



СОГЛАСОВАНО

Зам. руководителя ГЦИ СИ  
ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»  
В.С.Александров  
2006 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Волгодонской АЭС	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер <u>33122-06</u>
---	---

Изготовлена ООО «Эльстер Метроника» для коммерческого учета электроэнергии на объектах филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Волгодонская атомная станция» по проектной документации ООО «Эльстер Метроника», согласованной с НП «АТС», заводской номер 001.03.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Волгодонской АЭС (далее – АИИС КУЭ Волгодонской АЭС) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Волгодонская атомная станция», сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ Волгодонской АЭС представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ Волгодонской АЭС решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ Волгодонской АЭС состоит из 11 измерительных каналов (ИК), которые используются для измерения электрической энергии и мощности, образующих первый уровень системы.

Второй уровень системы образует устройство сбора и передачи (УСПД).

Третий уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс, каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированное рабочее место (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

В качестве первичных преобразователей напряжения и тока в ИК использованы измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 класса точности 0,5 и тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 классов точности 1,0; 0,5; 0,2.

Измерения электроэнергии выполняется путем интегрирования по времени мощности контролируемого присоединения (объекта учета) при помощи многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии ЕвроАЛЬФА класса точности 0,2S. Измерения активной мощности (P) счетчиком типа ЕвроАЛЬФА выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (u) и тока (i) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (p) по периоду основной частоты сигналов.

Счетчик ЕвроАЛЬФА производит измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывает полную мощность  $S = U \cdot I$ . Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму  $Q = (S^2 - P^2)^{0,5}$ . Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Информационные каналы АИИС КУЭ Волгоградской АЭС организованы на базе Измерительно-вычислительного комплекса для учета электрической энергии «Альфа-Центр» (Госреестр РФ № 20481-00). Результаты измерений электроэнергии и мощности передаются по каналам связи в цифровом коде на устройство сбора и передачи данных (УСПД). УСПД RTU325 (Госреестр РФ № 19495-03) осуществляет сбор данных от счетчиков электроэнергии ЕвроАЛЬФА по цифровым интерфейсам, перевод измеренных значений в именованные физические величины, учет потребления электроэнергии и мощности, отображает данные учета на встроенном дисплее, а также передает их по цифровым каналам на АРМ системы.

Далее приведены основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ Волгоградской АЭС. Функции АИИС КУЭ, совпадающие с требованиями Приложения 11.1 к договору о присоединении к торговой системе ОРЭ, обозначены как соответствующие П-параметры.

Система выполняет непрерывное измерение приращений активной и реактивной электрической энергии ( $P_{\Phi 2}, P_{\Phi 3} / P_{A2}, P_{A3}$ ), измерение текущего времени и коррекцию хода часов компонентов системы ( $P_{\Phi 4}, P_{\Phi 10} / P_{A5}, P_{A8}, P_{A9}$ ), а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок ( $P_{\Phi 16}/P_{A14}, P_{\Phi 22}/P_{A15}$ ), необходимых для организации рационального энергопотребления.

Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ Волгоградской АЭС: трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и УСПД соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ ( $P_{H3}, P_{H4}; P_{H1}, P_{H2}$ ). В системе обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков ( $P_{H22}, P_{H24}$ ). Глубина хранения информации в счетчиках и УСПД не менее 35 суток ( $P_{\Phi 40}, P_{\Phi 41} / P_{A26}$ ), на сервере – не менее 3,5 лет.

Организация системного времени АИИС КУЭ Волгоградской АЭС осуществляется при помощи устройства синхронизации на базе GPS-приемника УССВ-35 HVS. Корректировка часов УСПД производится 1 раз в сутки. УСПД осуществляет синхронизацию времени сервера и счетчиков. Корректировка часов счетчиков производится УСПД во время опроса.

Для защиты информационных и измерительных каналов АИИС КУЭ от несанкционированных вмешательств предусмотрена механическая ( $P_{32}, P_{37}$ ) и программная защита ( $P_{313} - P_{315}$ ) – установка паролей на счетчики, УСПД, сервер.

Все кабели, приходящие на счетчик от измерительных трансформаторов и сигнальные кабели от счетчика, кроссируются в пломбируемом отсеке счетчика. Все подводимые сигнальные кабели к RTU кроссируются в пломбируемом отсеке корпуса RTU или в отдельном пломбируемом кросс - блоке. Все электронные компоненты RTU установлены в пломбируемом отсеке. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти. Предусмотрен самостоятельный старт RTU после возобновления питания.

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ Волгодонской АЭС приведен в таблице 1.

Таблица 1

Канал измерений		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета	Вид СИ (наименование, тип, количество, Госреестр№)	Метрологические характеристики, зав. номер	
1	ВЛ-500 кВ «Южная»	ТТ трансформатор тока ТФРМ 500Б Г/р № 26445-04	$K_I=2000/1A$ ; КТ 0,5 Фаза А, В, С №№ 505, 498, 515	Электроэнергия активная и реактивная.  Средняя мощность активная и реактивная
		ТН трансформатор напряжения НДЕ-500 Г/р № 24991-03	$K_U=500/0,1$ кВ; КТ 0,5 Фаза А, В, С № 1311023 № 1311026 № 1315707 № 1315708 № 1311018 № 1311019	
		Счетчик (трехфазный) ЕА02РАЛ- В-4 ТУ 4228-002-29056091-97 Г/р № 16666-97	$I_{ном} = 1$ А; $U_{ном} = 100$ В КТ 0,2S № 01091721	
2	ВЛ-500 кВ «505»	ТТ трансформатор тока ТФРМ 500Б Г/р № 26445-04	$K_I=2000/1A$ ; КТ 0,5 Фаза А, В, С №№ 675, 810, 811	Электроэнергия активная и реактивная.  Средняя мощность активная и реактивная
		ТН трансформатор напряжения, НДЕ-500 Г/р № 24991-03	$K_U=500/0,1$ кВ КТ 0,5 Фаза А, В, С № 1358271 № 1349396 № 1358267 № 1353819 № 1349397 № 1202748	
		Счетчик (трехфазный) ЕА02РАЛ-В-4 ТУ 4228-002-29056091-97 Г/р № 16666-97	$I_{ном} = 1$ А; $U_{ном} = 100$ В КТ 0,2S № 01091723	
3	ВЛ-500 кВ «507»	ТТ трансформатор тока ТФРМ 500Б Г/р № 26445-04	$K_I=2000/1A$ ; КТ 0,5 Фаза А, В, С №№ 502, 506, 509	Электроэнергия активная и реактивная.  Средняя мощность активная и реактивная
		ТН трансформатор напряжения НДЕ-500 Г/р № 24991-03	$K_U=500/0,1$ кВ КТ 0,5 Фаза А, В, С № 1293844 № 1339834 № 1311027 № 1311028 № 1311029 № 1311022	
		Счетчик (трехфазный) ЕА02РАЛ- В-4 ТУ 4228-002-29056091-97 Г/р № 16666-97	$I_{ном} = 1$ А; $U_{ном} = 100$ В КТ 0,2S № 01091722	
4	ВЛ-500 кВ «509»	ТТ трансформатор тока ТФРМ 500Б Г/р №	$K_I=2000/1$ А; КТ 0,5 Фаза А, В, С №№ 736, 751, 952	Электроэнергия активная и реактивная.  Средняя мощность активная и реактивная
		ТН трансформатор напряжения НДЕ-500 Г/р № 24991-03	$K_U=500/0,1$ кВ; КТ 0,5 Фаза А, В, С № 1486259 № 1486256 № 1486257 № 1485925 № 1485926 № 1485927	

		Счетчик (трехфазный) EA02RAL- В-4 ТУ 4228-002-29056091-97 Г/р № 16666-97	$I_{ном} = 1 \text{ A}$ $U_{ном} = 100 \text{ В}$ КТ 0,2S № 01091724	
5	ВЛ-220 кВ «Волгодонск»	ТТ трансформатор тока ТФЗМ-220Б-III Г/р № 26006-03	$K_T = 1000/1 \text{ A};$ КТ 0,5 Фаза А, В, С №№ 8120, 8121, 7954	Электроэнергия активная и реактивная.  Средняя мощность активная и реактивная
		ТН трансформатор напряжения НКФ-220-58У1 Г/р № 14626-00	$K_U = 220/0,1 \text{ кВ};$ КТ 0,5 Фаза А, В, С № 1486545 № 1485084 № 1482305 № 1486525 № 1486246 № 1482303	
		Счетчик (трехфазный) EA02RAL- В-4 ТУ 4228-002-29056091-97 Г/р № 16666-97	$I_{ном} = 1 \text{ A}$ $U_{ном} = 100 \text{ В}$ КТ 0,2S № 01091726	
6	ВЛ-220 кВ «Городская»	ТТ трансформатор тока ТГФ 220-II* Г/р № 20645-05	$K_T = 1000/1 \text{ A};$ КТ 0,2 Фаза А, В, С №№ 022, 66, 016	Электроэнергия активная и реактивная.  Средняя мощность активная и реактивная
		ТН трансформаторы напряжения НКФ-220-58У1 Г/р № 14626-00	$K_U = 220/0,1 \text{ кВ};$ КТ 0,5 Фаза А, В, С № 31817 № 1485084 № 17915 № 1486525 № 17754 № 1482303	
		Счетчик (трехфазный) EA02RAL- В-4 ТУ 4228-002-29056091-97 Г/р № 16666-97	$I_{ном} = 1 \text{ A};$ $U_{ном} = 100 \text{ В}$ КТ 0,2S № 01091725	
7	Генератор 1	ТТ трансформатор тока ТШВ-24 Г/р № 6380-77	$K_T = 30000/5 \text{ A};$ КТ 0,2 Фаза А, В, С №№ 15, 8, 6	Электроэнергия активная и реактивная.  Средняя мощность активная и реактивная
		ТН трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-24У3 Г/р № 3344-04	$K_U = 24/0,1 \text{ кВ};$ КТ 0,5 Фаза А, В, С №№ 2883, 3266, 2889	
		Счетчик (трехфазный) EA02RAL- В-4 ТУ 4228-002-29056091-97 Г/р № 16666-97	КТ 0,2S $I_{ном} = 1 \text{ A};$ $U_{ном} = 100 \text{ В}$ № 01091731	
8	ТСН-1	ТТ трансформатор тока ТВТ-35М Г/р № 3642-73	$K_T = 3000/5 \text{ A};$ КТ 1,0 Фаза А, В, С №№ 95443, 95324, 95520	Электроэнергия активная и реактивная.  Средняя мощность активная и реактивная
		ТН трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-24У3 Г/р № 3344-04	$K_U = 24/0,1 \text{ кВ};$ КТ 0,5 Фаза А, В, С №№ 3353, 1752, 2881	
		Счетчик (трехфазный) EA02RAL- В-4 ТУ 4228-002-29056091-97 Г/р № 16666-97	$I_{ном} = 1 \text{ A};$ $U_{ном} = 100 \text{ В}$ КТ 0,2S № 01091730	

9	ТСН-2	ТТ трансформатор тока ТВТ-35М Г/р № 3642-73	$K_T=3000/5$ А; КТ 1,0 Фаза А, В, С №№95442,95337,95438	Электроэнергия активная и реактивная.  Средняя мощность активная и реактивная
		ТН трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-24У3 Г/р № 3344-04	$K_U=24/0,1$ кВ; КТ 0,5 Фаза А, В, С №№3353, 1752, 2881	
		Счетчик (трехфазный) ЕА02РАЛ- В-4 ТУ 4228-002-29056091-97 Г/р № 16666-97	$I_{ном} = 1$ А $U_{ном} = 100$ В КТ 0,2С № 01091738	
10	РТСН-1	ТТ трансформатор тока ТГФ 220-П* Г/р № 20645-05	$K_T=600/1$ А; КТ 0,2 Фаза А, В, С №№008, 007, 010	Электроэнергия активная и реактивная.  Средняя мощность активная и реактивная
		ТН трансформатор напряжения НКФ-220-58У1 Г/р № 14626-00	$K_U=220/0,1$ кВ; КТ 0,5 Фаза А, В, С №№54791,54763,46266	
		Счетчик (трехфазный) ЕА02РАЛ- В-4 ТУ 4228-002-29056091-97 Г/р № 16666-97	$I_{ном} = 1$ А $U_{ном} = 100$ В КТ 0,2С № 01091740	
11	РТСН-2	ТТ трансформатор тока ТГФ 220-П* Г/р № 20645-05	$K_T=600/1$ А; КТ 0,2 Фаза А, В, С №№009, 013, 014	Электроэнергия активная и реактивная.  Средняя мощность активная и реактивная
		ТН трансформатор напряжения НКФ-220-58У1 Г/р № 14626-00	$K_U=220/0,1$ кВ; КТ 0,5 Фаза А, В, С №№54791,54763,46266	
		Счетчик (трехфазный) ЕА02РАЛ- В-4 ТУ 4228-002-29056091-97 Г/р № 16666-97	$I_{ном} = 1$ А; $U_{ном} = 100$ В КТ 0,2С № 01091720	
		Устройство сбора и передачи данных (УСПД) Г/р № 19495-00	RTU-325-E-256-M11-B-Q- i2-G $\delta_r=0,002\%$	Электроэнергия и мощность

Примечание - Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на Волгодонской АЭС порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ Волгодонской АЭС как его неотъемлемая часть.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Основные технические и метрологические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ Волгодонской АЭС

Наименование характеристики	Значение характеристики	Примечания
Количество ИК коммерческого учета	11	-
Номинальное напряжение на вводах системы, кВ	500 220 24	ИК 1-4 ИК 5, 6, 10, 11 ИК 7- 9
Отклонение напряжения от номинального, %	$\pm 10$	В рабочих условиях. По результатам предпроектного обследования.
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	30000 3000 2000 1000 600	ИК 7 ИК 8, 9 ИК 1-4 ИК 5, 6 ИК 10, 11
Диапазон изменения тока от номинального в %	от 5 до 120	В рабочих условиях. По результатам предпроектного обследования
Диапазон изменения коэффициента мощности	от 0,8 до 1,0	В рабочих условиях. По результатам предпроектного обследования
Фактический диапазон рабочих температур для компонентов системы, °С: трансформаторы напряжения, тока; электросчетчики; УСПД	от минус 30 до +35 от +15 до +30 от +15 до +30	
Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов УСПД, с/сутки	$\pm 5$	С учетом коррекции по GPS
Предел допускаемого значения разности показаний часов всех компонентов системы, с	$\pm 5$	С учетом внутренней коррекции времени в системе
Срок службы, лет: трансформаторы напряжения, тока; электросчетчики; УСПД	25 30 30	В соответствии с технической документацией завода-изготовителя

Таблица 3 - Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной электрической энергии и мощности для реальных условий эксплуатации АИИС КУЭ Волгодонской АЭС при доверительной вероятности 0,95

№ ИК	Значение $\cos\varphi$	для диапазона $5\% < I/I_n \leq 20\%$	для диапазона $20\% < I/I_n \leq 100\%$	для диапазона $100\% < I/I_n \leq 120\%$
1 - 5	1,0	1,8	1,1	0,9
	0,9	2,3	1,4	1,1
	0,8	2,9	1,6	1,3
6, 7, 10, 11	1,0	1,1	0,8	0,8
	0,9	1,3	0,9	0,9
	0,8	1,4	1,1	1,0
8 - 9	1,0	3,4	1,8	1,3
	0,9	4,4	2,3	1,7
	0,8	5,5	2,9	2,0

Таблица 4 - Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения реактивной электрической энергии и мощности для реальных условий эксплуатации АИИС КУЭ Волгодонской АЭС при доверительной вероятности 0,95

№ ИК	Значение $\cos\varphi$	для диапазона $5\% < I/I_n \leq 20\%$	для диапазона $20\% < I/I_n \leq 100\%$	для диапазона $100\% < I/I_n \leq 120\%$
1- 4, 5	0,9	6,3	3,4	2,6
	0,8	4,3	2,4	1,8
6, 7, 10, 11	0,9	2,6	1,9	1,7
	0,8	1,9	1,4	1,2
8 - 9	0,9	12,4	6,3	4,4
	0,8	8,4	4,3	3,0

#### ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную для коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Волгодонской АЭС.

#### КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ Волгодонской АЭС определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений, методика поверки.

## ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом МП 2203-057-2006 «Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Волгодонской АЭС. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» в ноябре 2006 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счетчики ЕвроАЛЬФА– по ГОСТ 8.584-2004.

Межповерочный интервал – 4 года

## НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»,

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной для коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Волгодонской АЭС, заводской номер 001.03, утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

### Изготовитель:

ООО "Эльстер Метроника"

111250, г. Москва, ул. Краснознаменная, 12

Тел./факс (495) 956 2511 / 956 2510

Зам. Генерального директора

ООО "Эльстер Метроника"



Н.В. Колобродов