

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Нижекамская ТЭЦ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Нижекамская ТЭЦ» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, передачи, хранения передачи и отображения результатов измерений.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень - включает измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные электрические цепи.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа СИКОН С1 (Госреестр СИ РФ № 15236-03; зав. № 1144, №1253) СИКОН С70 (Госреестр СИ РФ № 28822-05; зав. № 07501, № 07502, № 07503) и технических средств приема-передачи данных.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ на базе программного обеспечения (далее – ПО) «Пирамида 2000», сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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 преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производят опрос цифровых счетчиков.

Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД), а также

отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Сервер базы данных (далее – сервер БД), с периодичностью один раз в 30 минут производит опрос УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя устройство синхронизации времени УСВ-2 (Госреестр № 41681-10, зав. № 2226) на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Сличение времени часов ИВК с часами УСВ-2 происходит каждый час, коррекция проводится при расхождении более чем на $\pm 0,5$ с. Часы УСПД синхронизируются от часов ИВК один раз в сутки, коррекция проводится при расхождении более чем на ± 1 с. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД/ИВК с периодичностью один раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится вне зависимости от наличия расхождения (программируемый параметр).

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже $\pm 5,0$ с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО "Пирамида 2000", в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО "Пирамида 2000" обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО "Пирамида 2000".

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 30.01/2014/С-512
Цифровой идентификатор ПО: Драйвера кэширования и опроса данных контроллеров и счетчиков СЭТ-4ТМ Sicon1.dll SiconS10.dll SiconS102.dll SET4TM02.dll	cc6a2477d10067ef3c25216682079deb 613aba96d62a9069258c7f336a1da06a 20437b865651227e1c8024672ae55705 4364ff153589a056725948bfbce03163
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики
измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Состав АИИС КУЭ				К _{ТТ} ·К _{ЛН} ·К _{СЧ}	Вид энергии	Метрологические характеристики					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип				Заводской номер		Границы основной погрешности, ± δ %	Границы погрешности в рабочих условиях, ± δ %		
1	2	3		4		5	6	7	8	9			
1	Генератор № 1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 8000/5 № 21255-03	A	ТШЛ-20-1	127	288000	Активная	1,1	5,5			
				B	ТШЛ-20-1	124							
				C	ТШЛ-20-1	118							
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 18000/√3/100/√3 № 1593-62	A	ЗНОМ-20-63	1					Реактивная	2,3	2,7
				B	ЗНОМ-20-63	05							
				C	ЗНОМ-20-63	01							
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{СЧ} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0110065132							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
2	Генератор № 2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 8000/5 № 21255-03	A	ТШЛ-20-1	1058	288000	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,7
				B	ТШЛ-20-1	875				
				C	ТШЛ-20-1	960				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 18000/√3/100/√3 № 1593-62	A	ЗНОМ-20-63	45944				
				B	ЗНОМ-20-63	45947				
				C	ЗНОМ-20-63	45946				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0106070222						
3	Генератор № 3	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 10000/5 № 21255-03	A	ТШЛ-20-1	1078	120000	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,7
				B	ТШЛ-20-1	1075				
				C	ТШЛ-20-1	1079				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 № 1593-70	A	ЗНОМ-15-63	38				
				B	ЗНОМ-15-63	29				
				C	ЗНОМ-15-63	58890				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0110065195						
4	Генератор № 4	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 10000/5 № 39966-10	A	ТВ-ЭК	14-42552	200000	Активная Реактивная	0,9 1,3	2,2 2,2
				B	ТВ-ЭК	14-42550				
				C	ТВ-ЭК	14-42551				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10500/√3/100/√3 № 46738-11	A	ЗНОЛ.06-10	5003586				
				B	ЗНОЛ.06-10	5003587				
				C	ЗНОЛ.06-10	5003589				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0111066214						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
5	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, РУСН 6 кВ, секция 1Р, РА-1, яч. 5	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 № 1856-63	A	ТВЛМ-10	06675	18000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 2,7
				B	ТВЛМ-10	72033				
				C	ТВЛМ-10	01354				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	ОТОТД				
				B						
				C						
Счет-чик	К _Т = 0,5S/0,5 Ксч = 1 № 20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2		08041171						
6	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, РУСН 6 кВ, секция 1Р, РБ-1, яч. 6	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 № 1856-63	A	ТВЛМ-10	72011	18000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 2,7
				B	ТВЛМ-10	13455				
				C	ТВЛМ-10	72034				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	ПТОТХ				
				B						
				C						
Счет-чик	К _Т = 0,5S/0,5 Ксч = 1 № 20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2		08040053						
7	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, РУСН 6 кВ, секция 1Р, 1РПА, яч. 7	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 № 1856-63	A	ТВЛМ-10	13609	18000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 2,7
				B	ТВЛМ-10	72043				
				C	ТВЛМ-10	30863				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	ОТОТД				
				B						
				C						
Счет-чик	К _Т = 0,5S/0,5 Ксч = 1 № 20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2		08041205						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
8	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, РУСН 6 кВ, секция 1Р, 2РПБ, яч. 8	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10	13540	18000	Активная	1,2	5,7
				В	ТВЛМ-10	72036				
				С	ТВЛМ-10	72097				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66	ПТОТХ				
				В						
				С						
Счетчик	К _Т = 0,5S/0,5 К _{сч} = 1 № 20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2		08041161	Реактивная	2,5	2,7			
9	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, РУСН 6 кВ, секция 2РЦ, яч. 12, (Гр-р № 93Т)	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10	79087	1800	Активная	1,2	5,7
				В	-	-				
				С	ТВЛМ-10	78851				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66	798				
				В						
				С						
Счетчик	К _Т = 0,5S/0,5 К _{сч} = 1 № 20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2		08041168	Реактивная	2,5	2,7			
10	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, РУСН 6 кВ, секция 7Р, яч. 14, (Гр-р № 91Т)	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10	08658	1800	Активная	1,2	5,7
				В	-	-				
				С	ТВЛМ-10	0813				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66	ПРТКХ				
				В						
				С						
Счетчик	К _Т = 0,5S/0,5 К _{сч} = 1 № 20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2		08041188	Реактивная	2,5	2,7			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
11	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, РУСН 6 кВ, секция 9Р, яч. 14, (Гр-р № 92Т)	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 № 2473-00	A	ТЛМ-10	5913	1800	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 2,7
				B	-	-				
				C	ТЛМ-10	5906				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	ПКУПК				
				B						
				C						
Счет-чик	К _Т = 0,5S/0,5 Ксч = 1 № 20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2		08041169						
12	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2 вывода 220 кВ 1Т (ВЛ 1ГТ)	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/1 № 3694-73	A	ТФНД-220-1	4331	2200000	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,7
				B	ТФНД-220-1	4393				
				C	ТФНД-220-1	4398				
		ТН	К _Т = 0,5 К _Т =220000/√3/ 100/√3 № 26453-04	A	НКФ-220	48195АЭС				
				B	НКФ-220	46176АЭС				
				C	НКФ-220	46211АЭС				
Счет-чик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0111063133						
13	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, вывода 220 кВ 2Т (ВЛ 2ГТ)	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/1 № 3694-73	A	ТФНД-220-1	5449	2200000	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,9
				B	ТФНД-220-1	5428				
				C	ТФНД-220-1	5418				
		ТН	К _Т = 0,5 К _Т =220000/√3/ 100/√3 № 26453-04	A	НКФ-220	44463А36				
				B	НКФ-220	46244А36				
				C	НКФ-220	А3348261				
Счет-чик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.16		0822125025						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
14	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, вывода 110 кВ 3Т (ВЛ 3ГТ)	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/1 № 2793-88	A	ТФНД-110М	7474	1100000	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,7
				B	ТФНД-110М	7468				
				C	ТФНД-110М	7463				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/ 100/√3 № 26452-04	A	НКФ-110	1040				
				B	НКФ-110	1054				
				C	НКФ-110	1025				
Счетчи к	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0110065125						
15	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, вывода 220 кВ 4Т (ВЛ 4ГТ)	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 № 53971-13	A	ТРГ-УЭТМ [®] -220	726	2200000	Активная Реактивная	0,9 1,3	2,2 2,2
				B	ТРГ-УЭТМ [®] -220	727				
				C	ТРГ-УЭТМ [®] -220	728				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 № 26453-04	A	НКФ-220	4284				
				B	НКФ-220	43073				
				C	НКФ-220	7485				
Счетчи к	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0103082214						
16	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, вывода 220 кВ 5Т (ВЛ 5ГТ)	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 № 33677-07	A	ТРГ-220 II	112	2200000	Активная Реактивная	0,9 1,3	2,2 2,2
				B	ТРГ-220 II	113				
				C	ТРГ-220 II	114				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 № № 26452-04	A	НКФ-220	42918				
				B	НКФ-220	1095929				
				C	НКФ-220	42899				
Счетчи к	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 27523-04	СЭТ-4ТМ.03		0102071267						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
17	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, РУСН 6 кВ, секция 7Р, яч. 13, (ООО "ИНВЭНТ-Технострой")	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 300/5 № 45370-10	A	ТВК – 10	0400130000001	3600	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
				B	ТВК - 10	0400130000002				
				C	ТВК - 10	0400130000003				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	ПРТКХ				
				B						
				C						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		0112080557						
18	Генератор № 5	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 10000/5 № 39966-10	A	ТВ-ЭК	14-41289	20000	Активная Реактивная	0,8 1,6	2,2 2,1
				B	ТВ-ЭК	14-41287				
				C	ТВ-ЭК	14-41288				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10500/√3/100/√3 № 46738-11	A	ЗНОЛ.06-10	5003566				
				B	ЗНОЛ.06-10	5003588				
				C	ЗНОЛ.06-10	5003585				
Счет- чик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0808141960						
19	Генератор № 6	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 10000/5 № 55008-13	A	GSR	13035677	210000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
				B	GSR	13035678				
				C	GSR	13035679				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 10500/√3/100/√3 № 55007-13	A	UGE	13035688				
				B	UGE	13035687				
				C	UGE	13035686				
Счет- чик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0810141345						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
20	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, вывода 220 кВ 6Т	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 500/1 № 29694-08	A	ТАГ 245	30102753	1100000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
				B	ТАГ 245	30102754				
				C	ТАГ 245	30102755				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 № 38886-14	A	TVG 245	30101648				
				B	TVG 245	30101649				
				C	TVG 245	30101650				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16		0812111783						
21	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, вывода 110 кВ 20Т	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 300/1 № 49201-12	A	ТРГ-110	6389	330000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
				B	ТРГ-110	6390				
				C	ТРГ-110	6391				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 53343-13	A	ЗНГ-УЭТМ®-110	760				
				B	ЗНГ-УЭТМ®-110	761				
				C	ЗНГ-УЭТМ®-110	762				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16		0806120383						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
22	Генератор № 7	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 10000/5 № 55008-13	A	GSR	14011152	210000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
				B	GSR	14011151				
				C	GSR	14011150				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 10500/√3/100/√3 № 55007-13	A	UGE	14011159				
				B	UGE	14011160				
				C	UGE	14011161				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0810141391						
23	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, вывода 220 кВ 7Т	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 500/1 № 29694-08	A	TAG 245	30102756	1100000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
				B	TAG 245	30102757				
				C	TAG 245	30102758				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 № 38886-14	A	TVG 245	30101651				
				B	TVG 245	30101652				
				C	TVG 245	30101653				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.16		0812121489						

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия:

Параметры сети: напряжение от 0,98 U ном до 1,02 U ном; ток от 1 I ном до 1,2 I ном, $\cos\varphi = 0,87$ инд.;

Температура окружающей среды (23 ± 2) °С.

4. Рабочие условия:

Параметры сети: напряжение от 0,9 U ном до 1,1 U ном; ток от 0,02(0,05) I ном до 1,2 I ном; $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\varphi \leq 0,8 \text{ емк.}$

Допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 55°С до 45°С, для счетчиков от минус 20°С до 55 °С; для УСПД от минус 10°С до 50°С.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $0,02(0,05) \cdot I \text{ ном}$, $\cos\varphi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 5 °С до 35 °С.

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001 счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- электросчетчик типа СЭТ-4ТМ.02.2, СЭТ-4ТМ.03– среднее время наработки на отказ $T_0 = 90000$ ч.
- электросчетчик типа СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.16– среднее время наработки на отказ $T_0 = 165000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $T_B = 2$ часа;
- устройство сбора и передачи данных типа СИКОН С1, СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ $T_0 = 70\ 000$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
 - попытка несанкционированного доступа;
 - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
 - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована);

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - глубина хранения профиля нагрузки получасовых интервалов 114 суток;
- ИВКЭ - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Нижекамская ТЭЦ».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Нижекамская ТЭЦ»

Наименование	Количество
1	2
Трансформатор тока ТШЛ-20-1	9 шт.
Трансформатор тока ТВ-ЭК	6 шт.
Трансформатор тока ТВЛМ-10	16 шт.
Трансформатор тока ТЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока ТФНД-220-1	6 шт.
Трансформатор тока ТФНД-110М	3 шт.
Трансформатор тока ТРГ-УЭТМ [®] -220	3 шт.
Трансформатор тока ТРГ-110	3 шт.
Трансформатор тока ТРГ-220 II	3 шт.
Трансформатор тока ТВК-10	3 шт.
Трансформатор тока GSR	6 шт.

Наименование	Количество
1	2
Трансформатор тока TAG 245	6 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОМ-20-63	6 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОМ-15-63	3 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОЛ-06.10	6 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-6-66	5 шт.
Трансформатор напряжения НКФ-220	12 шт.
Трансформатор напряжения НКФ-110	3 шт.
Трансформатор напряжения UGE	6 шт.
Трансформатор напряжения TVG-245	6 шт.
Трансформатор напряжения ЗНГ-УЭТМ [®] -110	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03	9 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М	7 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.02.2	7 шт.
Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С1	2 шт.
Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70	3 шт.
Сервер HP G5 DL 380	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Паспорт – Формуляр АИИСНКТ 15.02.03.00 Ф0	1 шт.
Эксплуатационная документация	1 комп.

Поверка

осуществляется по документу МП 62954-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Нижекамская ТЭЦ». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 09.11.2015 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ. Методика поверки, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.02 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.087 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.087 РЭ. Методика поверки, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ»;
- контроллеров сетевых промышленных СИКОН С1 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С1. Методика поверки ВЛСТ 235.00.000 И1» утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2008 году;
- контроллеров сетевых промышленных СИКОН С70 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1» утвержденным ВНИИМС в 2005 году;
- термогигрометр «CENTER» (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20... 60 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10...100 %;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверки, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России №1815 от 02.08.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в «Методике измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (мощности) для оптового рынка электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Нижнекамская ТЭЦ» аттестованной Государственным центром испытаний средств измерений ФБУ «ЦСМ-Татарстан», свидетельство об аттестации № 63-01.00267-2014-2019. Методика внесена в Федеральный реестр методик измерений под № ФР.1.34.2014.17602

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Нижнекамская ТЭЦ»

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
3. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Нижнекамская ТЭЦ»
(ООО «Нижнекамская ТЭЦ»)
ИНН/КПП: 1651057954/165101001
Адрес: 423570, Республика Татарстан, г.Нижнекамск, пром. зона
Тел.: (8555) 32-16-59; факс: (8555) 32-16-22
E-mail: office@nktec2.ru

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, 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

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2015 г.