промышленных и других энергопотребляющих (энергопоставляющих) предприятиях.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» РСК представляет собой информационно-измерительную систему, состоящую из трех функциональных уровней.

Первый уровень включает в себя измерительно-информационный комплекс (ИИК) и выполняет функцию автоматического проведения измерений в точке измерений. В состав ИИК входят измерительные трансформаторы тока и напряжения, вторичные измерительные цепи, счетчики электрической энергии.

Второй уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) и выполняет функцию консолидации информации по данной электроустановке либо группе электроустановок. В состав ИВКЭ входят устройство сбора и передачи данных (УСПД), обеспечивающее интерфейс доступа к ИИК, технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура, модемы). УСПД предназначены для сбора, накопления, обработки, хранения и отображения первичных данных об электроэнергии и мощности со счетчиков, а также для передачи накопленных данных по каналам связи на уровень ИВК (АРМ).

Третий уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК). В состав ИВК входят: промконтроллер (компьютер в промышленном исполнении); технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура); технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, автоматической диагностики состояния средств измерений, подготовки отчетов и передачи их различным пользователям.

Система обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- 1) активной (реактивной) электроэнергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу электроэнергии;
- 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.

Измеренные значения активной и реактивной электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в базе данных УСПД СИКОН С70 и ИВК «ИКМ-Пирамида».

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 «Кубаньэнерго» 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.03.01 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 сервер, где происходит накопление собранной информации. Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных 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, радиоканалы стандарта GSM, телефонные линии связи.

АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» РСК имеет систему обеспечения единого времени (СО-ЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, ИВК (сервера) и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени производится, не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени (УСВ-1), подключенного к ИВК «ИКМ-Пирамида».

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 «Кубаньэнерго» РСК соответствуют «Техническим требованиям ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. 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.03.01 (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа NoteBook с последующей передачей данных на ИВК верхнего уровня.

В системе обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе - не менее 35 суток (для счетчиков СЭТ-4ТМ.03.01 глубина хранения каждого массива профиля мощности при интервале интегрирования 30 мин. составляет 3,7 месяца; для УСПД СИКОН С70 глубина хранения графика средних мощностей за интервал 30 мин. - 45 суток; для ИВК ИКМ-Пирамида - 3,5 года). 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 ОАО «Кубаньэнерго» РСК, являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре. Устройства связи, модемы различных типов, 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	-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	110; 10
Первичные номинальные токи, кА	0,6; 0,4; 0,3; 0,05
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек учета, 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, %.

№ ИК	Состав ИК	cos φ (sin φ)	±δ			
			±δ 1% I _{1%} ≤ I < I _{5%}	±δ 5% I _{5%} ≤ I < I _{20%}	±δ 20% I _{20%} ≤ I < I _{100%}	±δ 100% I _{100%} ≤ I < I _{120%}
3	ТТ класс точности 0,5	1	-	2,3	1,7	1,6
	ТН класс точности 0,5	0,8 (инд.)	-	3,7	2,8	2,1
	Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	0,5 (инд.)	-	5,7	3,3	2,8
	ТТ класс точности 0,5	0,8 (0,60)	-	5,6	4,1	3,8
	ТН класс точности 0,5	0,5 (0,87)	-	3,5	2,9	2,7
2 1 64;	ТТ класс точности 0,5	1	-	2,3	1,7	1,6
	ТН класс точности 0,5	0,8 (инд.)	-	3,4	2,3	2,1
	Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	0,5 (инд.)	-	5,7	3,4	2,8
	ТТ класс точности 0,5	0,8 (0,60)	-	5,3	3,1	2,6
	ТН класс точности 0,5	0,5 (0,87)	-	3,6	2,4	2,2

Примечание:

*) В процессе эксплуатации системы возможны замены отдельных измерительных компонентов без переоформления свидетельства 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 «Кубаньэнерго» 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 измерит. канала	Код точки измерения	Наименование объекта учета (измерительного канала)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические характеристики	
1	2	3	4	5	6
3		ПС 35/10 кВ «Маломино» ВЛ-10 МА-5	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-10 А № 75 В № 75 С № 75 Коэфф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 831-69	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТВК-10 А № 13423 С № 24583 Коэфф. тр. 50/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 8913-82	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03.01 № 0108078512 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 1 А; № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
2	232070015107201	ВЛ-110-51 «Заветная»	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110-57-У1 А № 1107379 В № 1107365 С № 15534 Коэфф. тр. 110000/100	Первичное напряжение, U_1

				Кл.т. 0,5 № Гос. р. 14205-05	
			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-ІУ1 А № 46383 С № 46288 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-88	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03.01 № 0110064165 Кл.т. 0,5S/1,0 Іном= 1 А; № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
1	232070016107101	ВЛ-110-11 «Сенгилевская»	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110-57-У А № 1042474 В № 1042400 С № 1042477 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 14205-05	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФНД-110 А № 1452 С № 1545 Коэфф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-88	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03.01 № 11040019 Кл.т. 0,5S/1,0 Іном= 1 А; № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
64	232070013107101	ВЛ-110-91 «Курджиново»	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110-57-У1 А № 23290 В № 5850 С № 21561 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 14205-05	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-ІУ1 А № 24619 В № 11292 С № 24550 Коэфф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03.01 № 0107076181 Кл.т. 0,5S/1,0 Іном= 1 А; № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q

Таблица 4.

Наименование средств измерений (СИ)	Количество СИ	Номер в Госреестре СИ
Измерительные трансформаторы напряжения ГОСТ 1983 НТМИ-10, НКФ-110-57-У1	Согласно схеме объекта учета	№ 831-69; № 14205-05
Измерительные трансформаторы тока ГОСТ 7746 ТВК-10, ТФНД-110, ТФЗМ-110Б-У1	Согласно схеме объекта учета	№ 2793-71 №8913-82; № 2793-88
СЭТ-4ТМ.03.01	По количеству точек учета	№ 27524-04
Контроллер СИКОН С70	По количеству точек учета	№28822-05
Устройство синхронизации времени УСВ-1	Заводской №125	№28716-05
ИВК «ИКМ – Пирамида»	Заводской № 119, 120, 121	№29484-05

Таблица 5.

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации.	Количество
Устройство бесперебойного питания для СИКОН С70	четыре
Программный пакет «Пирамида 2000». Версия 8.02	один
Программное обеспечение электросчетчиков СЭТ-4ТМ.03.01	один
Формуляр на систему	1(один) экземпляр
Методика поверки	1(один) экземпляр
Руководство по эксплуатации	1(один) экземпляр

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» РСК проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» РСК» Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 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.
- средства поверки УСВ-1 в соответствии с методикой поверки утвержденной ВНИИФ-ТРИ 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. ГЦИ. 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 «Кубаньэнерго» РСК утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель: ООО "ГорЭнергоПроект"

Адрес юридический:
190121, г. Санкт-Петербург,
Лоцманская ул., д.20, лит. А,
пом. 14Н

Генеральный директор
ООО "ГорЭнергоПроект"



П. Озолиньш