

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ» (в дальнейшем – АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ») предназначена для измерений, коммерческого (технического) учета электрической энергии (мощности), а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энерго-снабжении.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ» представляет собой информационно-измерительную систему, состоящую из трех функциональных уровней.

Первый уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК) выполняет функцию автоматического проведения измерений в точке измерений. В состав ИИК входят измерительные трансформаторы тока (ТТ), соответствующие ГОСТ 7746-2001 и трансформаторы напряжения (ТН), соответствующие ГОСТ 1983-2001, вторичные измерительные цепи, счетчики электрической энергии, изготовленные по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии).

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) выполняет функцию консолидации информации по данной электроустановке либо группе электроустановок. В состав ИВКЭ входят устройства сбора и передачи данных (УСПД) или промконтроллер, обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК, технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура, модемы). УСПД предназначены для сбора, накопления, обработки, хранения и отображения первичных данных об электроэнергии и мощности со счетчиков, а также для передачи накопленных данных по каналам связи на уровень ИВК (АРМ).

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК). В состав ИВК входят: промконтроллер (компьютер в промышленном исполнении, далее - сервер); технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура); технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, автоматической диагностики состояния средств измерений, подготовки отчетов и передачи их различным пользователям.

Также уровень ИВК АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ» производит прием данных об измерении 30-минутных приращений количества активной и реактивной электроэнергии (в виде XML – файла) от уровня ИВК АИИС КУЭ ОАО «Татэнергообит» по 3-м измерительным каналам, указанным в таблице 1 и ИВК АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания» по 2-м измерительным каналам, указанным в таблице 2 для передачи их в ОАО «АТС» и смежным субъектам оптового рынка.

Таблица 1 – ИК, входящие в состав АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт», данные с которых передаются по договору информационного обмена в АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ»

Наименование объекта учета (измерительного канала)	Номер госреестра описания типа АИИС и номер точки
ПС Нижнекамская (220/110/10) ВЛ-110 кВ "Нижнекамская-ТАНЕКО"	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Сетевая компания" НкЭС № Гос.р. 54819-13 ИК № 24
ПС Заводская (220/110/6) ВЛ-220 кВ "Заводская-Танеко"	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Сетевая компания" НкЭС № Гос.р. 54819-13 ИК № 4
ПС Узловая (220/110/35/6) ВЛ-220 кВ Узловая - Танеко	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Сетевая компания" АЭС № Гос.р. 55363-13 ИК № 7

Таблица 2. – ИК, входящие в состав АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания», данные с которых передаются по договору информационного обмена в АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ».

Наименование объекта учета (измерительного канала)	Номер госреестра описания типа АИИС и номер точки
ПС Заинской ГРЭС, ОРУ 110кВ, СШ-1 110кВ, яч.16 ВЛ-110 кВ Заинская ГРЭС-Танеко.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания. Заинская ГРЭС. № Гос.р. 57754-13 ИК № 33
ПС Заинской ГРЭС, ОРУ 110кВ, ОВВ 110кВ, (ВЛ-110 кВ Плавка гололеда ВЛ-500 кВ ЗГРЭС-Куйбышевская)	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания. Заинская ГРЭС. № Гос.р. 57754-13 ИК № 32

АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ» обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- активной (реактивной) электроэнергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу электроэнергии;
- средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- календарного времени и интервалов времени.

Измеренные значения активной и реактивной электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в базе данных УСПД и ИВК.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и сервере сбора данных может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ.

В АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ» измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счетчиков трансформаторного включения) поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики производят измерения мгновенных и действующих (средне-

квадратических) значений напряжения ( $U$ ) и тока ( $I$ ) и рассчитывают активную мощность ( $P=U \cdot I \cdot \cos\varphi$ ) и полную мощность ( $S=U \cdot I$ ). Реактивная мощность ( $Q$ ) рассчитывается в счетчике по алгоритму  $Q=(S^2-P^2)^{0,5}$ . Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений  $P$  на 30-минутных интервалах времени. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется в устройство сбора и передачи данных (УСПД). В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения, установленного на УСПД, далее информация поступает на сервер ИВК, где происходит накопление и отображение собранной информации при помощи АРМов. Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, УСПД, сервера сбора данных ИВК и уровнем доступа АРМа к базе данных на сервере. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента к другому, используются проводные линии связи, каналы сотовой связи, телефонные линии связи.

АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ» имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, ИВК и имеет нормированную точность. Коррекция часов производится не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени (УСВ-2), подключенного к ИВК.

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, кроссовых и клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

Основные функции и эксплуатационные характеристики ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ» соответствуют техническим требованиям ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ», трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Организация каналов связи для отправки XML макетов 80020, 80040 и 80050 в ОАО «АТС»: рабочий канал - встроенная сетевая плата в ИКМ пирамида стандарта Ethernet 10/100, резервный канал - GSM /GPRS терминал SIEMENS MC35i. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа NoteBook с последующей передачей данных на АРМ.

В АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ» обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 3,5 года. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ», являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре. Устройства связи, модемы различных типов, пульта оператора, дополнительные средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

### Программное обеспечение

ПО «Пирамида 2000. Сервер» строится на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков электрической энергии и УСПД.

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Пирамида 2000» и определяются классом применяемых электросчетчиков (кл. точности 0,2S; 0,5; 0,5S; 1,0).

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений электроэнергии в ИВК «Пирамида 2000. Сервер», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ», приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000. Сервер»

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Пирамида 2000. Сервер»	модуль, объединяющий драйвера счетчиков	BLD.dll	Версия 20.05/2010	0A97290D9E5721C955C D1870BA57CF03	MD5
	драйвер работы с БД	dbd.dll		07F26CF777305FFD6D4 237AA7BE2630F	
		CfgDlgs.dll		ED354627073E7ABDCB 56A64C82622ACB	
	драйвер работы с макетами форматов 800x0 DD800x0.dll			808F793E121A38CDF7 B6D138B051AEAE	
	драйвера кэширования и опроса данных контроллеров и счетчиков СЭТ-4ТМ	cacheS1.dll		036BC606481624C9C2B 417747770ED63	
		cacheS10.dll		6D979AFA95EE3144CD 4C9DFA7D26A805	
		sicon1.dll		2557D29DEE90C6DBFB B261615BE9BE60	
		sicons10.dll		BE1C6EC0AA12F8B5C 6817E4F6C986605	
		sicons102.dll		E418B634A8099D6C28 D3B2D0A1A727C4	
		sicons50.dll		143884416B7323EEF4B DFFECAE2B6F36	
	SET4TM02.dll	5E0C0511559445F674B 14112AE5D5340			

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 4– Метрологические и технические характеристики

Параметр	значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электрической энергии.	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 5
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	220± 22 50 ± 1
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	от +15 до +35 от -40 до +50
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	220; 110; 6
Первичные номинальные токи, кА	2; 1; 0,4; 0,1
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	1
Количество точек учета, шт.	14
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов, не более, с/сут	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 5 - Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении электрической энергии для рабочих условий эксплуатации,  $d_{\rho}$ , %.

№ ИК	cos φ (sin φ)	$\delta_{1(2)\%I}$	$\delta_{5\%I}$	$\delta_{20\%I}$	$\delta_{100\%I}$
		$I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$
2	3	4	5	6	7
1 - 5	1	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,8 (инд.)	±1,5	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5 (инд.)	±2,1	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8 (0,60)	±2,4	±2,0	±1,7	±1,7
	0,5 (0,87)	±2,0	±1,7	±1,5	±1,5
6, 8, 12	1	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,8 (инд.)	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,5 (инд.)	-	±5,5	±3,0	±2,3
	0,8 (0,60)	-	±4,6	±2,8	±2,3
	0,5 (0,87)	-	±2,9	±1,9	±1,7
7, 9 - 11, 13, 14	1	-	±2,2	±1,7	±1,6
	0,8 (инд.)	-	±3,3	±2,2	±1,9
	0,5 (инд.)	-	±5,7	±3,3	±2,6
	0,8 (0,60)	-	±5,6	±4,0	±3,7
	0,5 (0,87)	-	±4,0	±3,5	±3,3

Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности для рабочих условий эксплуатации на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка часов ( $d_p$ ), рассчитываются по следующей формуле (на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах):

$$d_p = \pm \sqrt{d_s^2 + \left( \frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{cp}} \right)^2}, \text{ где}$$

$d_p$  - пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности и энергии, %;

$d_s$  - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3, %;

$K$  – масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

$K_e$  – внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт•ч);

$T_{cp}$  - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

$P$  - величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения средней мощности системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$d_{p, \text{корр.}} = \frac{\Delta t}{3600T_{cp}} \cdot 100\%, \text{ где}$$

$\Delta t$  - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах);

$T_{cp}$  - величина интервала усреднения мощности (в часах).

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки входят:

- средства измерения, приведенные в таблицах 6 и 7;
- документация и ПО, представлены в таблице 8.

Таблица 6 – Состав ИИК АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ»

№ ИК	Код точки измерения	Наименование объекта учета (измерительного канала)	Вид СИ	Обозначение, тип, метрологические характеристики
ПС "Танеко" (220/110/6кВ)				
1	2	3	4	5
1		КРУЭ-110, Секция 2, ячейка Е06, ВЛ-110 кВ ЗГРЭС-ТАНЕКО	ТН	STE 3/123/145/170 , № 479 418 Коэфф.тр. 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ , Кл.т. 0,2 № Гос.р. 33110-06
			ТТ	ELK-СТО (ELK-СТО L) №2008.3766.06/1-3 А, №2008.3766.06/1-3 В №2008.3766.06/1-3 С, Коэфф.тр. 1000/1, Кл.т. 0,2S, № Гос.р. 33113-06
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16, № 0805100569, Кл.т. 0,2S/0,5, Ином = 1 А, R=25 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 36697-08
2	8	КРУЭ-110, Секция 1, ячейка Е01, ВЛ-110 кВ Нижнекамская - ТАНЕКО	ТН	STE 3/123/145/170 № 479 419 Коэфф.тр. 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ , Кл.т. 0,2, № Гос.р. 33110-06
			ТТ	ELK-СТО (ELK-СТО L) №2008.3766.03/1-3 А, №2008.3766.03/1-3 В №2008.3766.03/1-3 С, Коэфф.тр. 1000/1 Кл.т. 0,2S, № Гос.р. 33113-06
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16, № 0805100632, Кл.т. 0,2S/0,5, Ином = 1 А, R=25 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 36697-08
3	9	КРУЭ-220 кВ, Секция 4, ячейка D 19, ВЛ-220 кВ Узловая - ТАНЕКО	ТН	STE 1/245/420/550 № 478490/RML ; 478491/RML; 478492/RML Коэфф.тр. 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ , Кл.т. 0,2 № Гос.р. 33111-06
			ТТ	JK ELK CN/CM 14 А №2008.2843.03/1, С №2008.2843.03/4 В №2008.2843.03/3, Коэфф.тр. 2000/1 Кл.т. 0,2S, № Гос.р. 28839-05
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16, № 0805100667, Кл.т. 0,2S/0,5, Ином = 1 А, R=25 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 36697-08
4	10	КРУЭ-220 кВ, Секция 2, ячейка D 13, ВЛ-220 кВ Заводская - ТАНЕКО	ТН	STE 1/245/420/550 № 478475/RML, 478478/RML, 478479/RML Коэфф.тр. 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ , Кл.т. 0,2 № Гос.р. 33111-06
			ТТ	JK ELK CN/CM 14 А №2008.2843.03/7, С №2008.2843.03/9 В №2008.2843.03/6, Коэфф.тр. 2000/1, Кл.т. 0,2S № Гос.р. 28839-05
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16, № 0805100548, Кл.т. 0,2S/0,5, Ином = 1 А, R=25 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 36697-08

5		КРУЭ-220 кВ, Секция 1, ячейка D 02, ВЛ-220 кВ КАМА - ТАНЕКО	ТН	STE 1/245/420/550 № 478469/RML; 478470/RML; 478471/RML, Коэфф.тр. 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ , Кл.т. 0,2, № Гос.р. 33111-06
			ТТ	JK ELK CN/CM 14 А №2008.2843.03/5, С №2008.2843.03/2 В №2008.2843.03/9, Коэфф.тр. 2000/1 Кл.т. 0,2S, № Гос.р. 28839-05
			Счет чик	СЭТ-4ТМ.03М.16, № 0805100618 Кл.т. 0,2S/0,5, Ином = 1 А, R=25 000 имп./кВт•ч № Гос.р. 36697-08
6	4	РТП №124/23, СШ-1 6кВ, яч. 106 ОАО «Средне- Волжский Транснефтепро- дукт» ГПС «Нижнекамск-2»	ТН	ЗНОЛ-СЭЩ-6 , № 00641-10, 00644-10, 00639-10, Ко- эфф.тр. 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5, № Гос.р. 35956-07
			ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10, А №09552-10, С №09548-10, В №09545-10, Коэфф.тр. 400/1, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 32139- 06
			Счет чик	СЭТ-4ТМ.03М.16, № 0807110875, Кл.т. 0,2S/0,5, Ином = 1 А, R=25 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 36697-08
7	5	РТП №124/23, СШ-1 6кВ, ячей- ка 109 ОАО «Средне- Волжский Транснефтепро- дукт» ГПС «Нижнекамск-2»	ТН	ЗНОЛ-СЭЩ-6 , № 00641-10, 00644-10, 00639-10, Ко- эфф.тр. 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ , Кл.т. 0,5, № Гос.р. 35956-07
			ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10, А №09257-10, С №09292-10, В №09300 -10, Коэфф.тр. 100/1, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 32139-06
			Счет чик	СЭТ-4ТМ.03М.17, № 0804112222, Кл.т. 0,5S/1,0, Ином = 1 А, R=25 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 36697-08
8	6	РТП №124/23, СШ-2 6кВ, яч. 206 ОАО «Средне- Волжский Транснефтепро- дукт» ГПС «Нижнекамск-2»	ТН	ЗНОЛ-СЭЩ-6 , № 00997-10, 01002 -10, 00998-10, Коэфф.тр. 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ , Кл.т. 0,5, № Гос.р. 35956-07
			ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10, А №09536-10, С №09538-10, В №09542- 10, Коэфф.тр. 400/1, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 32139-06
			Счет чик	СЭТ-4ТМ.03М.16, № 0806111327, Кл.т. 0,2S/0,5, Ином = 1 А, R=25 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 36697-08
9	7	РТП №124/23, СШ-2 6кВ, яч.209 ОАО «Средне- Волжский Транснефтепро- дукт» ГПС «Нижнекамск-2»	ТН	ЗНОЛ-СЭЩ-6 , № 00997-10, 01002-10, 00998-10, Ко- эфф.тр. 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ , Кл.т. 0,5, № Гос.р. 35956-07
			ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10, А №09295-10, С №09294-10, В № 09293- 10, Коэфф.тр. 100/1, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 32139-06
			Счет чик	СЭТ-4ТМ.03М.17, № 0804112320, Кл.т. 0,5S/1,0, Ином = 1 А, R=25 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 36697-08
10	13	РТП №124/23, СШ-1 6кВ, яч. 107 ПСП Ниж- некамск АРНУ ОАО «СЗМН»	ТН	ЗНОЛ-СЭЩ-6 , № 00641-10, 00644-10, 00639-10, Ко- эфф.тр. 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5, № Гос.р. 35956-07
			ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10, А №08305-10, С №08307-10, В №08301-10, Коэфф.тр. 100/1, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 32139- 06
			Счет чик	СЭТ-4ТМ.03М.17, № 0804112327, Кл.т. 0,5S/1,0, Ином = 1 А, R=25 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 36697-08

11	14	РТП №124/23, СШ-2 6кВ, яч.207 ПСП Нижекамск АРНУ ОАО «СЗМН»	ТН	ЗНОЛ-СЭЩ-6, № 00997-10, 01002-10, 00998-10, Коэфф.тр. 6000/√3/100/√3, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 35956-07
			ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10,А №08300-10, С №08298-10, В №08299-10, Коэфф.тр. 100/1, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 32139-06
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.17, № 0804112236, Кл.т. 0,5S/1,0, Ином = 1 А, R=25 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 36697-08
12	15	РТП №124/23, СШ-2 6кВ, яч. 210 ПСП Ниж- некамск АРНУ ОАО «СЗМН»	ТН	ЗНОЛ-СЭЩ-6 , № 00997-10, 01002-10, 00998-10, Коэфф.тр. 6000/√3/100/√3, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 35956-07
			ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10, А №08306-10, С №08297-10, В 08302-10, Коэфф.тр. 100/1, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 32139-06
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16, № 0807110882, Кл.т. 0,2S/0,5, Ином = 1 А, R=25 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 36697-08
13	11	РТП №124/23, СШ-1 6кВ, яч.108 ЦРП-6 Кв ж.д. ст.Тунгуча, Ульяновской ди- станции электро- снабжения Куй- бышевской же- лезной дороги – «РЖД».	ТН	ЗНОЛ-СЭЩ-6 , № 00641-10, 00644-10, 00639-10, Коэфф.тр. 6000/√3/100/√3, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 35956-07
			ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10, А №09540-10, С №09543-10, В №09544-10, Коэфф.тр. 400/1, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 32139-06
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.17, № 0806102631, Кл.т. 0,5S/1,0, Ином = 1 А, R=25 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 36697-08
14	12	РТП №124/23, СШ-2 6кВ, яч.208 ЦРП-6 Кв ж.д. ст.Тунгуча, Ульяновской ди- станции электро- снабжения Куй- бышевской же- лезной дороги – «РЖД».	ТН	ЗНОЛ-СЭЩ-6 , № 00997-10, 01002-10, 00998-10, Коэфф.тр. 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5, № Гос.р. 35956-07
			ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10, А №09121-10, С №09119-10., В №09117-10, Коэфф.тр. 400/1, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 32139-06
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.17, № 0806102666, Кл.т. 0,5S/1,0, Ином = 1 А, R=25 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 36697-08

Таблица 7 - Перечень оборудования, входящего в состав АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ».

Тип, № Госреестра	зав. №	Номер измерительного канала
«ИКМ-Пирамида» № Гос.р. 45270-10	477	1 - 14
Устройство синхронизации времени УСВ-2 № 41681-10	2901	1 - 14
УСПД СИКОН С70, № Гос.р. 28822-05	5299	1 - 2
УСПД СИКОН С70, № Гос.р. 28822-05	5300	3 - 5
УСПД СИКОН С70, № Гос.р. 28822-05	07011	6 - 14

Таблица 8

Наименование программного обеспечения, вспомогательно-го оборудования и документации	Необходимое количество для АИИС КУЭ ООО «ТАТ-НЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ»
Программный пакет «Пирамида 2000. Сервер».	Один
Программное обеспечение электросчетчиков СЭТ-4ТМ.03М	Один
Формуляр (АИИСТНЭСБ 13.01.05. ФО)	1(один) экземпляр
Методика поверки (АИИСТНЭСБ 13.01.07 МП)	1(один) экземпляр
Эксплуатационная документация (АИИСТНЭСБ 13.01.04 ЭД)	1(один) экземпляр

### Поверка

осуществляется по документу АИИСТНЭСБ 13.01.07 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2013г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;
- средства поверки УСВ-2 в соответствии с методикой поверки, утвержденной ВНИИФТРИ в 2004 г.
- средства поверки контроллеров УСПД «СИКОН С70» в соответствии с методикой поверки «Контроллеры сетевые промышленные. СИКОН С70. Методика поверки» ВЛСТ 166.00.000 И1, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в мае 2008 г.;
- радиочасы «МИР РЧ-01», пределы допускаемой погрешности привязки переднего фронта выходного импульса к шкале координированного времени UTC,  $\pm 1\text{мкс}$ , № Госреестра 27008-04.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ». Методика измерений» АИИСТНЭСБ 13.01.06 МИ.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к «Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ»

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
3. ГОСТ Р 52323-05 (МЭК 62053-22:2003) «Национальный стандарт Российской Федерации. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статистические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
4. ГОСТ Р 52425-05 (МЭК 62053-23:2003) «Национальный стандарт Российской Федерации. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статистические счетчики реактивной энергии».
5. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
6. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ООО «ЭнергоТехПроект»

Адрес: 423810, Россия, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, проспект Московский, 118

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66;

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.