

# ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ



СОГЛАСОВАНО:

ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

11.09.07 2007 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «Баксанская ГЭС»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>56333-07</u>
---	---

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации ОАО «Инженерный центр», г. Нижний Новгород, заводской № 2.

## НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ Баксанская ГЭС (в дальнейшем – АИИС КУЭ «Баксанская ГЭС») предназначена для измерений активной, реактивной энергии и мощности, позволяющая определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом рынке электроэнергии (мощности), а также для автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации.

Область применения: АИИС КУЭ «Баксанская ГЭС» применяется в ОАО «Кабардино-Балкарская Гидрогенерирующая Компания» (Республика Кабардино-Балкария, Баксанский район, с. Атажукина) и граничащих с ним по цепям электроснабжения энергосистемах, промышленных и других энергопотребляющих (энергопоставляющих) предприятиях.

## ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ «Баксанская ГЭС» функционально представляет собой трехуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

1-ый уровень АИИС КУЭ «Баксанская ГЭС» включает в себя измерительно-информационный комплекс (ИИК 1-10) и выполняет функцию автоматического проведения измерений в точке измерений. В состав ИИК входят измерительные трансформаторы тока и напряжения, вторичные измерительные цепи, счетчики электрической энергии.

2-ий уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), основу которого выполняет контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 (УСПД), обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК, технические средства приема-передачи данных (каналообразующей аппаратуры), и специализированное программное обеспечение.

3-ий уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК). Базовым элементом ИВК является ИВК «ИКМ Пирамида» и специализированное программное обеспечение. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, диагностики состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов. Данные учета с уровня ИВК в автоматическом режиме передаются в НП «АТС» и филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» - «Северокавказское РДУ» - ОДУ Юга.

Система обеспечивает измерение следующих основных параметров:

- 1) активной (реактивной) энергии за определенные интервалы времени по каналам учета;
- 2) средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета;
- 3) календарного времени и интервалов времени.

Измеренные значения активной (реактивной) электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в базе данных УСПД.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках, УСПД, АРМ сбора данных хранится информация: регистрация различных событий, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Все виды передаваемой информации привязаны к единому времени. Единое время ведется в ИВК «ИКМ-Пирамида» (ИВК), по которому корректируется время УСПД (ИВКЭ), ИИК.

В АИИС КУЭ «Баксанская ГЭС» измерение 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), за исключением ЗРУ 0,22 кВ, где цифровой сигнал с выхода счетчика поступает на GSM модем Siemens MC35i и далее в ИВК.

В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения программно-технического комплекса, установленного на УСПД (ИВКЭ), далее информация поступает на ИВК «ИКМ-Пирамида», где происходит накопление и отображение собранной информации.

Данные из УСПД СИКОН С70 (уровень ИВКЭ) передаются на ИВК «ИКМ-Пирамида» по каналу Ethernet (основной канал). В качестве резервного канала связи также применяется канал Ethernet. Раз в сутки с ИВК «ИКМ-Пирамида» формируется файл, содержащий информацию о результатах измерений по всем точкам измерений (№1-10). В виде файла соответствующего формата данные пересылаются заинтересованным сторонам: в НП «АТС» и филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» - «Северокавказское РДУ» - ОДУ Юга и смежным субъектам.

АИИС КУЭ «Баксанская ГЭС» имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, АРМ и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени производится, не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени (УСВ - 1) на основе GPS-приемника, подключенного к ИВК «ИКМ-Пирамида».

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрено пломбирование средств измерений и учета, клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы.

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ «Баксанская ГЭС» соответствуют критериям качества АИИС КУЭ, определенным согласно техническим требованиям НП «АТС» к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращений активной (реактивной) 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.

Глубина хранения графика нагрузки в системе равна 113 суток. (Для счетчиков СЭТ-

4ТМ.03 глубина хранения каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 мин. составляет до 114 дней; для СИКОН С70 глубина хранения графика средних мощностей за интервал 30 мин. – 35 суток; для ИВК – 3,5 года). При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ «Баксанская ГЭС» 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 ИИК. 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 типа, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	+20...+30 -30...+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; 6; 0,22
Первичные номинальные токи, кА	1; 0,6; 0,4; 0,075
Номинальное вторичное напряжение, В	220; 100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек учета, шт.	10
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)	$\delta_{1(2)\%I}$	$\delta_{5\%I}$	$\delta_{20\%I}$	$\delta_{100\%I}$
			$I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$
1	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	±2,3	±1,3	±1,1	±1,1
		0,8 (инд.)	±2,8	±1,7	±1,4	±1,4
		0,5 (инд.)	±4,2	±2,4	±1,9	±1,9
	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	±4,8	±2,4	±1,8	±1,8
		0,5(0,87)	±4,2	±2,0	±1,5	±1,5
2-8	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
9, 10	ТТ класс точности 0,5S Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	±2,3	±1,2	±1,0	±1,0
		0,8 (инд.)	±2,7	±1,6	±1,2	±1,2
		0,5 (инд.)	±4,1	±2,2	±1,6	±1,6
	ТТ класс точности 0,5S Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	±4,7	±2,2	±1,6	±1,6
		0,5(0,87)	±4,1	±1,9	±1,4	±1,4

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 одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. 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 «Баксанская ГЭС».

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:

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

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

$\delta_s$  - 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:

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

$\Delta t$  - 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

Комплектность АИИС КУЭ «Баксанская ГЭС» приведена в таблице 3, 4 и 5.

Таблица 3.

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
Номер п/п	Наименование присоединения (по документации энергообъекта)	Номер по схеме (по документации энергообъекта), вид СИ	Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра	
1	Г-1 6 кВ	ТТ	3х ТПОЛ-10, 1000/5 Кл 0,5S Зав. № 13616; 13617; 13618 ГР № 1261-02	Ток, 5 А (номинальный вторичный)
		ТН	НТМИ-6 6000/100 Кл 0,5 Зав. № 414351 ГР № 380-49	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл 0,5S/1,0 Зав. № 0107078209 ГР № 27524-04	Ном. ток 5 А, энергия активная/реактивная
2	Г-2 6 кВ	ТТ	3х ТПОЛ-10, 1000/5 Кл 0,5 Зав. № 18939; 18068; 18981 ГР № 1261-02	Ток, 5 А (номинальный вторичный)
		ТН	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл 0,5 Зав. № 0662 ГР № 18178-99	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл 0,5S/1,0 Зав. № 0107078188 ГР № 27524-04	Ном. ток 5 А, энергия активная/реактивная
3	Г-3 6 кВ	ТТ	3х ТПОФ, 1000/5 Кл 0,5 Зав. № 40479; 40468; 40471 ГР № 518-50	Ток, 5 А (номинальный вторичный)
		ТН	НТМИ-6 6000/100 Кл 0,5 Зав. № 7664 ГР № 380-49	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл 0,5S/1,0 Зав. № 0107078172 ГР № 27524-04	Ном. ток 5 А, энергия активная/реактивная
4	Л-3 110 кВ	ТТ	3х ТФЗМ-110Б, 600/5 Кл 0,5 Зав. № 42359; 42366; 42361 ГР № 2793-88	Ток, 5 А (номинальный вторичный)

		ТН	3х НКФ-110-83-У1 110000/100 Кл 0,5 Зав. № 50693; 50764; 50649 ГР № 1188-84	Напряжение, 100 В (номинальное вто- ричное)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл 0,5S/1,0 Зав. № 0107078134 ГР № 27524-04	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная
5	Л-4 110 кВ	ТТ	3х ТФЗМ-110Б, 600/5 Кл 0,5 Зав. № 25556; 25544; 25571 ГР № 2793-88	Ток, 5 А (номиналь- ный вторичный)
		ТН	3х НКФ-110-83-У1 110000/100 Кл 0,5 Зав. № 50693; 50764; 50649 ГР № 1188-84	Напряжение, 100 В (номинальное вто- ричное)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл 0,5S/1,0 Зав. № 0108071338 ГР № 27524-04	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная
6	Л-37 110 кВ	ТТ	3х ТФЗМ-110Б, 600/5 Кл 0,5 Зав. № б/н; 49170; б/н ГР № 2793-88	Ток, 5 А (номиналь- ный вторичный)
		ТН	3х НКФ-110-83-У1 110000/100 Кл 0,5 Зав. № 50693; 50764; 50649 ГР № 1188-84	Напряжение, 100 В (номинальное вто- ричное)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл 0,5S/1,0 Зав. № 0108071207 ГР № 27524-04	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная
7	Л-210 110 кВ	ТТ	2х ТФЗМ-110Б, 600/5 Кл 0,5 Зав. № 18450; 13436 ГР № 2793-88 ТФНД-110, 600/5 Кл 0,5 Зав. № 13936 ГР № 2793-88	Ток, 5 А (номиналь- ный вторичный)
		ТН	3х НКФ-110-83-У1 110000/100 Кл 0,5 Зав. № 1509837; 1509893; 1509895 ГР № 1188-84	Напряжение, 100 В (номинальное вто- ричное)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл 0,5S/1,0 Зав. № 0108071178 ГР № 27524-04	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная

8	Л-211 110 кВ	ТТ	3х ТФЗМ-110Б, 600/5 Кл 0,5 Зав. № 637; 718; б/н ГР № 2793-88	Ток, 5 А (номиналь- ный вторичный)
		ТН	3х НКФ-110-83-У1 110000/100 Кл 0,5 Зав. № 1509837; 1509893; 1509895 ГР № 1188-84	Напряжение, 100 В (номинальное вто- ричное)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл 0,5S/1,0 Зав. № 0108071067 ГР № 27524-04	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная
9	ТСН-101 0,22 кВ	ТТ	3х Т-0,66, 400/5 Кл 0,5S Зав. № 129215; 129216; 129217 ГР № 22656-02	Ток, 5 А (номиналь- ный вторичный)
		ТН	Прямое включение	Напряжение 220 В
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл 0,5S/1,0 Зав. № 0108072771 ГР № 27524-04	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная
10	ЗРУ-0,22 кВ (пло- тина)	ТТ	3х Т-0,66, 75/5 Кл 0,5S Зав. № 134009; 134010; 134011 ГР № 22656-02	Ток, 5 А (номиналь- ный вторичный)
		ТН	Прямое включение	Напряжение 220 В
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 Кл 0,5S/1,0 Зав. № 0108072785 ГР № 27524-04	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная

Таблица 4.

Наименование средств измерений	Количество прибо- ров в АИИС КУЭ «Баксанская ГЭС»	Номер в Госреестре средств изме- рений
Измерительные трансформаторы то- ка ГОСТ 7746 ТПОЛ-10; ТПОФ; ТФЗМ-110Б; Т- 0,66; ТФНД-110М	Согласно схеме объ- екта учета	№1261-02; №518-50; №2793-88; №22656-02; №2793-88; №29390-05
Измерительные трансформаторы на- пряжения ГОСТ 1983 НТМИ-6; НАМИТ-10-2; НКФ-110- 83-У1	Согласно схеме объ- екта учета	№380-49; №16687-02; №1188-84
СЭТ-4ТМ.03	10 (десять)	№ 27524-04
ИВК «ИКМ-Пирамида»	Один	№29484-05 (Зав. № 267)
УСПД СИКОН С70	Один	№28822-05 (Зав. № 01994)
УСВ-1	Один	№28716-05 (Зав. № 810)

Таблица 5.

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации.	Необходимое количество для АИИС КУЭ «Баксанская ГЭС»
GSM-модем Siemens MC35i	2 (два)
Устройство грозозащиты ГЗКС-1	2 (два)
Преобразователь интерфейсов ПИ-1	1 (один)
Источник бесперебойного питания PowerWare 3105 300 VA	1(один)
Источник бесперебойного питания для ИВК «ИКМ-Пирамида» APC 1000 VA 230V	1(один)
Программное обеспечение «Конфигуратор СЭТ-4ТМ»	1 (один)
ПО «Пирамида 2000. АРМ «Предприятие»»	1 (один)
ПО «Пирамида 2000. Модуль субъект ОРЭ»	1(один)
Формуляр на систему	1(один) экземпляр
Методика поверки	1(один) экземпляр
Руководство по эксплуатации	1(один) экземпляр

### ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ «Баксанская ГЭС» проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «Баксанская ГЭС» 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 ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородским ЦСМ» в 2004г;
- средства поверки устройства синхронизации времени УСВ-1 в соответствии с методикой поверки утвержденной ГЦИ СИ ФГУ ВНИИФТРИ в 2004г;
- средства поверки УСПД СИКОН С70 в соответствии с методикой поверки утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2005г;
- средства поверки информационно-вычислительного комплекса «ИКМ-Пирамида» в соответствии с методикой поверки утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2005г.

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».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

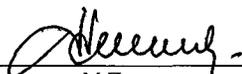
Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «Баксанская ГЭС» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель: ОАО «Инженерный центр».

Адрес: 603157, г. Нижний Новгород, ул. Коминтерна, д. 39

Генеральный директор  
ОАО «Инженерный центр»



  
М.П.

А.Н. Лисин