

СОГЛАСОВАНО:



Руководитель

Г.И. СИ ОГУП «ВНИИМС»

В. Н. Яншин

2007 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Сибнефтепровод». Измерительно-информационный комплекс НПС «Чаши-1,2»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 34449-07 Взамен №
--	--

Изготовлена по проектной документации ЗАО «ОРДИНАТА», г. «Москва», заводской номер № 04-411711.08-06.60.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Сибнефтепровод». Измерительно-информационный комплекс НПС «Чаши-1,2» (далее - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Сибнефтепровод». ИИК НПС «Чаши-1,2»), Курганская обл., Каргопольский район, предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

Областью применения АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Сибнефтепровод». ИИК НПС «Чаши-1,2» является коммерческий учёт электрической энергии на объекте ОАО «Сибнефтепровод» ИИК НПС «Чаши-1,2» по утвержденной методике выполнения измерений количества электрической энергии (МВИ КУЭ).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Сибнефтепровод». ИИК НПС «Чаши-1,2» представляет собой многофункциональную, 2^х-уровневую систему, которая состоит из измерительных каналов (далее - ИК), информационно-вычислительного комплекса (далее - ИВК) АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Сибнефтепровод». ИИК НПС «Чаши-1,2» 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 ИВК ООО «Транснефтьсервис С» результатов измерений;

- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии 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 и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

- ведение системы обеспечения единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные каналы (ИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03 класса точности 0,2S по ГОСТ 30206 (в части активной электроэнергии) и 0,5 по ГОСТ 26035 (в части реактивной электроэнергии).

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер базы данных (БД) АИИС КУЭ, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, автоматизированные рабочие места (АРМ) операторов и специализированное программное обеспечение (ПО).

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. На основе цифрового представления сигналов, соответствующих мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, с учетом (или без) коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН).

Данные со счетчиков посредством канала связи RS-485, через устройство защиты от импульсных помех (УЗИП) и разветвительную коробку поступают в шкаф комплектного устройства учета и автоматики (КУУиА).

В КУУиА происходит первичная обработка и сохранение данных измерений. Из КУУиА данные измерений поступают посредством Ethernet через HUB и маршрутизатор основного и резервного канала на спутниковый модем, входящий в основной канал связи. Основной канал связи организован через телепорт г. Москвы и канал E1 на основе ВОЛС между ОАО «Связьтранснефть С» и информационно-вычислительным комплексом (далее – ИВК) ТНС.

Резервный канал связи организован по составному коммутируемую телефонному каналу корпоративной сети ОАО «Связьтранснефть С».

Данные от ИК поступают в ИВК ООО «Транснефтьсервис С» для формирования отчетных документов.

Передача результатов измерений производится в XML формате с заданной в ИВК ТНСС периодичностью. Допускается, в случае возникновения технических проблем, передача данных с задержкой, но на срок не более 3-х рабочих дней.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, созданной на основе устройства синхронизации времени УСВ-1, включающее в себя приемник сигналов точного времени от радиостанции, передающей сигналы точного времени, номер в Государственном реестре средств измерений № 28716-05.

СОЕВ обеспечивает погрешность системного времени в счетчиках электрической энергии в пределах допускаемой абсолютной погрешности измерения текущего времени, равной 5 с/сут.

Для защиты измерительной системы от несанкционированного доступа к значениям измеренных величин и расчетных показателей с целью корректировки 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

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 1

Таблица 1 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала					Метрологические характеристики		
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип	Заводской номер	$K_{гг} \cdot K_{тн} \cdot K_{сч}$	Наименование измеряемой величины	Основная Погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %
1	2	3		4	5	6	7	8	9
		АИИС КУЭ	№	АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Сибнефтепровод». ИИК НПС «Чаши-1,2»	№ 04-411711.08-06.60		Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9		
НПС «Чаши-1,2»										
1	Ввод №1, ЗРУ-10 кВ, 1 С.Ш. яч. №5	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =1500/5 № 30709-05	A	ТЛП-10-1	№ 242	30000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %
				B	ТЛП-10-1	№ 250				
				C	ТЛП-10-1	№ 221				
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 14471				
				B	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 11476				
				C	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 14945				
		Счетчик	КТ=0,2S К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108055131				
2	Ввод №2, ЗРУ-10 кВ, 2 С.Ш. яч. №18	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =1500/5 № 30709-05	A	ТЛП-10-1	№ 296	30000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %
				B	ТЛП-10-1	№ 12006				
				C	ТЛП-10-1	№ 214				
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 14863				
				B	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 15409				
				C	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 14167				
		Счетчик	КТ=0,2S К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108056021				
3	Ввод №3, ЗРУ-10 кВ, 3 С.Ш. яч. №26	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =2000/5 № 11077-03	A	ТШЛ-10-1	№ 2033	40000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %
				B	ТШЛ-10-1	№ 2220				
				C	ТШЛ-10-1	№ 2029				
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 15471				
				B	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 13379				
				C	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 15461				
		Счетчик	КТ=0,2S К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108051184				

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4		5	6	7	8	9
4	Ввод №4, ЗРУ-10 кВ, 4 С.Ш. яч. №38	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =2000/5 № 11077-03	A	ТШЛ-10-1	№ 2198	40000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %
				B	ТШЛ-10-1	№ 2222				
				C	ТШЛ-10-1	№ 2218				
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 14865				
				B	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 14756				
				C	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 13241				
		Счетчик	КТ=0,2S К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108056086				
5	РП-1, ЗРУ-10 кВ, 1 С.Ш. яч. №8	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =150/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	№ 1357	1500	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %
				B	ТЛО-10	№ 1314				
				C	ТЛО-10	№ 1382				
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 14471				
				B	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 11476				
				C	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 14945				
		Счетчик	КТ=0,2S К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108056078				
6	ВЛ-10, ЗРУ-10 кВ, 2 С.Ш. яч. №13	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =150/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	№ 1385	3000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %
				B	ТЛО-10	№ 1392				
				C	ТЛО-10	№ 1370				
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 14863				
				B	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 15409				
				C	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 14167				
		Счетчик	КТ=0,2S К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108056006				

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4		5	6	7	8	9
7	РП-2, ЗРУ-10 кВ, 4 С.Ш. яч. №41	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =150/5 № 25433-03	А	ТЛО-10	№ 1351	3000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %
				В	ТЛО-10	№ 1292				
				С	ТЛО-10	№ 1344				
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 3344-04	А	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 14865				
				В	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 14756				
				С	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 13241				
		Счетчик	КТ=0,2S К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108056019				
8	Ввод №6В-1, ЗРУ-10 кВ, 6 С.Ш. яч. №15	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =1500/5 № 30709-05	А	ТЛП-10-1	№ 320	30000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %
				В	ТЛП-10-1	№ 329				
				С	ТЛП-10-1	№ 207				
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 3344-04	А	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 15100				
				В	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 15103				
				С	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 14499				
		Счетчик	КТ=0,2S К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108051199				
9	Ввод №7В-2, ЗРУ-10 кВ, 7 С.Ш. яч. №20	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =1500/5 № 30709-05	А	ТЛП-10-1	№ 212	30000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %
				В	ТЛП-10-1	№ 328				
				С	ТЛП-10-1	№ 247				
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 3344-04	А	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 14948				
				В	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 14650				
				С	ЗНОЛ.06-10-УЗ	№ 11478				
		Счетчик	КТ=0,2S К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108056042				

В таблице 1 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$) и вторичном токе ТТ, равном 2(5) % от $I_{ном}$.

Примечания:

1. В Таблице 1 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в реальных условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);
2. Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры питающей сети: напряжение - $(220 \pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - параметры сети: диапазон напряжения - $(0,99 \div 1,01)U_n$; диапазон силы тока - $(1,0 \div 1,2)I_n$; диапазон коэффициента мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - $0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха: ТТ - от -55°C до $+60^\circ\text{C}$; ТН - от -45°C до $+45^\circ\text{C}$; счетчиков: в части активной энергии - от $+21^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$, в части реактивной энергии - от $+18^\circ\text{C}$ до $+22^\circ\text{C}$; шкаф КУУиА - от $+15^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$;
 - относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.
3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{n1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,05 \div 1,2)I_{n1}$; коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от -45°C до $+45^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,05 \div 1,2)I_{n2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - $0,8(0,6)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения - $0,5$ мТл;
- температура окружающего воздуха - от $+15^\circ\text{C}$ до $+30^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(40-60)\%$;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха - от $+15^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

4. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п.1 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом установленном на объекте ООО «Транснефтьсервис С» - в ОАО «Сибнефтепровод», НПС «Чаши-1,2» - порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T_0=90\,000$ ч., время восстановления работоспособности $T_b=168$ ч.;
- компоненты КУУиА - среднее время наработки на отказ не менее $T_0=100\,000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $T_b=24$ ч.;

Оценка надежности АИИС в целом:

$K_{Г_АИИС} = 0,98$ – коэффициент готовности;

$T_{O_АИИС} = 30\,000$ ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания счетчиков электрической энергии с помощью АВР;
- резервирование электрического питания КУУиА с помощью источника бесперебойного питания;

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - попытки несанкционированного доступа;
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания.
- журнал событий КУУиА:
 - ввод расчётных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - ввод/изменение групп измерительных каналов учёта электроэнергии для расчёта агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений (необходимость формирования групп измерительных каналов в контроллере определяется на стадии проектирования); потеря и восстановление связи со счетчиком;
 - установка текущих значений времени и даты;
 - попытки несанкционированного доступа;
 - связи с промконтроллером, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - перезапуск промконтроллера (при пропадании напряжения, закливании и т.п.);
 - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
 - отключение питания.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - привод разъединителя трансформаторов напряжения;
 - клеммы низкого напряжения трансформаторов напряжения;
 - корпус (или кожух) автоматического выключателя в цепи трансформатора напряжения, а так же его рукоятка (или прозрачная крышка);
 - клеммы вторичной обмотки трансформаторов тока;
 - промежуточные клеммники, через которые проходят цепи тока и напряжения;
 - съемные части блоков испытательных;
 - крышки клеммных отсеков счетчиков;
 - шкаф КУУиА..
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на контроллер;

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 3 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Сибнефтепровод». ИИК НПС «Чаши-1,2».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа ТЛО-10	9 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТЛП-10-1	12 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТЛШ-10-1	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-10-УЗ	27 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа СЭТ-4ТМ.03	9 шт.
Разветвительная коробка ПР-3	9 шт.
Шкаф комплектного устройства учета и автоматики (КУУиА)	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени типа «УСВ-1»	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Сибнефтепровод». ИИК НПС «Чаши-1,2». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» «19» 03 2007 г.

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 документом «Многофункциональные счетчики электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03. Методика поверки»;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы;
- радиоприемник УКВ диапазона, принимающий сигналы 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 30206-94 (МЭК 687-92) «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)».

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

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

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

МИ 3000-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Сибнефтепровод». ИИК НПС «Чаши-1,2».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Сибнефтепровод». Измерительно-информационный комплекс НПС «Чаши-1,2», утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

Изготовитель: ЗАО «ОРДИНАТА»

Юр. адрес: 115432, г. Москва,

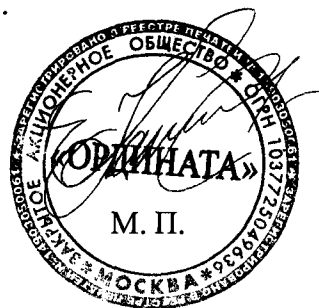
2-й Кожуховский проезд, д.12, стр. 2.

Почт. адрес: 123610, г. Москва,

ул. Краснопресненская наб., д.12.

тел. (495)967-07-67

Генеральный директор ЗАО «ОРДИНАТА»



С. И. Каминский

Заявитель: НО «Инновационный фонд «РОСИСПЫТАНИЯ»

Адрес: 119991, г. Москва,

Ленинский пр-т., д.9

тел./ факс: (495) 781-48-99

Президент

НО «Инновационный фонд «РОСИСПЫТАНИЯ»



С.И. Ерофеев