



СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ

ФГУ «Пензенский ЦСМ», д.т.н., проф.

А.А. Данилов А.А. Данилов

21 июня 2007 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ЗАО «Норский керамический завод» АИИС КУЭ НКЗ	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>35195-07</u>
--	--

Изготовлена по технической документации научно-производственной компанией «КАРИ» в соответствии с технорабочим проектом АИИС.411711.093 ТП. Заводской номер 1.

Назначение и область применения

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ НКЗ предназначена для измерений электрической энергии и мощности, календарного времени и интервалов времени.

Область применения: организация коммерческого учёта электрической энергии и мощности на ПС «Керамик» ЗАО «Норский керамический завод» (г. Ярославль).

Описание

АИИС КУЭ НКЗ представляет собой двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений.

Функции, реализованные в АИИС КУЭ НКЗ:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- техническую возможность выполнения измерений приращений активной и реактивной электроэнергии на техническом интервале 3мин;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор результатов измеренных приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение данных об измеренных величинах в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа;
- предоставление доступа к результатам измерений по запросу со стороны внешних организаций;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ НКЗ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ НКЗ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ НКЗ.

Состав АИИС КУЭ НКЗ:

- измерительно-информационные комплексы (ИИК) точек измерений электроэнергии – первый уровень;
- информационно-вычислительный комплекс (ИВК) – второй уровень;
- технические средства приема-передачи данных;

Первый уровень – ИИК выполняет функцию автоматического проведения измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности на ПС «Керамик» 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 26035 и ГОСТ 30206 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	10 кВ Ф05 КГУ–1/3	ТЛМ-10	0,5	2473-00	2
		НТМИ-10	0,5	831-53	1
		СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
2	10 кВ Ф03 ТП8	ТЛМ-10	0,5	2473-00	2
		НТМИ-10	0,5	831-53	1
		СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
3	10 кВ Ф01 Лесхимторг	ТЛМ-10	0,5	2473-00	2
		НТМИ-10	0,5	831-53	1
		СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
4	10 кВ Ф1 п/ст 508 РП-33	ТЛМ-10	0,5	2473-00	2
		НТМИ-10	0,5	831-53	1
		СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
5	10 кВ Ф3 п/ст Госплем	ТЛМ-10	0,5	2473-00	2
		НТМИ-10	0,5	831-53	1
		СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
6	0,4 кВ Ф5 ТСН - 1	Т-0,66У3	0,5	26198-03	2
		–	–	–	–
		СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
7	10 кВ Ф9 Ввод1	ТЛМ-10	0,5	2473-00	2
		НТМИ-10	0,5	831-53	1
		СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
8	10 кВ Ф13 ТП-5	ТЛМ-10	0,5	2473-00	2
		НТМИ-10	0,5	831-53	1
		СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
9	10 кВ Ф15 ТП1,ТП2	ТЛМ-10	0,5	2473-00	2
		НТМИ-10	0,5	831-53	1
		СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
10	10 кВ Ф17 ТП3,ТП4	ТЛМ-10	0,5	2473-00	2
		НТМИ-10	0,5	831-53	1
		СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
11	10 кВ Ф8 ТП3,ТП4	ТЛМ-10	0,5	2473-00	2
		НТМИ-10	0,5	831-53	1
		СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
12	10 кВ Ф10 ТП1,ТП2	ТЛМ-10	0,5	2473-00	2
		НТМИ-10	0,5	831-53	1
		СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1

Продолжение таблицы 1 – Состав ИИК

№ ИК	Наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК	Класс точности	№ в Государственном реестре СИ	Кол-во шт.
13	10 кВ Ф12 ТП-5	ТЛМ-10	0,5	2473-00	2
		НТМИ-10	0,5	831-53	1
		СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
14	0,4 кВ Ф14 ТСН - 2	Т-0,66УЗ	0,5	26198-03	2
		–	–	–	–
		СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
15	10 кВ Ф18 Ввод2	ТЛМ-10	0,5	2473-00	2
		НТМИ-10	0,5	831-53	1
		СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
16	10 кВ Ф22 ТП8	ТЛМ-10	0,5	2473-00	2
		НТМИ-10	0,5	831-53	1
		СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
17	10 кВ Ф24 п/ст 508	ТЛМ-10	0,5	2473-00	2
		НТМИ-10	0,5	831-53	1
		СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
18	10 кВ Ф26 РП-33	ТЛМ-10	0,5	2473-00	2
		НТМИ-10	0,5	831-53	1
		СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
19	10 кВ Ф28 КГУ–2/4	ТОЛ 10	0,5	7069-02	3
		НТМИ-10	0,5	831-53	1
		СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	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 необходимых изменений в формуляр без внесения изменений в метрологические характеристики измерительного канала и без переоформления сертификата об утверждении типа.

Второй уровень – уровень ИВК построен на основе комплекса аппаратно-программных средств для учёта электроэнергии на основе УСПД RTU-325 (номер 19495-03 в государственном реестре средств измерений) и центра сбора и обработки информации (ЦСОИ). В состав ИВК также входят средства обеспечения ведения единого времени (СОЕВ).

На уровне ИВК обеспечивается:

- автоматический регламентный сбор значений результатов измерений от ИИК;
- контроль достоверности данных;
- контроль восстановления данных;
- возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии и других физических величин;
- обработку, хранение и передачу информации об электропотреблении предприятия с нарастающим итогом с начала месяца, с интервалом 30 минут;
- хранение результатов измерений, состояний объектов и средств измерений (не менее 3,5 лет);
- ведения нормативно-справочной информации;
- ведения «Журналов событий»;
- формирование отчетных документов;

- агрегирование показаний счетчиков с учетом возможного изменения электрической схемы;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;
- безопасность хранения данных и программного обеспечения в соответствии с ГОСТ Р 52069.0;
- диагностику работы технических средств и программного обеспечения;
- коррекцию времени по сигналам GPS;
- возможность обмена информацией с рабочими станциями пользователей по локальной вычислительной сети;
- защиту от несанкционированного доступа.

Между ИВК АИИС КУЭ НКЗ и ЦСОИ ИИС ОАО «Ярэнерго» организованы основной и резервный каналы связи, разделенные на физическом и логическом уровнях, обеспечивающие передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в режиме автоматизированной передачи данных от ИВК АИИС КУЭ НКЗ в ЦСОИ ИИС ОАО «Ярэнерго».

Основные технические характеристики

Основные технические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные технические характеристики

№ пп	Наименование характеристики	Значение
1	Число измерительных каналов АИИС КУЭ НКЗ	19
2	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 7, 15)	1 500 А
3	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 9, 10, 11)	600 А
4	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 1, 6, 14, 17, 18, 19)	300 А
5	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 5, 12)	200 А
6	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 4, 8)	150 А
7	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№ 13)	100 А
8	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 2, 3, 16)	50 А
9	Диапазон первичного напряжения для ИК (№№ 1 – 5, 7 – 13, 15 – 19)	(9 – 11) кВ
10	Диапазон первичного напряжения для ИК (№№ 6, 14)	(0,36 – 0,44) кВ
11	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	(0,8 – 1,0) емк. (0,5 – 1,0) инд.
12	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 1 – 5, 7 – 13, 15 – 19), 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 ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,2 I_{ном}$	$\pm (2,2 - 3,1) \%$ $\pm (1,3 - 1,8) \%$ $\pm (1,1 - 1,5) \%$ $\pm (1,1 - 1,5) \%$

13	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№. 1 – 5, 7 – 13, 15 – 19), включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S при индуктивной нагрузке:</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm (2,2 - 5,6) \%$ $\pm (1,3 - 3,1) \%$ $\pm (1,1 - 2,4) \%$ $\pm (1,1 - 2,4) \%$
14	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№. 6, 14), включающих ТТ с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S при емкостной нагрузке:</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,2 I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm (2,1 - 3,0) \%$ $\pm (1,1 - 1,6) \%$ $\pm (0,9 - 1,3) \%$ $\pm (0,9 - 1,3) \%$
15	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№. 6, 14), включающих ТТ с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S при индуктивной нагрузке:</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm (2,1 - 5,5) \%$ $\pm (1,1 - 2,8) \%$ $\pm (0,9 - 2,0) \%$ $\pm (0,9 - 2,0) \%$
16	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№. 1 – 5, 7 – 13, 15 – 19), включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 1,0 при емкостной нагрузке ($\sin\varphi = 0,6$):</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm 4,7 \%$ $\pm 2,7 \%$ $\pm 2,2 \%$ $\pm 2,2 \%$
17	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№. 1 – 5, 7 – 13, 15 – 19), включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 1,0 при индуктивной нагрузке ($\sin\varphi = 0,866$):</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm 3,0 \%$ $\pm 1,9 \%$ $\pm 1,6 \%$ $\pm 1,6 \%$
18	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№. 6, 14) включающих ТТ с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 1,0 при емкостной нагрузке ($\sin\varphi = 0,6$):</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm 4,6 \%$ $\pm 2,5 \%$ $\pm 1,9 \%$ $\pm 1,9 \%$

19	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 6, 14), включающих ТТ с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 1,0 при индуктивной нагрузке ($\sin\varphi = 0,866$):</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm 2,9\%$ $\pm 1,7\%$ $\pm 1,5\%$ $\pm 1,5\%$
20	<p>Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений для всех ИК, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной в пределах рабочего диапазона на каждые 10°C:</p> <ul style="list-style-type: none"> – при измерении количества активной электрической энергии: <ul style="list-style-type: none"> при $\cos\varphi=1$ при $\cos\varphi=0,5$. – при измерении количества реактивной электрической энергии 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm 0,3\%$ $\pm 0,5\%$ $\pm 0,5 \delta_{Qco}$
21	<p>Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для всех ИК, вызванной изменением первичного напряжения в пределах $\pm 10\%$:</p> <ul style="list-style-type: none"> при $\cos\varphi=1$ при $\cos\varphi=0,5$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm 0,2\%$ $\pm 0,4\%$
22	<p>Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений для всех ИК, вызванной изменением частоты в пределах $\pm 5\%$:</p> <ul style="list-style-type: none"> – при измерении количества активной электрической энергии – при измерении количества реактивной электрической энергии 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm 0,2\%$ $\pm 0,5 \delta_{Qco}$
23	<p>Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений для всех ИК, вызванной, внешним магнитным полем до $0,5 \text{ мТл}$:</p> <ul style="list-style-type: none"> – при измерении количества активной электрической энергии – при измерении количества реактивной электрической энергии 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm 1,0\%$ $\pm \delta_{Qco}$
24	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений текущего времени	$\pm 5 \text{ с}$

Условия эксплуатации определяются условиями эксплуатации оборудования, входящего в комплект поставки АИИС КУЭ НКЗ:

– температура (для ТН и ТТ)	$([-30] - 50)^\circ\text{C}$;
– температура (для счётчиков)	$([-40] - 55)^\circ\text{C}$;
– температура (для УСПД, ЦСОИ, каналобразующего и вспомогательного оборудования)	$(10 - 40)^\circ\text{C}$;
– относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	80 (при 30°C);
– атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	84 – 106,7; (630 – 800);
– напряжение питающей сети переменного тока	(198 – 242) В
– частота питающей сети	(47,5 – 52,5) Гц
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 НКЗ.

Комплектность

В комплект АИИС КУЭ НКЗ входят технические средства, программные средства и документация, представленные в таблицах 3, 4 и 5 соответственно.

Таблица 3 – Технические средства

№	Наименование	Обозначение	Количество
1	Трансформатор напряжения	НТМИ – 10	2
2	Трансформатор тока	ТЛМ – 10	32
3	Трансформатор тока	Т – 0,66 УЗ	4
4	Трансформатор тока	ТОЛ 10	3
5	Счётчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03	ИЛГШ.411152.124 ТУ	19
6	УСПД	RTU-325-E1-512-M3-B4-G	1
7	ЦСОИ компьютер в промышленном исполнении (4U/19"/7xPCI/Intel P4 2.8ГГц/1024Мб DDR /LAN/ 2x36Гб SCSI RAID/ CD-RW /FDD/2x300Вт АТХ) ;.	ROBO-2000-4775-SRHN	1
8	Каналообразующая аппаратура в составе: – Модем – GSM-модем	US Robotics Courier 56.0 Rus	1
		Siemens TC-35	1
9	Повторитель интерфейса RS- 422/485	MOXA TCC-120	2
10	Вспомогательное оборудование в составе: – Устройство синхронизации времени ; – Индустриальный коммутатор с 5 портами 10/100 Base-T Ethernet ; – Источник бесперебойного питания ; – Промышленный источник питания 24В	ABB YCCB-35HVS	1
		EDS-205	1
		APC SMART 1500VA (SUA1500RMI2U)	1
		Alpha-Power 24 – 1,5	1

Таблица 4 – Программные средства

№	Наименование	Обозначение	Количество
1.	ПО Windows SVR 2003 Server Russian 1pk DSP OEI 1-4 CPU 5 Client	P73-02080	1
2.	ПО Альфа Центр АС – SE – 5		1
3.	ПО Альфа Центр АС – 12		1
4.	ПО Альфа Центр АС – T Time		1

Таблица 5 – Документация

№	Наименование	Количество
1	АИИС.411711.093.ЭД Ведомость эксплуатационных документов	1
2	АИИС.411711.093.И2 Технологическая инструкция	1
3	АИИС.411711.093.ИЭ Инструкция по эксплуатации	1
4	АИИС.411711.093.ПС Паспорт	1
5	АИИС.411711.093.ФО Формуляр	1
6	АИИС.411711.093 Том1. Документация общесистемная	1
7	АИИС.411711.093 Том 2. Документация информационного обеспечения	1
8	АИИС.411711.093 Том 3. Документация технического обеспечения	1
9	АИИС КУЭ НКЗ . Методика поверки	1

Поверка

Поверка производится в соответствии с документом «АИИС КУЭ НКЗ. Методика поверки», согласованным ГЦИ СИ ФГУ «Пензенский ЦСМ» 21 июня 2007 г.

Основное оборудование, используемое при поверке:
– мультиметр Ресурс-ПЭ;
– приёмник сигналов точного времени;
– средства поверки в соответствии с нормативными документами (ГОСТ 8.216, ГОСТ 8.217, методика поверки RTU-325, методика поверки СЭТ-4ТМ.03), регламентирующими поверку средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ НКЗ.

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.411152.124 ТУ «Счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Общие технические условия»

Система автоматизированная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ НКЗ. Технорабочий проект АИИС.411711.093 ТП.

Заключение

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии ЗАО «Норский керамический завод» АИИС КУЭ НКЗ 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

Генеральный директор
ЗАО «НПК «КАРИ»



И.В. Пионтковская