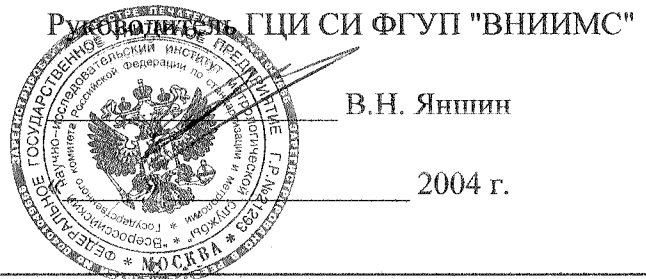


СОГЛАСОВАНО:



Система автоматизированная информационно-измерительная - АИИС учета количества электрической энергии № 2 ОАО "НИЖНОВАТОМЭНЕРГОСБЫТ"	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 24830-04
---	--

Изготовлена по технической документации ЗАО «ИНСТИТУТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМ УЧЕТА» г. Екатеринбург. Заводской № 01

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная - АИИС учета количества электрической энергии № 2 ОАО "НИЖНОВАТОМЭНЕРГОСБЫТ" предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

Областью применения данной АИИС является коммерческий учёт электроэнергии в МУП «Водоканал» г. Сочи по утверждённой методике выполнения измерений.

### ОПИСАНИЕ

АИИС состоит из измерительных каналов (далее ИК), включающих следующие средства измерений:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2201;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001;
- многофункциональные счетчики электрической энергии типа Евро АЛЬФА в соответствии с ГОСТ 26035-83 и по ГОСТ 30206-94.

Перечень измерительных каналов, входящих в состав АИИС, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав ИК, номера регистрации средства в Государственном реестре средств измерений представлен в таблице 1.

Таблица 1

ИК №	Измеряемая величина	Наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК	Класс точности	Госреестр №	Кол-во шт.
1	Активная и реактивная электроэнергия	Лазаревское, ввод РП-47 Исш от РП 15, ТИ №1	ТПЛ-10	0,5 S	22192-03	3
			НАМИ-10	0,5	20186-00	1
			EA05RL-B-4	0,5 S	16666-97	1
2	Активная и реактивная электроэнергия	Лазаревское, ввод РП-47 Исш от РП-15, ТИ №2	ТПЛ-10	0,5 S	22192-03	3
			НАМИ-10	0,5	20186-00	1
			EA05RL-B-4	0,5 S	16666-97	1
3	Активная и реактивная электроэнергия	Лазаревское, ввод Исш ТП- Л68 от РП-39, ТИ №3	ТПЛ-10	0,5 S	22192-03	3
			НАМИ-10	0,5	20186-00	1
			EA05RL-B-4	0,5 S	16666-97	1
4	Активная и реактивная электроэнергия	Лазаревское, ввод Исш ТП- Л68 от РП-39, ТИ №4	ТПЛ-10	0,5 S	22192-03	3
			НАМИ-10	0,5	20186-00	1
			EA05RL-B-4	0,5 S	16666-97	1
5	Активная и реактивная электроэнергия	Лазаревское, ввод Исш РУ- 0,4 кВ от Т1 РП-39, ТИ №5	ТК-20	0,5	1407-60	3
			-	-	-	-
			EA05RL-B-4	0,5 S	16666-97	1
6	Активная и реактивная электроэнергия	Лазаревское, ввод Исш РУ- 0,4 кВ от Т2 РП-39, ТИ №6	ТК-20	0,5	1407-60	3
			-	-	-	-
			EA05RL-B-4	0,5 S	16666-97	1
7	Активная и реактивная электроэнергия	Головинка, ввод Исш РП-88 от РП-46, ТИ №7	ТПЛ-10	0,5 S	22192-03	3
			НАМИ-10	0,5	20186-00	1
			EA05RL-B-4	0,5 S	16666-97	1
8	Активная и реактивная электроэнергия	Головинка, ввод Исш РП-88 от РП-46, ТИ №8	ТПЛ-10	0,5 S	22192-03	3
			НАМИ-10	0,5	20186-00	1
			EA05RL-B-4	0,5 S	16666-97	1
9	Активная и реактивная электроэнергия	Головинка, ввод Исш РУ- 0,4кВ от Т1 ТП-Д208, ТИ №9	Т 0,66	0,5	24541-04	3
			-	-	-	-
			EA05RL-B-4	0,5 S	16666-97	1
10	Активная и реактивная электроэнергия	Головинка ввод Исш РУ- 0,4кВ от Т2 ТП-Д208, ТИ №10	Т 0,66	0,5	24541-04	3
			-	-	-	-
			EA05RL-B-4	0,5 S	16666-97	1
11	Активная и реактивная электроэнергия	Головинка, Ввод Исш РУ-0,4 кВ от Т1 РП-46, ТИ №11	ТК-20	0,5	1407-60	3
			-	-	-	-
			EA05RL-B-4	0,5 S	16666-97	1
12	Активная и реактивная электроэнергия	Головинка, ввод Исш РУ-0,4 кВ от Т2 РП-46, ТИ №12	ТК-20	0,5	1407-60	3
			-	-	-	-
			EA05RL-B-4	0,5 S	16666-97	1
13	Активная и реактивная электроэнергия	Сочи, ввод Исш РП-25 от фидера Р1 п/ст 110/6 "Родниковая", ТИ №13	ТПОЛ-10	0,5 S	1261-02	3
			НАМИ-10	0,5	20186-00	1
			EA05RL-B-4	0,5 S	16666-97	1
14	Активная и реактивная электроэнергия	Сочи, ввод Исш РП-25 от фидера Р12 п/ст 110/6 "Родниковая", ТИ №14	ТПОЛ-10	0,5 S	1261-02	3
			НАМИ-10	0,5	20186-00	1
			EA05RL-B-4	0,5 S	16666-97	1
15	Активная и реактивная электроэнергия	Адлер, Ввод Исш РП-65 от фидера Ю.10/15 п/ст 110/10 "Южная", ТИ №15	ТПОЛ-10	0,5 S	1261-02	3
			НАМИ-10	0,5	20186-00	1
			EA05RL-B-4	0,5 S	16666-97	1
16	Активная и реактивная электроэнергия	Адлер, ввод Исш РП-65 от фидера Ю.10/37 п/ст 110/10 "Южная", ТИ №16	ТПОЛ-10	0,5 S	1261-02	3
			НАМИ-10	0,5	20186-00	1
			EA05RL-B-4	0,5 S	16666-97	1

Измерительные трансформаторы напряжения и тока, входящие в состав ИК, предназначены для преобразования высокого напряжения и большого тока сети к уровням, соответствующим входным токам и напряжениям счетчиков электрической энергии.

Счетчики электрической энергии, входящие в состав ИК, предназначены для измерения и преобразования в цифровой код активной и реактивной электрической энергии, интегрирование результатов измерений на получасовых интервалах, сохранение полученных значений в памяти счетчика с привязкой к текущему времени (профили нагрузок).

Цифровой код со счетчиков поступает в измерительно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий:

- сервер HP Proliant ML350R03;
- рабочую станцию оператора HP Compaq D530;
- фильтры защиты телефонных линий APC (PTEL1-4);
- абонентскую станцию Siemens MC-35 Terminal;
- источник бесперебойного питания SmartUPS 1000 VA RM RackMount 2U.
- устройство резервного копирования базы данных АИИС (накопитель на магнитной ленте) HP DDS4 Data Cartridge, 40GB.

Аппаратура передачи данных состоит из:

- преобразователей интерфейсов RS-485/RS-232 АББ02 и MOXA Transio A53 для обеспечения совместимости счетчика и модема;
- проводных модемов ZyXEL для основных каналов связи;
- фильтров защиты телефонной линии PTEL-2;
- GSM-модемов Siemens MC-35 Terminal для резервных каналов связи;
- источников бесперебойного питания APC BR500I BackUPS RS 500 VA, AVR.

Система единого времени (СЕВ) выполнена на базе устройства синхронизации единого времени УССВ-35LVS.

Сервер АИИС выполняет следующие функции:

- сбор информации об электропотреблении от счетчиков АИИС с помощью программного обеспечения Альфа Центр;
- хранение принятой информации и предоставление ее пользователям;
- корректировку собственного времени и времени счетчиков по GPS приемнику;
- формирование файлов экспорта данных для передачи их в НП «АТС», ОАО «Кубаньэнерго» и Филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» РДУ Кубанское.

Для защиты метрологических характеристик измерительной системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрен многоступенчатый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и базы данных).

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Основные технические характеристики АИИС представлены в таблице 2.

Таблица 2

№ ИК	Наименование характеристики	Значение
1	Число измерительных каналов АИИС	16
2	Диапазон первичного тока ( $I_1$ ) в ИК (№№ 1, 2, 3, 4, 7, 8, 13, 14, 15, 16), включающих ТТ с КТ 0,5 S	1...120 А
3	Диапазон первичного тока ( $I_1$ ) в ИК (№№ 5, 6, 11, 12), включающих ТТ с КТ 0,5	50...1200 А
4	Диапазон первичного тока ( $I_1$ ) в ИК (№№ 9, 10), включающих ТТ с КТ 0,5	20...580 А
5	Диапазон вторичного тока ( $I_2$ ) в ИК (№№ 1, 2, 3, 4, 7, 8, 13, 14, 15, 16), включающих ТТ с КТ 0,5 S	50 мА...6 А
6	Диапазон вторичного тока ( $I_2$ ) в ИК (№№ 15, 6, 9, 10, 11, 12), включающих ТТ с КТ 0,5 S	250 мА...6 А
7	Диапазон первичного напряжения ( $U_1$ ) в ИК (№№ 1, 2, 3, 4, 7, 8, 13, 14, 15, 16), включающих ТН с КТ 0,5	9000...11000 В
8	Диапазон первичного напряжения ( $U_1$ ) в ИК (№№ 15, 6, 9, 10, 11, 12) с прямым включением	376,2...383,8 В
9	Нагрузка ТТ в ИК (№№ 1, 2, 3, 4, 7, 8, 13, 14, 15, 16) при предельной 10 ВА и $\cos\varphi_2 \geq 0,8$	3,5... 6,5 ВА
10	Нагрузка ТТ в ИК (№№ 15, 6, 9, 10, 11, 12) при предельной 5 ВА и $\cos\varphi_2 \geq 0,8$	3,2... 4,0 ВА
11	Нагрузка ТН для ИК (№№ 1, 2, 3, 4, 7, 8, 13, 14, 15, 16) при предельной 200 ВА и $\cos\varphi_2 \geq 0,8$	70... 100 ВА
12	Коэффициент мощности $\cos\varphi$ ( $\sin\varphi$ )	0,8...1,0
13	<p>Доверительные границы погрешности результата измерений количества активной электрической энергии с помощью ИК (№№ 1, 2, 3, 4, 7, 8, 13, 14, 15, 16), включающих ТТ с КТ 0,5 S; ТН с КТ 0,5 и счетчики с КТ 0,5 S при доверительной вероятности 0,95:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- в точке диапазона первичного тока сети (<math>\cos\varphi = 1</math>): <math>I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}</math></li> <li>- в точке диапазона первичного тока сети (<math>1 \leq \cos\varphi \leq 0,8</math>): <math>I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}</math></li> <li>- в точке диапазона первичного тока сети (<math>1 \leq \cos\varphi \leq 0,8</math>): <math>I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}</math></li> <li>- в точке диапазона первичного тока сети (<math>1 \leq \cos\varphi \leq 0,8</math>): <math>I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}</math></li> <li>- в точке диапазона первичного тока сети (<math>1 \leq \cos\varphi \leq 0,8</math>): <math>I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}</math></li> <li>- в точке диапазона первичного тока сети (<math>1 \leq \cos\varphi \leq 0,8</math>): <math>I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}</math></li> </ul>	<p style="text-align: right;">± 3,5 %</p> <p style="text-align: right;">± (3,2...4,2) %</p> <p style="text-align: right;">± (2,4...2,9) %</p> <p style="text-align: right;">± (2,0...2,4) %</p> <p style="text-align: right;">± (2,0...2,4) %</p> <p style="text-align: right;">± (2,0...2,4) %</p>
14	<p>Доверительные границы погрешности результата измерений количества активной электрической энергии с помощью ИК (№№ 5, 6, 9, 10, 11, 12), включающих ТТ с КТ 0,5 и счетчики с КТ 0,5 S при доверительной вероятности 0,95:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- в точке диапазона первичного тока сети (<math>1 \leq \cos\varphi \leq 0,8</math>): <math>I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}</math></li> <li>- в точке диапазона первичного тока сети (<math>1 \leq \cos\varphi \leq 0,8</math>): <math>I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}</math></li> <li>- в точке диапазона первичного тока сети (<math>1 \leq \cos\varphi \leq 0,8</math>): <math>I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}</math></li> <li>- в точке диапазона первичного тока сети (<math>1 \leq \cos\varphi \leq 0,8</math>): <math>I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}</math></li> </ul>	<p style="text-align: right;">± (3,3...4,1) %</p> <p style="text-align: right;">± (2,0...2,5) %</p> <p style="text-align: right;">± (1,7...2,1) %</p> <p style="text-align: right;">± (1,7...2,1) %</p>

Продолжение Таблицы 2

№ ИК	Наименование характеристики	Значение
15	Доверительные границы погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии с помощью ИК (№№ 1, 2, 3, 4, 7, 8, 13, 14, 15, 16), включающего ТТ с классом точности 0,5 S; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5 S при доверительной вероятности 0,95: - в точке диапазона первичного тока сети ( $\sin\varphi = 1,0$ ): $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$ - в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \leq \sin\varphi \leq 0,8$ ): $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$ - в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \leq \sin\varphi \leq 0,8$ ): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$ - в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \leq \sin\varphi \leq 0,8$ ): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$ - в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \leq \sin\varphi \leq 0,8$ ): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 3,9 \%$ $\pm (3,3 \dots 4,2) \%$ $\pm (2,1 \dots 2,5) \%$ $\pm (1,7 \dots 1,9) \%$ $\pm (1,7 \dots 1,9) \%$
16	Доверительные границы погрешности измерений количества реактивной электрической энергии с помощью ИК (№№ 5, 6, 9, 10, 11, 12), включающих ТТ с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5 S при доверительной вероятности 0,95: - в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \leq \sin\varphi \leq 0,8$ ): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$ - в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \leq \sin\varphi \leq 0,8$ ): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$ - в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \leq \sin\varphi \leq 0,8$ ): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$ - в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \leq \sin\varphi \leq 0,8$ ): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (3,1 \dots 3,8) \%$ $\pm (1,8 \dots 2,1) \%$ $\pm (1,4 \dots 1,6) \%$ $\pm (1,4 \dots 1,6) \%$
17	Пределы абсолютной суточной погрешности измерения текущего времени	$\pm 5 \text{ с}$

Способ измерения активной электрической энергии .....	автоматически
Способ измерения реактивной электрической энергии.....	автоматически
Способ измерения времени и интервалов времени.....	автоматически
Возможность автоматического проведения измерений приращения активной электроэнергии автоматическая, интервал .....	30 минут
Возможность автоматического проведения измерений приращения реактивной электроэнергии автоматическая, интервал .....	30 минут
Возможность проведения измерений напряжения в ИИК .....	автоматизирована
Возможность проведения измерений тока в ИИК .....	автоматизирована
Возможность коррекции времени в ИИК автоматическая, интервал .....	30 минут
Возможность коррекции времени в ИВК .....	автоматически
Цикличность сбора результатов измерения автоматическая, интервал .....	30 минут
Цикличность сбора информации о состоянии СИ автоматическая, интервал .....	30 минут
Возможность сбора информации о результатах измерений автоматическая, интервал .....	30 минут
Хранение информации (профиля нагрузки) в ИИК .....	автоматически
Хранение информации (профиля нагрузки) в сервере ИВК.....	автоматически
Возможность санкционированного представления результатов измерений, информации о состоянии средств и объектов измерений .....	автоматизирована
Глубина хранения профиля нагрузки в счетчике.....	более 35 суток
Глубина хранения информации (профиля) в ИВК .....	не менее 3,5 лет
Коррекция текущего времени в счетчиках электрической энергии .....	автоматически
Коррекция текущего времени в сервере ИВК .....	автоматически
Синхронизация времени в АИИС.....	выполняется автоматически
Защита от несанкционированного доступа к клеммам трансформаторов тока .....	реализована опломбированием клеммных зажимов

Защита от несанкционированного доступа к клеммам трансформаторов напряжения ..... реализована опломбированием клеммных зажимов

Защита от несанкционированного доступа к клеммам счетчиков ..... реализована опломбированием защитных крышек счетчика

Защита от несанкционированного доступа к программно-аппаратной блокировке счетчиков от преднамеренного стирания информации ..... реализована опломбированием защитных крышек

Защита от несанкционированного доступа к клеммам соединительных коробок счетчиков ..... реализована опломбированием защитных крышек соединительных коробках

Защита от несанкционированного доступа к серверу ИВК ..... реализована механическим замком дверей шкафа и его опломбированием

Защита информации при параметрировании счетчика..... реализована с помощью пароля

Защита информации при параметрировании сервера..... реализована с помощью пароля

Защита информации при конфигурировании и настройке АИИС..... реализована с помощью пароля

Защита передачи информации от счетчиков в сервер ИВК..... реализована с помощью пароля

Резервное электрическое питания счетчиков электрической энергии..... выполнено

Резервирование каналов связи ИИК – ИВК ..... выполнено

Средства для резервного копирования и восстановления (довосстановления пропусков данных) базы данных АИИС..... предусмотрены

Возможность считывания информации со счетчика автономным способом.....предусмотрена

Возможность считывания информации со счетчика удаленным способом ..... предусмотрена

Возможность визуального контроля информации на счетчике..... имеется

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

- фактов параметрирования счетчика.....имеется
- фактов пропадания напряжения.....имеется
- фактов коррекции времени.....имеется

Возможность контроля достоверности и восстановления данных в АИИС ..... имеется

Нормальные условия эксплуатации:

- напряжение питающей сети переменного тока..... (220±4,4) В
- частота питающей сети..... (50 ± 0,5) Гц
- температура:
  - .....от -10°С до +40°С (для ТН и ТТ)
  - .....от +15°С до +25°С (для счетчиков)
  - .....от +15°С до +25°С (для ИВК)
- относительная влажность воздуха..... (70±5) %
- атмосферное давление..... (750±30) мм рт.ст.

Рабочие условия эксплуатации:

- напряжение питающей сети переменного тока..... (220±10) В
- частота питающей сети..... (50 ± 0,5) Гц
- температура:
  - .....от -10°С до +40°С (для ТН и ТТ)
  - .....от +5°С до +35°С (для счетчиков)
  - .....от +15°С до +35°С (для ИВК)
- относительная влажность воздуха..... (70±10) %
- атмосферное давление..... (750±30) мм рт.ст.

Средняя наработка на отказ..... 35000 ч  
 Средний срок службы..... 10 лет

**ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА**

Знак утверждения типа наносится на титульный лист эксплуатационной документации АИИС.

## КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС представлена в таблице 3.

Таблица 3

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока	48 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	10 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа Евро АЛЬФА	16 шт.
Сервер HP Proliant ML350R03	1 шт
Рабочая станция оператора HP Compaq D530	1 шт
Фильтр защиты телефонных линий APC (PTEL1-4)	1 шт
Источник бесперебойного питания SmartUPS 1000 VA RM RackMount 2U	1 шт
Устройство резервного копирования базы данных HP DDS4 Data Cartridge, 40GB	1 шт
Фильтр защиты телефонной линии PTEL-2	3 шт
GSM-модем Siemens MC-35 Terminal	7 шт
Источник бесперебойного питания APC BR500I BackUPS RS 500 VA, AVR	4 шт
Устройство синхронизации единого времени УССВ-35LVS	1 шт
Модем Zyxel U-336R	4 шт
Модем Zyxel U-336S	3 шт
Преобразователь интерфейса RS-485/RS-232 MOXA Transio A53	11 шт
Расширитель портов Моха С32080Т	1 шт
Специализированное программное обеспечение установленное на сервере (ПО) «Альфа Центр РЕ», с дополнительными компонентами: Альфа Центр Администратор, АльфаЦентр Мониторинг, Альфа Центр Резерв, АльфаЦентр	1 комплект
Специализированное программное обеспечение установленное на рабочей станции оператора (ПО) «Альфа Центр РЕ2»	1 комплект
Компьютер, ПО «Альфа Центр Laptor», ПО «AlphaPlusR-E» и оптический преобразователь «Unicom Probe» для работы со счетчиками системы	1 комплект
Руководство по эксплуатации	1 комплект
Методика поверки ИЮЛТ.466453.004 МП	1 экземпляр

### ПОВЕРКА

Поверка АИИС проводится по документу "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная - АИИС учета количества электрической энергии № 2 ОАО "НИЖНОВАТОМЭНЕРГОСБЫТ". Методика поверки», утвержденному ФГУП "ВНИИМС" 12.10.2004г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии в соответствии с методикой поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа Евро АЛЬФА (ЕА), утвержденной «ВНИИМ» им. Д.И.Менделеева в феврале 1998 г;
- калибратор многофункциональный «Ресурс – К2»;
- измеритель «Ресурс UF2-ПТ»;
- переносный компьютер, оснащенный ОС Windows, ПО «Альфа Центр Laptor», «AlphaPlusR-E» и оптическим преобразователем «АЕ-1» для считывания измерительной информации со счетчиков электрической энергии;
- радиоприемник УКВ диапазона, принимающий сигналы службы точного времени;
- GPS – навигатор (GPSMAP 76S) для приема сигналов всемирной службы точного времени.

Межповерочный интервал - 4 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 (класс точности 0,2 S и 0,5 S)».

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

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную - АИИС учета количества электрической энергии № 2 ОАО "НИЖНОВАТОМЭНЕРГОСБЫТ"

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип система автоматизированная информационно-измерительная - АИИС учета количества электрической энергии № 2 ОАО "НИЖНОВАТОМЭНЕРГОСБЫТ" утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечена в эксплуатации.

#### Изготовитель:

ЗАО «ИНСТИТУТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМ УЧЕТА»

Адрес: 620049, г.Екатеринбург

Тел. (343) 376-25-42/43

Генеральный директор

ЗАО «ИНСТИТУТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМ УЧЕТА»

#### Заявитель:

ОАО «Нижноватомэнергосбыт»

Адрес: 119051, г.Москва, ул. Веерная, д.24а

Тел. (095) 780-80-52/53

Генеральный директор

ОАО «Нижноватомэнергосбыт»

Д.В. Шیشهлякин



А. И. Лагутин