

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Самараэнерго» в точках присоединения электрических сетей ЗАО «Квант» и ООО «Волжские коммунальные системы» к электрическим сетям ЗАО «Энергетика и связь строительства»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Самараэнерго» в точках присоединения электрических сетей ЗАО «Квант» и ООО «Волжские коммунальные системы» к электрическим сетям ЗАО «Энергетика и связь строительства» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики) по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) состоит из двух центров сбора и обработки информации – ИВК АИИС КУЭ ПАО «Самараэнерго» и ИВК АИИС КУЭ ЗАО «Энергетика и связь строительства».

ИВК АИИС КУЭ ПАО «Самараэнерго» включает в себя сервер сбора данных, устройство синхронизации времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1, каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и ПО «Пирамида 2000»

ИВК АИИС КУЭ ЗАО «Энергетика и связь строительства» включает в себя устройство сбора и передачи данных RTU-325, сервер сбора данных, устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника УССВ-35HVS, каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и ПО «Альфа ЦЕНТР».

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. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков, входящих в состав ИК №№ 3; 5 – 14; 19 – 21 поступает в ИВК АИИС КУЭ ЗАО «Энергетика и связь строительства», где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Из ИВК АИИС КУЭ ЗАО «Энергетика и связь строительства» информация о результатах измерений активной и реактивной электроэнергии в формате XML по электронной почте поступает в ИВК АИИС КУЭ ПАО «Самараэнерго», где импортируется в базу данных.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков, входящих в состав ИК №№ 1; 2; 4; 15 – 18 поступает в ИВК АИИС КУЭ ПАО «Самараэнерго», где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с сервера сбора данных, установленного в ЦСОИ ПАО «Самараэнерго».

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее –СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УСВ-1 и УССВ-35HVS, производящими синхронизацию времени в системе по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в их состав.

Сервер сбора данных, входящий в состав ИВК АИИС КУЭ ПАО «Самараэнерго», периодически (не реже чем 1 раз в 1 час) сравнивает свое системное время с УСВ-1, корректировка часов сервера сбора данных осуществляется независимо от наличия расхождений. Сличение показаний часов счетчиков и сервера сбора данных производится во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов осуществляется при расхождении часов счетчиков и сервера более ± 1 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Устройство сбора и передачи данных RTU-325, входящее в состав ИВК АИИС КУЭ ЗАО «Энергетика и связь строительства» периодически синхронизирует свое системное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УССВ-35HVS. Абсолютная погрешность хода внутренних часов УСПД составляет ± 2 с при внешней синхронизации не реже 1 раза в час. Сервер сбора данных, входящий в состав ИВК АИИС КУЭ ЗАО «Энергетика и связь строительства» периодически сравнивает свое системное время с временем УСПД, корректировка часов сервера осуществляется при наличии расхождения ± 1 с.

Сличение показаний часов счетчиков и сервера сбора данных производится во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов счетчиков осуществляется при наличии расхождения более ± 1 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность хода часов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, УСПД, сервера АИИС КУЭ отражаются в журналах событий. Факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журнале событий сервера АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» и ПО «Альфа Центр», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО 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.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование ПО	Наименование файла	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО «Пирамида 2000»	CalcClients.dll	3.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
	CalcLeakage.dll		b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	
	CalcLosses.dll		d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	
	Metrology.dll		52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	
	ParseBin.dll		6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	
	ParseIEC.dll		48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	
	ParseModbus.dll		c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	
	ParsePiramida.dll		ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	
	SynchroNSI.dll		530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	
	VerifyTime.dll		1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	
ПО «Альфа Центр»	ac_metrology.dll	12.01	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54	

ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

ПО «Альфа Центр» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-001-12 от 31 мая 2012 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав 1-го и 2-го уровня измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала			Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	
1	2	3	4	5	7
1	КТПН-2 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод с.ш. 0,4кВ	ТТИ-А 100/5 Кл. т. 0,5	–	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
2	КТПН-1 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод с.ш. 0,4кВ	ТТИ-А 100/5 Кл. т. 0,5	–	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
3	РП наружного освещения 0,4кВ, ВРУ-0,4кВ	Т-0,66 300/5 Кл. т. 0,5S	–	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
4	КТП-398 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод с.ш.0,4кВ	Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5	–	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
5	КТП-746 6кВ, РУ-0,4кВ, с.ш.0,4кВ, ф.3	Т-0,66 50/5 Кл. т. 0,5S	–	СЕ 301 Кл. т. 0,5S	активная
6	ПС Комсомольская-2 35кВ, КРУН-6кВ, яч.5, ф.5	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5	А1805 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
7	ПС Комсомольская-2 35кВ, КРУН-6кВ, яч.7, ф.7	ТПК-10 400/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5	А1805 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
8	ПС Нижний Шлюз 35кВ, ЗРУ-6кВ, 1 с.ш. 6кВ, яч.4, ф.4	ТПК-10 400/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5	А1805 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	7
9	ПС Нижний Шлюз 35кВ, ЗРУ-6кВ, 1 с.ш. 6кВ, яч.9, ф.9	ТПФМ-10 400/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5	А1805 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
10	ПС Нижний Шлюз 35кВ, ЗРУ-6кВ, 2 с.ш. 6кВ, яч.15, ф.14	ТПК-10 600/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5	А1805 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
11	ПС Нижний Шлюз 35кВ, ЗРУ-6кВ, 2 с.ш. 6кВ, яч.25, ф.15	ТПК-10 400/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5	А1805 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
12	КТП-339 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод с.ш. 0,4кВ	Т-0,66 300/5 Кл. т. 0,5	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
13	КТПМ-7 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод с.ш. 0,4кВ	Т-0,66 300/5 Кл. т. 0,5	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
14	РЯ-1 6кВ, РУ-6кВ, ввод с.ш. 6кВ	ТЛК-10 100/5 Кл. т. 0,5	НОМ-6-77 НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5	А1805 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
15	КТП-450 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод с.ш. 0,4кВ	Т-0,66 400/5 Кл. т. 0,5	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
16	КТП-575 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод с.ш. 0,4кВ	Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
17	РЯ-88 6кВ, РУ-6кВ, с.ш. 6кВ, ф. «РНС-4»	ТЛК-СТ-10 100/5 Кл. т. 0,5S	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
18	РЯ-46 6кВ, РУ-6кВ, ввод с.ш. 6кВ	ТПЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	7
19	РЯ-66 6кВ, РУ-6кВ, с.ш. 6кВ, ф. «КТП-223»	ТПЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
20	КТП-277 6кВ, РУ-0,4кВ, с.ш. 0,4 кВ, ф.1	Т-0,66 150/5 Кл. т. 0,5	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
21	ВРУ-0,4кВ, КНС Химпоселок, КТП-410 6кВ, КЛ-0,4кВ	Т-0,66 100/5 Кл. т. 0,5	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95 ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95 ($\pm\delta$), %		
		cos φ = 1	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1; 2; 4; 12; 13; 15; 16; 20; 21 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,2	3,1
	$0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,2	5,5
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$	1,7	2,9	5,4	2,2	3,3	5,6
3; 5 (ТТ 0,5S; Сч 0,5S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,2	3,1
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$	1,0	1,7	2,8	1,6	2,3	3,2
	$0,01 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	2,0	2,9	5,4	2,5	3,3	5,6
6 – 11; 14; 19 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,3	5,6
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$	1,8	3,0	5,5	2,3	3,4	5,7
17 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$	1,2	1,9	3,1	1,7	2,5	3,5
	$0,01 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	2,1	3,0	5,5	2,6	3,4	5,7
18 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,3	5,6

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95 ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95 ($\pm\delta$), %	
		cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1	2	3	4	5	6
1; 2; 4; 12; 13; 15; 16; 20; 21 (ТТ 0,5; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	1,8	1,3	3,7	3,5
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,4	1,6	4,0	3,6
	$0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	4,3	2,6	5,4	4,2
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$	4,5	2,9	5,5	4,3

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
3 (ТТ 0,5S; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,8	1,3	3,7	3,5
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,8	1,3	3,7	3,5
	$0,1I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	2,4	1,6	4,0	3,6
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,1I_{Н1}$	2,7	2,0	4,2	3,8
	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	4,5	2,9	5,5	4,3
6 – 11; 14 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	2,0	1,5	2,6	2,2
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,6	1,7	3,1	2,4
	$0,1I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	4,6	2,7	4,9	3,3
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,1I_{Н1}$	4,7	2,8	5,3	3,6
17 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	2,1	1,5	3,9	3,6
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,1	1,5	3,9	3,6
	$0,1I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	2,6	1,8	4,2	3,7
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,1I_{Н1}$	2,9	2,1	4,3	3,9
	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	4,6	3,0	5,6	4,4
18 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	2,1	1,5	3,9	3,6
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,6	1,8	4,2	3,7
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	4,4	2,7	5,5	4,2
19 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	2,1	1,5	3,9	3,6
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,6	1,8	4,2	3,7
	$0,1I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	4,4	2,7	5,5	4,2
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,1I_{Н1}$	4,6	3,0	5,6	4,4

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,5; 0,8; 1$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.
- 4 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УСВ, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется техническим актом о вносимых изменениях в АИИС КУЭ в установленном владельцем АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	21
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 0,9 от +21 до +25

Продолжение таблицы 5

1	2
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С</p>	<p>от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -40 до +35 от -40 до +55 от -10 до +60</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - Меркурий 230 - СЕ 301 - Альфа А1800 - СЭТ-4ТМ.03М - время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - время восстановления работоспособности, ч УСПД: RTU-325 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - время восстановления работоспособности, ч УСВ: УСВ-1 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - время восстановления работоспособности, ч УССВ-35HVS - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>150000 220000 120000 140000 2 100000 1 100000 2 35000 2 44000 2</p>
<p>Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - график средних мощностей за интервал 30 мин, суток - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45 10 45 3,5 3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД, сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал УСПД (в составе ИВК):
 - попыток несанкционированного доступа;
 - связей с УСПД, приведших к каким-либо изменениям данных;
 - перезапусков УСПД;
 - фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - результатов самодиагностики;
 - отключения питания.
- журнал ИВК:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов ТТ и ТН;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - полученные «Журналы событий» с уровня ИИК;
 - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера (серверных шкафов);
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 1 сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Самараэнерго» в точках присоединения электрических сетей ЗАО «Квант» и ООО «Волжские коммунальные системы» к электрическим сетям ЗАО «Энергетика и связь строительства» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформаторы тока	ТТИ-А	28139-07	6
Трансформаторы тока	Т-0,66	52667-13	9
Трансформаторы тока	Т-0,66	22656-07	15
Трансформаторы тока	Т-0,66	29482-07	3
Трансформаторы тока	ТЛК-10	9143-06	2
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	58720-14	2
Трансформаторы тока	ТПК-10	22944-07	8
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	1276-59	6
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	814-53	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	831-53	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	16687-02	1
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	159-49	1
Трансформаторы напряжения	НОМ-6-77	17158-98	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	А1800	31857-06	7
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Меркурий 230	23345-07	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЕ 301	34048-08	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	1
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	37288-08	1

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	1
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-35HVS	–	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	–	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	–	1
Методика поверки	–	–	1
Паспорт-формуляр	–	–	1

Поверка

осуществляется по документу МП 005-17 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Самараэнерго» в точках присоединения электрических сетей ЗАО «Квант» и ООО «Волжские коммунальные системы» к электрическим сетям ЗАО «Энергетика и связь строительства». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «МетроСервис» от 27 апреля 2017 г.

Основные средства 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 без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- счетчиков Меркурий 230 – по документу «Методика поверки» АВЛГ.411152.021 РЭ1, согласованному с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 мая 2007 г.

- счетчиков СЕ 301 – по документу «Счетчики активной электрической энергии трехфазные СЕ 301. Методика поверки.» ИНЕС.411152.091 Д1, утвержденному ФГУП ВНИИМС в 2010 г.

- счетчиков Альфа А1800 – по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки» МП-2203-0042-2006, утвержденному ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;

- RTU-325– по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки» ДЯИМ.466.453.005МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.

- УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000 МП», утверждённым ФГУП «ВНИИФТРИ» «15» декабря 2004 г.;

- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Пер. № 46656-11);

- термогигрометр «Ива-6А-Д»: диапазон измерений температуры от минус 20 °С до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 0 % до 98 %, дискретность 0,1 %;

- миллитесламетр Ш1-15У: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 199,9 мТл.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПАО «Самараэнерго» в точках присоединения электрических сетей ЗАО «Квант» и ООО «Волжские коммунальные системы» к электрическим сетям ЗАО «Энергетика и связь строительства» (АИИС КУЭ ПАО «Самараэнерго» в точках присоединения электрических сетей ЗАО «Квант» и ООО «Волжские коммунальные системы» к электрическим сетям ЗАО «Энергетика и связь строительства»), аттестованной АО ГК «Системы и технологии», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Самараэнерго» в точках присоединения электрических сетей ЗАО «Квант» и ООО «Волжские коммунальные системы» к электрическим сетям ЗАО «Энергетика и связь строительства»

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

Изготовитель

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и технологии»
(АО ГК «Системы и Технологии»)

ИНН: 3327304235

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Тел./ факс: (4922) 33-67-66/ (4922) 42-45-02

E-mail: st@sicon.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Стройэнергетика»
(ООО «Стройэнергетика»)

ИНН: 7716809275

Адрес: 129337 г. Москва, ул. Красная Сосна, д. 20, стр. 1

Тел./факс: (495) 410-28-81

E-mail: Stroyenergetika@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»
(ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, Россия, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, ба

Тел.: (391) 224-85-62

E-mail: E.E.Servis@mail.com

Аттестат аккредитации ООО «МетроСервис» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.