



СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ

ФГУ «Пензенский ЦСМ», д.т.н., проф.

*А.А. Данилов* А.А. Данилов

22 февраля 2007 г.

<b>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ПС 110/6 кВ «Кострома-1» АИИС КУЭ ПС 110/6 кВ «Кострома-1»</b>	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>34726-07</u>
---	--

Изготовлена по технической документации научно-производственной компанией «КАРИ» в соответствии с технорабочим проектом 21738610.51505.075 ТП. Заводской номер 1.

### Назначение и область применения

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ПС 110/6кВ «Кострома-1» предназначена для измерений электрической энергии и мощности, календарного времени и интервалов времени.

Область применения: организация коммерческого учёта электрической энергии на ПС 110/6кВ «Кострома-1» ОАО «Костромаэнерго» (г. Кострома), в том числе для взаимных расчётов между покупателем и продавцом на оптовом рынке электрической энергии (ОРЭ).

### Описание

АИИС КУЭ ПС 110/6кВ «Кострома-1» представляет собой двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений.

Функции, реализованные в АИИС КУЭ ПС 110/6кВ «Кострома-1»:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор результатов измеренных приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин), привязанных к единому календарному времени;
- передача результатов измерений в центр сбора данных (ЦСД) ОАО «Костромаэнерго» в измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ОАО «Костромаэнерго»;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ ПС 110/6кВ «Кострома-1»;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ПС 110/6кВ «Кострома-1»;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ ПС 110/6кВ «Кострома-1».

Состав АИИС КУЭ ПС 110/6кВ «Кострома-1»:

- измерительно-информационные комплексы (ИИК) точек измерений электроэнергии первый уровень;
- информационно-вычислительный комплекс электроустановок (ИВКЭ) – второй уровень;
- технические средства приёма-передачи данных.

Первый уровень – ИИК выполняет функцию автоматического проведения измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности на ПС 110/6кВ «Кострома-1» по одному из присоединений («точек учёта») и включает в себя следующие средства измерений:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983;

– счётчики электрической энергии по ГОСТ 30206 и ГОСТ 26035 и включающие в себя средства обеспечения ведения единого времени (СОЕВ).

Состав ИИК приведён в таблице 1.

Таблица 1 – Состав ИИК

№ ИК	Наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК	Класс точности	№ в Государственном реестре СИ	Кол-во шт.
1	ВЛ-110 кВ МД Кострома-2ц ап	ТБМО-110 УХЛ1	0,5S	23256-02	3
		НАМИ-110	0,2	21990-01	3
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
2	ВЛ-110 кВ МД Кострома-2ц ао	ТБМО-110 УХЛ1	0,5S	23256-02	3
		НАМИ-110	0,2	21990-01	3
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
3	ВЛ-110 кВ МД Кострома-1ц ап	ТБМО-110 УХЛ1	0,5S	23256-02	3
		НАМИ-110	0,2	21990-01	3
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
4	ВЛ-110 кВ МД Кострома-1ц ао	ТБМО-110 УХЛ1	0,5S	23256-02	3
		НАМИ-110	0,2	21990-01	3
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
5	ВЛ-110 кВ «Заволжская-1» ап	ТБМО-110 УХЛ1	0,5S	23256-02	3
		НАМИ-110	0,2	21990-01	3
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
6	ВЛ-110 кВ «Заволжская-1» ао	ТБМО-110 УХЛ1	0,5S	23256-02	3
		НАМИ-110	0,2	21990-01	3
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
7	ВЛ-110 кВ «Заволжская-2» ап	ТБМО-110 УХЛ1	0,5S	23256-02	3
		НАМИ-110	0,2	21990-01	3
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
8	ВЛ-110 кВ «Заволжская-2» ао	ТБМО-110 УХЛ1	0,5S	23256-02	3
		НАМИ-110	0,2	21990-01	3
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
9	Ввод Т-1 110 кВ ао	ТБМО-110 УХЛ1	0,5S	23256-02	3
		НАМИ-110	0,2	21990-01	3
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
10	Ввод Т-2 110 кВ ао	ТБМО-110 УХЛ1	0,5S	23256-02	3
		НАМИ-110	0,2	21990-01	3
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
11	Фидер № 600	ТПФ-10	0,5	517-50	2
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S	20175-01	1
12	фидер № 601	ТПОЛ-10	0,5	1261-59	2
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
13	фидер № 602	ТПОЛ-10	0,5	1261-59	2
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
14	фидер № 603	ТПОЛ-10	0,5	1261-59	2
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1

Продолжение таблицы 1 – Состав ИИК

№ ИК	Наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК	Класс точности	№ в Государственном реестре СИ	Кол-во шт.
15	фидер № 604	ТПОЛ-10	0,5	1261-59	2
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
16	фидер № 605	ТПФМ-10	0,5	814-53	2
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
17	фидер № 606	ТПОЛ-10	0,5	1261-59	2
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
18	фидер № 607	ТПЛ-10-М	0,5	22192-03	2
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
19	фидер № 608	ТОЛ-10	0,5	6009-77	2
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
20	фидер № 609	ТПОЛ-10	0,5	1261-59	1
		ТПФМ-10	0,5	814-53	1
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
21	фидер № 610	ТПФМ-10	0,5	814-53	2
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
22	фидер № 611	ТПОЛ-10	0,5	1261-59	2
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
23	фидер № 612	ТПФ-10	0,5	517-50	1
		ТПФМ-10	0,5	814-53	1
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
24	ТСН 1 0,4 кВ	Т-0,66	0,5	22656-02	3
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
25	ТСН 2 0,4 кВ	Т-0,66	0,5	22656-02	3
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
26	Ввод Т1 6 кВ	ТЛШ-10	0,5	11077-03	3
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
27	Ввод Т2 6 кВ	ТЛШ-10	0,5	11077-03	3
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1

Примечания

1. В процессе эксплуатации допускается замена ТТ, ТН, счетчиков электроэнергии на аналогичные, класс точности которых не хуже класса точности первоначально указанных в таблице, с внесением необходимых изменений в формуляр без переоформления сертификата об утверждении типа.

2. В процессе эксплуатации допускается замена ТТ, ТН, счетчиков электроэнергии на компоненты утверждённых типов того же или более высокого класса точности, с внесением не-

обходимых изменений в формуляр без внесения изменений в метрологические характеристики измерительного канала и без переоформления сертификата об утверждении типа.

Второй уровень – ИВКЭ построен на базе устройства сбора и передачи данных для коммерческого учёта энергоресурсов «ТОК-С» (№ 13923-03 в Государственном реестре СИ). В состав ИВКЭ также входят средства обеспечения ведения единого времени (СОЕВ). На уровне ИВКЭ обеспечивается:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- восстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.);
- разграничение прав доступа к информации.

Между ИВКЭ и ИАСУ КУ организованы основной и резервный каналы связи, разделенные на физическом и логическом уровнях и обеспечивающие передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в режиме автоматизированной передачи данных от ИВКЭ в ИАСУ КУ.

### Основные технические характеристики

Основные технические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные технические характеристики

№	Наименование характеристики	Значение
1	Число измерительных каналов АИИС КУЭ ПС 110/6кВ «Кострома-1»	27
2	Номинальное значение первичного тока ( $I_1$ ) для ИК (№№ 1–10, 12, 14–17, 20, 22)	600 А
3	Номинальное значение первичного тока ( $I_1$ ) для ИК (№№ 11, 19, 21)	400 А
4	Номинальное значение первичного тока ( $I_1$ ) для ИК (№ 18)	300 А
5	Номинальное значение первичного тока ( $I_1$ ) для ИК (№№ 23, 24, 25)	200 А
6	Номинальное значение первичного тока ( $I_1$ ) для ИК (№ 26, 27)	2000 А
7	Диапазон первичного напряжения ( $U_1$ ) для ИК (№№ 1–10)	(99 – 121) кВ
8	Диапазон первичного напряжения ( $U_1$ ) для ИК (№№ 11–23, 26, 27)	(5,4 – 6,6) кВ
9	Диапазон первичного напряжения ( $U_1$ ) для ИК (№№ 24, 25)	(340–420) В
10	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	(0,8 – 1,0) емк. (0,5 – 1,0) инд.
11	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 1–10), включающих ТТ с классом точности 0,5S; ТН с классом точности 0,2 и счетчики с классом точности 0,5S при емкостной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$ ): $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,9 – 2,8) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$ ): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1 – 1,9) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$ ): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9 – 1,3) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$ ): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9 – 1,3) \%$
12	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 1–10), включающих ТТ с классом точности 0,5S; ТН с классом точности 0,2 и счетчики с классом точности 0,5S при индуктивной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$ ): $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,9 – 4,9) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$ ): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1 – 3,0) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$ ): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9 – 2,1) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$ ): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9 – 2,1) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$ ): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9 – 2,1) \%$

Продолжение таблицы 2 – Основные технические характеристики

№	Наименование характеристики	Значение
13	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 11–23, 26, 27), включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S при емкостной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$ ): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,9 - 3,2) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$ ): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,2 - 1,8) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$ ): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1 - 1,4) \%$
14	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 11–23, 26, 27), включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S при индуктивной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$ ): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,9 - 5,7) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$ ): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,2 - 3,1) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$ ): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1 - 2,4) \%$
15	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 24, 25), включающих ТТ с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S при емкостной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$ ): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,8 - 3,1) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$ ): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1 - 1,6) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$ ): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9 - 1,2) \%$
16	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 24, 25), включающих ТТ с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S при индуктивной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$ ): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,8 - 5,6) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$ ): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1 - 2,8) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$ ): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9 - 2,0) \%$
17	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 1–10), включающих ТТ с классом точности 0,5S; ТН с классом точности 0,2 и счетчики с классом точности 1,0 при емкостной нагрузке ( $\sin\varphi = 0,6$ ):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm 4,8 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,9 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,0 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,0 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,0 \%$

Продолжение таблицы 2 – Основные технические характеристики

№	Наименование характеристики	Значение
18	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 1–10), включающих ТТ с классом точности 0,5S; ТН с классом точности 0,2 и счетчики с классом точности 1,0 при индуктивной нагрузке ( $\sin\varphi = 0,866$ ):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm 3,2 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,0 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,5 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,5 \%$
19	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 11–23, 26, 27), включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 1,0 при емкостной нагрузке ( $\sin\varphi = 0,6$ ):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 4,8 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,7 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,2 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,2 \%$
20	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 11–23, 26, 27), включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 1,0 при индуктивной нагрузке ( $\sin\varphi = 0,866$ ):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 3,0 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,9 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,6 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,6 \%$
21	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 24, 25), включающих ТТ с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S при емкостной нагрузке ( $\sin\varphi = 0,6$ ):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 4,6 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,5 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,9 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,9 \%$
22	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 24, 25), включающих ТТ с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S при индуктивной нагрузке ( $\sin\varphi = 0,866$ ):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,9 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,7 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,5 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,5 \%$

Продолжение таблицы 2 – Основные технические характеристики

№	Наименование характеристики	Значение
23	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений для всех ИК, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной в пределах рабочего диапазона на каждые 10°С: – при измерении количества активной электрической энергии: при $\cos\varphi=1$ при $\cos\varphi=0,5$ . – при измерении количества реактивной электрической энергии	$\pm 0,3\%$ $\pm 0,5\%$ $\pm 0,5 \delta_{Qco}$
24	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для всех ИК, вызванной изменением первичного напряжения в пределах $\pm 10\%$ : при $\cos\varphi=1$ при $\cos\varphi=0,5$	$\pm 0,2\%$ $\pm 0,4\%$
25	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений для всех ИК, вызванной изменением частоты в пределах $\pm 5\%$ : – при измерении количества активной электрической энергии – при измерении количества реактивной электрической энергии	$\pm 0,1\%$ $\pm 0,5 \delta_{Qco}$
26	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений для всех ИК, вызванной внешним магнитным полем до 0,5 мТл – при измерении количества активной электрической энергии – при измерении количества реактивной электрической энергии	$\pm 1,0\%$ $\pm \delta_{Qco}$
27	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений текущего времени и интервалов времени	$\pm 5$ с

Условия эксплуатации определяются условиями эксплуатации оборудования, входящего в комплект поставки АИИС КУЭ ПС 110/6кВ «Кострома-1»:

Нормальные условия эксплуатации:

- температура (для счетчика) (21 – 25) °С
- атмосферное давление (84,0 – 106,7) кПа
- относительная влажность воздуха (30 – 80) %
- напряжение питающей сети переменного тока (для счетчика) (217,8 – 222,2) В
- частота питающей сети (для счетчика) (49,85 – 50,15) Гц

Рабочие условия эксплуатации:

- напряжение питающей сети переменного тока (198 – 242) В
- частота питающей сети (49,5 – 50,5) Гц
- температура (для ТН и ТТ) ([-10] – 40) °С
- температура (для счётчиков) (5 – 40) °С
- температура (для ИВМ совместимого компьютера) (5 – 40) °С
- индукция внешнего магнитного поля (для счётчиков) (0 – 0,5) мТл
- Средняя наработка на отказ 35000 ч
- Средний срок службы 10 лет

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ ПС 110/6кВ «Кострома-1».

### Комплектность

В комплект АИИС КУЭ ПС 110/6кВ «Кострома-1» входят технические средства и документация, представленные в таблицах 3, 4 соответственно.

Таблица 3 – Технические средства

№	Наименование	Обозначение	Количество
1	Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ	30
2	Трансформатор напряжения	НТМИ-6	15
3	Трансформатор тока	ТБМО-110 УХЛ1	30
4	Трансформатор тока	ТПФ-10	3
5	Трансформатор тока	ТПОЛ-10	13
6	Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2
7	Трансформатор тока	ТПФМ-10	5
8	Трансформатор тока	ТОЛ-10	2
9	Трансформатор тока	ТЛШ-10	6
10	Трансформатор тока	Т-0,66	6
11	Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.02.2	27
12	УСПД-М (с 2×RS-485)	АМР1.00.00М	1
13	Терминатор магистральной RS-485	АРМ63.00.00	4
14	Адаптер GSM с TC35 Terminal	АМР50.00.00-01	1
15	Модуль прямых каналов с RS-232, RS-485	АМР1.60.00-01	1
16	Ответвитель магистральной RS-485	АРМ64.00.00	1
17	Модем Ансом ST/6430С	ST/6430С/300	1
18	Модуль коррекции часов УСПД	АМР7.00.00	1
19	Адаптер радиоприёмного устройства	АГУР.464931.001	1
20	Источник бесперебойного питания APC BACK-CS500	ВК500-RS #3428	1

Таблица 4 – Документация

№	Наименование	Количество
1	АИИС КУЭ ПС 110/6кВ «Кострома-1». Ведомость эксплуатационных документов	1
2	АИИС КУЭ ПС 110/6кВ «Кострома-1». Руководство по эксплуатации	1
3	АИИС КУЭ ПС 110/6кВ «Кострома-1». Формуляр	1
4	АИИС КУЭ ПС 110/6кВ «Кострома-1». Методика поверки	1

### Поверка

Поверка производится в соответствии с документом «АИИС КУЭ ПС 110/6 кВ «Кострома-1». Методика поверки», согласованным с ГЦИ СИ ФГУ «Пензенский ЦСМ» 22 февраля 2007 г.

Перечень основного оборудования, необходимого для поверки:

- вольтамперфазометр Ретометр;
- вольтметр универсальный В7-68;
- приёмник сигналов точного времени;
- средства поверки в соответствии с нормативными документами (ГОСТ 8.216, ГОСТ 8.217, МИ 2845, методики поверки СЭТ-4ТМ.02.2, ТОК-С), регламентирующими поверку средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ ПС 110/6 кВ «Кострома-1».

Межповерочный интервал – четыре года.

### Нормативные и технические документы

- ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»
- ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»
- ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»
- ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия»



ГОСТ 30206-94 «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2 S и 0,5 S)»

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»

ИЛГШ.411152.071 ТУ «Счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.02.2. Общие технические условия»

Система автоматизированная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ПС 110/6кВ «Кострома-1». Технорабочий проект 21738610.51505.076ТП.

### Заключение

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ПС 110/6кВ «Кострома-1» утверждён с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации.

Изготовитель – ЗАО «НПК «КАРИ»

✉ 150030, г. Ярославль, Московский пр-т, 74 ☎ (4852) 47-99-09

Заявитель – ОАО «Костромаэнерго»

✉ 156961, Кострома, Мира пр., 53 ☎ (4942) 39-63-59

Директор по реализации услуг  
ОАО «Костромаэнерго»



Миканоров