

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (в дальнейшем – АИИС КУЭ ООО «Нижнекамская ТЭЦ») предназначена для измерений, коммерческого (технического) учета электрической энергии (мощности), а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ ООО «Нижнекамская ТЭЦ» предназначена для использования в составе многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Описание средства измерений

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

Первый уровень включает в себя измерительно-информационный комплекс (ИИК) и выполняет функцию автоматического проведения измерений в точке измерений. В состав ИИК входят измерительные трансформаторы тока (ГТ), трансформаторы напряжения (ГН), вторичные измерительные цепи, счетчики электрической энергии.

Второй уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) и выполняет функцию консолидации информации по данной электроустановке либо группе электроустановок. В состав ИВКЭ входят устройство 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 включает в себя 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.

АИИС КУЭ ООО «Нижнекамская ТЭЦ» 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 фиксируется 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 «Нижнекамская ТЭЦ» 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 (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают активную мощность ($P=U \cdot I \cdot \cos\phi$) 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 «Нижнекамская ТЭЦ» имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, ИВК и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени 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 АИИС КУЭ ООО «Нижнекамская ТЭЦ» соответствуют техническим требованиям ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ ООО «Нижнекамская ТЭЦ» трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. 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 «Нижнекамская ТЭЦ» обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 35 суток. (Для счетчиков глубина хранения каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 мин. составляет 3,7 месяца; для УСПД глубина хранения графика средних мощностей за интервал 30 мин. 45 суток). При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ ООО «Нижнекамская ТЭЦ» являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре. Устройства связи, модемы различных типов, пульты 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 по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных тарифных зон 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).

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по 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 АИС КУЭ ООО «Нижнекамская ТЭЦ» приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наимено- вание про- граммного обеспече- ния	Наименование программного модуля (иденти- фикационное на- именование про- граммного обес- печения)	Наименование файла	Номер версии про- грамм- ного обеспе- чения	Цифровой иденти- фикатор програм- много- го обес- печения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычис- ления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Пира- мида 2000. Сервер»	модуль, объеди- няющий драйвера счетчиков	BLD.dll	10.05/20 05	523A32FE8194231AE 1F6D0C67CE0C763	MD5
	драйверы работы с КЭШ контрол- леров Сикон	CacheCT.dll		EA56859251A526C18 60576D4236557F3	
		CacheS1.dll		86657D9BFB652E4E3 632CB9F02B1E80A	
	драйвер работы с макетами формата- тов 800x0	CachS10.dll		0FAF5F114DAE14128 4E47DE7229B3978	
	драйвер работы с базой данных	DBD.dll		3C6BB52765D9DE351 0D2B9E50D84B7B1	
	драйвер работы с макетами формата- тов 800x0	DD800x0.dll		562E7CB52073AE351 598E205A695EDA3	
	драйвер работы с макетами формата- тов 51070	DTATS51070		E88AF0BA5086FB2E E5D6A6CD827ABB56	
	драйвер работы с макетами формата- тов 80020	dtats80020		67E29E972575D3F19 A5E88C2F6417778	
	драйвер преобра- зования макетов форматов 800x0	Imp800x0		8AAEE607722594BCF 0367BA9F5F881EA	
	драйвер работы с СОЕВ	ITV.dll		A6949E58DCA1CF94 D721FAD8ED33D81C	
	драйвера кэширо- вания и опроса данных контрол- леров и счетчиков СЭТ-4ТМ	sicon1.dll		14BF4DABF87B904D 9FAF44942B14B4F9	
		sicons10.dll		02328D6E9DCF3BF00 B3DF9ADB6A924A2	
		sicons102.dll		E7D4E80AC17999FD 654E7005D470528C	

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2

Параметр	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электрической энергии.	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 3
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	220± 22 50 ± 1
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °C - трансформаторов тока и напряжения, °C	от -20 до +55 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; 18;10; 6
Первичные номинальные токи, кА	10; 8; 1,5; 1; 0,15;
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	1; 5
Количество точек учета, шт.	17
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов, не более, секунд в сутки	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения электрической энергии для рабочих условий эксплуатации, $d_{\text{,}}$, %.

Таблица 3

№ ИК	Состав ИК*	$\cos \phi$ ($\sin \phi$)	$\delta 1(2)\% I$ $I1(2)$ $0\% \leq I < I5 \%$	$\delta 5\% I$ $I5 \% \leq I <$ $I20 \%$	$\delta 20\% I$ $I20 \% \leq I <$ $I100 \%$	$\delta 100\% I$ $I100 \% \leq I \leq$ $I120 \%$
1	2	3	4	5	6	7
1-2, 12-13	ТТ класс точности 0,5	1	—	±1,9	±1,2	±1,0
	ТН класс точности 0,5	0,8 (инд.)	—	±3,0	±1,7	±1,4
	Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия) $\Delta t=17^{\circ}\text{C}$	0,5 (инд.)	—	±5,5	±3,0	±2,3
	ТТ класс точности 0,5	0,8 (0,60)	—	±4,6	±2,6	±2,0
	ТН класс точности 0,5	0,5 (0,87)	—	±2,8	±1,7	±1,4
	Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)					

1	2	3	4	5	6	7
3-4, 14,15	ГТ класс точности 0,5 TH класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия) $\Delta t=8\text{ }^{\circ}\text{C}$	1	—	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$
		0,8 (инд.)	—	$\pm 2,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$
		0,5 (инд.)	—	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$
		0,8 (0,60)	—	$\pm 4,5$	$\pm 2,5$	$\pm 1,9$
5-8	ГТ класс точности 0,5 TH класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия) $\Delta t=8\text{ }^{\circ}\text{C}$	0,5 (0,87)	—	$\pm 2,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$
		1	—	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$
		0,8 (инд.)	—	$\pm 3,3$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$
		0,5 (инд.)	—	$\pm 5,6$	$\pm 3,2$	$\pm 2,6$
9-11	ГТ класс точности 0,5 TH класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия) $\Delta t=18\text{ }^{\circ}\text{C}$	0,8 (0,60)	—	$\pm 4,5$	$\pm 2,5$	$\pm 1,9$
		0,5 (0,87)	—	$\pm 2,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$
		1	—	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
		0,8 (инд.)	—	$\pm 3,4$	$\pm 2,3$	$\pm 2,1$
16	ГТ класс точности 0,2S TH класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия) $\Delta t=8\text{ }^{\circ}\text{C}$	0,5 (инд.)	—	$\pm 5,7$	$\pm 3,4$	$\pm 2,7$
		0,8	—	$\pm 4,6$	$\pm 2,6$	$\pm 2,0$
		0,5 (0,87)	—	$\pm 2,8$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$
		1	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
17	ГТ класс точности 0,2S TH класс точности 0,2 Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (инд.)	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$
		0,5 (инд.)	$\pm 2,4$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
		0,8 (0,60)	$\pm 3,0$	$\pm 1,9$	$\pm 1,5$	$\pm 1,4$
		0,5 (0,87)	$\pm 2,2$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
17	ГТ класс точности 0,5 TH класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия) $\Delta t=8\text{ }^{\circ}\text{C}$	1	—	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$
		0,8 (инд.)	—	$\pm 3,3$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$
		0,5 (инд.)	—	$\pm 5,6$	$\pm 3,2$	$\pm 2,6$
		0,8 (0,60)	—	$\pm 5,1$	$\pm 3,0$	$\pm 2,4$
	ГТ класс точности 0,5 TH класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1 (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	—	$\pm 3,4$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$

Примечание: *) ИК – измерительный канал.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени (d_p), рассчитываются по следующей формуле (на основании считанных по цифровому интерфейсу показа-

ний 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_s - пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии, в %;

d_s - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3 измерения электроэнергии, в %;

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

Ke – внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженная 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 для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

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

Δt – 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

Комплект поставки приведен в таблице 4, 5 и 6.

Таблица 4.

№ точки из- мер.	Точка измерений		Средство измерений		Наименование измеряемой ве- личины
	Код точки измерений	Наименование точ- ки измерений	вид СИ	обозначение, тип, мет- рологические характе- ристики, № Госреестра СИ	
1	2	3	4	5	6
Нижнекамская ТЭЦ					
УСПД			контроллер	СИКОН С1 № 1253,1144 № Гос. р. 15236-03	Энергия, мощ- ность, время

1	2	3	4	5	6
1	161150005111001	Генератор № 1	ТН трансформатор напряжения	ЗНОМ-20-63 А № 1 В № 05 С № 01 Коэффиц. тр. 18000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1593-62	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТШП-20-І А № 127 В № 124 С № 118 Коэффиц. тр. 8000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 21255-03	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0110065132 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; $R = 5000$ имп./кВт·ч № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
2	161150005111002	Генератор № 2	ТН трансформатор напряжения	ЗНОМ-20-63 А № 45944 В № 45947 С № 45946 Коэффиц. тр. 18000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1593-62	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТШП-20-І А № 1058 В № 875 С № 960 Коэффиц. тр. 8000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 21255-03	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0106070222 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; $R = 5000$ имп./кВт·ч № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q

1	2	3	4	5	6
3	161150005314001	Генератор № 3	ТН трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63 А № 38 В № 29 С № 58890 Коэф. тр. $6000 \sqrt{3}$ $/100\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1593-70	Первичное на- пряжение, U_1
			ТТ трансфор- маторы тока	ТШЛ-20-І А № 1078 В № 1075 С № 1079 Коэф. тр. $10000/5$ Кл.т. 0,5 № Гос. р. 21255-03	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0111066076 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; $R = 5000$ имп./кВт·ч № Гос. р. 27524-04	Энергия актив- ная, W_P Энергия реак- тивная, W_Q
4	161150005213001	Генератор № 4	ТН трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63 А № 41 В № 45 С № 62 Коэф. тр. $10000/100$ Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1593-70	Первичное на- пряженіе, U_1
			ТТ трансфор- маторы тока	ТШЛ-20-І А № 1759 В № 1792 С № 1789 Коэф. тр. $10000/ 5$ Кл.т. 0,5 № Гос. р. 21255-03	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0110065195 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; $R = 5000$ имп./кВт·ч № Гос. р. 27524-04	Энергия актив- ная, W_P Энергия реак- тивная, W_Q

1	2	3	4	5	6
5	161150005314812	Резервный ввод РУСН-6кВ РА-1	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 № ОТ ОТД Коэф. тр. $6000\sqrt{3}$ $/100\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2611-70	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТВЛМ-10 А № 06675 В № 72033 С № 01354 Коэффиц. тр. 1500/ 5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1856-63	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.02 № 07043072 Кл.т. 0,5S/0,5 Ином= 5 А; $R = 5000$ имп./кВт·ч № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
6	161150005314813	Резервный ввод РУСН-6кВ РБ-1	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 № ПТО ТХ Коэф. тр. $6000 \sqrt{3}$ $/100\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2611-70	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТВЛМ-10 А № 72011 В № 13455 С № 72034 Коэффиц. тр. 1500/ 5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1856-63	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.02 № 08041154 Кл.т. 0,5S/0,5 Ином= 5 А; $R = 5000$ имп./кВт·ч № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q

1	2	3	4	5	6
7	161150005314814	Резервный ввод РУСН-6кВ 1 РПА	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 № ОТ ОТД Коэф. тр. 6000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2611-70	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТВЛМ-10 А № 13609 В № 72043 С № 30863 Коэффиц. тр. 1500/ 5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1856-63	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.02 № 08041172 Кл.т. 0,5S/0,5 Ином= 5 А; $R = 5000$ имп./кВт·ч № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
8	161150005314815	Резервный ввод РУСН-6кВ 2 РПБ	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 № ПТО ТХ Коэф. тр. 6000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2611-70	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТВЛМ-10 А № 13540 В № 72036 С № 72097 Коэффиц. тр. 1500/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1856-63	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.02 № 08041201 Кл.т. 0,5S/0,5 Ином= 5 А; $R = 5000$ имп./кВт·ч № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q

1	2	3	4	5	6
9	161150005314816	Трансформатор №93Т РУСН-6кВ	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 № 798 Коэф. тр. 6000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2611-70	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТВЛМ-10 А № 79087 С № 78851 Коэффи. тр. 150/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1856-63	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.02 № 07050124 Кл.т. 0,5S/0,5 Ином= 5 А; R= 5000 имп./кВт·ч № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
10	161150005314817	Трансформатор №91Т РУСН-6кВ	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 № ПРТ КХ Коэф. тр. 6000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2611-70	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТВЛМ-10 А № 08658 С № 0813 Коэффи. тр. 150/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1856-63	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.02 № 07050019 Кл.т. 0,5S/0,5 Ином= 5 А; R= 5000 имп./кВт·ч № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q

1	2	3	4	5	6
11	161150005314818	Трансформатор №92Т РУСН-6кВ	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 № ПК УПК Коэф. тр. 6000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2611-70	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТВЛМ-10 А № 5975 С № 5906 Коэффи. тр. 150/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1856-63	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.02 № 07050033 Кл.т. 0,5S/0,5 Ином= 5 А; $R = 5000$ имп./кВт·ч № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
12	163050003105101	ВЛ 1ГТ, ЛЭП-220кВ НкТЭЦ-2	ТН трансформатор напряжения	НКФ-220 А № 48195АЭС В № 46176АЭС С № 46211АЭС Коэффи. тр. 220000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 26453-04	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФНД-220-1 А № 4331 В № 4393 С № 4398 Коэффи. тр. 1000/1 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 3694-73	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0111063133 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; $R = 25000$ имп./кВт·ч № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q

1	2	3	4	5	6
13	163050003105201	ВЛ 2ГТ, ЛЭП- 220кВ НкТЭЦ-2	ТН трансформатор напряжения	НКФ-220 А № 44463А36 В № 46244А36 С № А3348261 Коэффиц. тр. 220000/ 100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 26453-04	Первичное на- пряжение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТФНД-220-1 А № 5449 В № 5428 С № 5418 Коэффиц. тр. 1000/1 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 3694-73	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0105081902 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; $R = 25000$ имп./кВт·ч № Гос. р. 27524-04	Энергия актив- ная, W_P Энергия реак- тивная, W_Q
14	163050003207101	ВЛ 3ГТ, ЛЭП- 110кВ НкТЭЦ-2	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 1040 В № 1054 С № 1025 Коэффиц. тр. 110000/ 100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 26452-04	Первичное на- пряжене, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТФНД-110М А № 7474 В № 7468 С № 7463 Коэффиц. тр. 1000/ 1 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-88	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0110065125 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; $R = 25000$ имп./кВт·ч № Гос. р. 27524-04	Энергия актив- ная, W_P Энергия реак- тивная, W_Q

1	2	3	4	5	6
15	163050003105301	ВЛ 4ГТ, ЛЭП- 220кВ НкТЭЦ-2	ТН трансформатор напряжения	НКФ-220 А № 4284 В № 43073 С № 7485 Коэффиц. тр. 220000/ 100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 26453-04	Первичное на- пряжение, U_1
			ТТ трансфор- маторы тока	ТФЗМ 220Б-IV А № 7692 В № 3717 С № 3732 Коэффиц. тр. 1000/1 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 26424-04	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0103082214 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; $R = 25000$ имп./кВт·ч № Гос. р. 27524-04	Энергия актив- ная, W_P Энергия реак- тивная, W_Q
16	163050003105401	ВЛ 5ГТ, ЛЭП- 220кВ НкТЭЦ-2	ТН трансформатор напряжения	НКФ-220 А № 42918 В № 1095929 С № 42899 Коэффиц. тр. 220000/ 100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 26453-04	Первичное на- пряжение, U_1
			ТТ трансфор- маторы тока	ТРГ-220 II* А № 112 В № 113 С № 114 Коэффиц. тр. 1000/1 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 33677-07	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0111066214 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; $R = 25000$ имп./кВт·ч № Гос. р. 27524-04	Энергия актив- ная, W_P Энергия реак- тивная, W_Q

1	2	3	4	5	6
17	161150005314819	ООО "ИНВЭНТ-Технострой"	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 № ПРТ КХ Коэффиц. тр. $6000/\sqrt{3}$ $/100/\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2611-70	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТВК-10 А № 0107 В № 0248 С № 0249 Коэффиц. Тр 150/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 8913-82	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ4ТМ.03 № 0112080557 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 1 А; $R = 5000$ имп./кВт·ч № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q

Примечание: в процессе эксплуатации системы возможны замены отдельных измерительных компонентов без переоформления свидетельства об утверждении типа АИИС КУЭ ООО «Нижнекамская ТЭЦ» стандартизованных компонентов - измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов, класс точности которых должен быть не хуже класса точности первоначально указанных в таблице, а также УСПД - на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом, согласно МИ 2999-2006. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ ООО «Нижнекамская ТЭЦ» как его неотъемлемая часть.

Таблица 5

Наименование средств измерений	Количество приборов в АИИС КУЭ ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	Номер в Госреестре средств измерений
Устройство синхронизации времени УСВ-2 (зав. № 2226)	Один	№ 41681-10

Таблица 6

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации	Необходимое количество для АИИС КУЭ ООО «Нижнекамская ТЭЦ»
Устройство бесперебойного питания для «СИКОН С1»	
Программный пакет «Пирамида 2000. Сервер». Версия 10	Один
Программное обеспечение электросчетчиков СЭТ-4ТМ	Один
Формуляр (АИИСНКТ 11.01.03 ФО)	1(один) экземпляр
Методика поверки (АИИСНКТ 11.01.05 МП)	1(один) экземпляр

Проверка

осуществляется по документу: «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ООО «Нижнекамская ТЭЦ». Методика поверки» (АИИСНКТ 11.01.05 МП), утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.02 по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1», раздел «Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ.
- средства поверки счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с методикой поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03. Методика поверки» ИЛГШ.411152.124 РЭ1, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;
- 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 с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;
- средства поверки УСВ-2 в соответствии с методикой поверки, утвержденной ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2010г.
- средства поверки контроллеров УСПД «СИКОН С1» в соответствии с методикой поверки «Контроллеры сетевые индустриальные. СИКОН С1. Методика поверки» ВЛСТ 166.00.000 И1, утвержденной в 2003 г.;
- радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ООО «Нижнекамская ТЭЦ». Методика измерений» АИИСНКТ 11.01.06 МИ.

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

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 «ТатАИСЭнерго», г. Казань.
Адрес: 420021, г. Казань, ул.М.Салимжанова,1

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»,
аттестат аккредитации 30004-08 от 27.06.2008г.
119361, Москва, ул. Озерная, 46.
Тел. 781-86-03; e-mail: dept208@vniims.ru ;

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

МП

«_____» 2011 г.