

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 872 от 8.07.2016 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АО «СХК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АО «СХК» предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и средней мощности; сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации в центры сбора.

Описание средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АО «СХК» (АИИС КУЭ) является средством измерений единичного производства. Конструктивно АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- автоматическое измерение средних на 30-минутных интервалах времени значений активной и реактивной электрической мощности;
- периодический и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии и средней мощности с заданной дискретностью и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений АИИС КУЭ в специализированной базе данных (БД), отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование базы данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление пользователям и персоналу, эксплуатирующему АИИС КУЭ, регламентированного доступа к результатам измерений и данным о состоянии средств измерений АИИС КУЭ;
- формирование и передача в автоматическом режиме отчетных документов в центры сбора информации;
- защита результатов измерений при передаче с использованием электронной цифровой подписи;
- защита оборудования, программного обеспечения и данных АИИС КУЭ от несанкционированного доступа на аппаратном и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров технических и программных средств АИИС КУЭ;
- ведение системы обеспечения единого времени АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

- 1) первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК) точек измерений, выполняющие функцию автоматического проведения измерений активной и реактивной электрической энергии и средней мощности и включающие в себя:
 - измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2, 0,5 и 0,5S;
 - измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 и 1,0;

– счетчики электрической энергии электронные класса точности 0,5S при измерении активной электрической энергии и 1,0 при измерении реактивной электрической энергии;

– вторичные электрические цепи;

2) второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) – устройство сбора и передачи данных «СИСТЕЛ-УСПД» (УСПД);

3) третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), построенный на основе программно-технического комплекса (ПТК) системы информационно-измерительной автоматизированной (АИИС) «БАЗИС» и включающий в свой состав: технические средства приёма и передачи данных, сервер и автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора с установленным программным обеспечением (ПО) «Базис».

ИИК, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ. Перечень и состав ИК АИИС КУЭ приведён в таблице 1.

Принцип действия АИИС КУЭ основан на измерении первичного тока и напряжения с использованием измерительных трансформаторов и масштабном преобразовании их в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на входы счетчиков. В счетчиках осуществляется преобразование входных аналоговых сигналов тока и напряжения в цифровой код и вычисление мгновенных и средних значений активной и реактивной электрической мощности, на основании которых вычисляются тридцатиминутные приращения электрической энергии.

Вычисленные значения приращений активной и реактивной электрической энергии, служебная информация в виде цифрового кода передаются в УСПД. Связь между счетчиками и УСПД осуществляется по интерфейсу RS-485, Ethernet. УСПД предназначено для автоматизированного сбора, накопления, хранения и передачи измерительной и служебной информации в базу данных сервера.

Сервер осуществляет сбор информации, вычисление приращений электрической энергии с учетом коэффициентов трансформации, формирование отчетных документов, конфигурирование и параметрирование технических и программных средств АИИС КУЭ, долговременное хранение и передачу данных на АРМ оператора и в центры сбора информации. Оперативный доступ к информации, хранящейся в базе данных на сервере, осуществляется с АРМ оператора с использованием ПО «Базис». Сервер в автоматическом режиме один раз в сутки осуществляет приём макетов 80020 из базы данных сервера системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «ГПП-220», зарегистрированной в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 61142-15. Диспетчерские наименования точек учета согласно описанию типа на АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «ГПП-220» (свидетельство об утверждении типа RU.E.34.639.A № 59304 от 29.07.2015 г.), по которым осуществляется передача данных макетами 80020: «ОВ-110-1» (ИК № 5), «ОВ-110-2» (ИК № 6), «ВЛ-110 кВ ГПП-220 – ГПП-2 СХК с отпайками (Т-2)» (ИК № 16).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в свой состав устройство синхронизации времени УСВ-2 на основе GPS-приемника, счетчики, УСПД, сервер и АРМ оператора. СОЕВ выполняет измерение интервалов времени и обеспечивает синхронизацию шкал времени внутренних часов компонентов ИК АИИС КУЭ. Измерение интервалов времени осуществляется таймерами счетчиков. По результатам измерений формируются тридцатиминутные интервалы, для которых осуществляется вычисление приращений электрической энергии.

Привязку к шкале координированного времени государственного первичного эталона Российской Федерации UTC (SU) осуществляет устройство синхронизации времени УСВ-2, которое постоянно выполняет синхронизацию шкалы времени сервера. Сервер при каждом обращении УСПД автоматически по протоколу NTP выполняет синхронизацию шкалы времени его часов. Синхронизация шкал времени часов счетчиков осуществляется во время сеанса связи со счетчиком при достижении расхождения со шкалой УСПД более 3 с. Синхронизация шкалы

времени АРМ оператора осуществляется от сервера один раз в сутки при достижении расхождения со шкалой сервера более 2 с.

Расхождение шкалы времени часов любого компонента СОЕВ АИИС КУЭ со шкалой координированного времени UTC (SU) не превышает 5 с. Журналы событий счетчика и УСПД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов и расхождение шкал времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий коррективке.

Таблица 1 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений АИИС КУЭ					
		Вид	Фаза	Обозначение	Номер в Госреестре СИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
<i>1 уровень – ИИК</i>							
1	ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК (Т-201)	ТТ	А	ТФЗМ 220Б-IV У1	6540-78	0,5	1000/5
			В	ТФЗМ 220Б-IV У1			
			С	ТФЗМ 220Б-IV У1			
		ТН	А	НКФ-220-58	1382-60	0,5	220000:√3/ 100:√3
			В	НКФ-220-58			
			С	НКФ-220-58			
Счетчик	Фотон		44153-10	0,5S/1,0	–		
2	ВЛ 220 кВ Восточная - ЭС-2 СХК (Т-202)	ТТ	А	ТФЗМ 220Б-IV У1	6540-78	0,5	1000/5
			В	ТФЗМ 220Б-IV У1			
			С	ТФЗМ 220Б-IV У1			
		ТН	А	НКФ-220-58	1382-60	1,0	220000:√3/ 100:√3
			В	НКФ-220-58			
			С	НКФ-220-58			
Счетчик	Протон-К		35437-07	0,5S/1,0	–		
3	ВЛ 220 кВ Томская - ЭС-2 СХК (Т-205)	ТТ	А	ТФЗМ 220Б-IV У1	6540-78	0,5	1000/5
			В	ТФЗМ 220Б-IV У1			
			С	ТФЗМ 220Б-IV У1			
		ТН	А	НКФ-220-58	1382-60	1,0	220000:√3/ 100:√3
			В	НКФ-220-58			
			С	НКФ-220-58			
Счетчик	Протон-К		35437-07	0,5S/1,0	–		
4	ВЛ 220 кВ ГПП-220 - ЭС-2 СХК (Т-214)	ТТ	А	ТФЗМ 220Б-IV У1	6540-78	0,5	1000/5
			В	ТФЗМ 220Б-IV У1			
			С	ТФЗМ 220Б-IV У1			
		ТН	А	НКФ-220-58	1382-60	1,0	220000:√3/ 100:√3
			В	НКФ-220-58			
			С	НКФ-220-58			
Счетчик	Протон-К		35437-07	0,5S/1,0	–		
5	ВЛ 110 кВ Восточная - ГПП-2 СХК с отпайками (Т-1)	ТТ	А	ТВИ-110	30559-11	0,5S	600/5
			В	ТВИ-110			
			С	ТВИ-110			
		ТН	А	НКФ-110	922-54	1,0	110000:√3/ 100:√3
			В	НКФ-110			
			С	НКФ-110			
Счетчик	Протон-К		35437-07	0,5S/1,0	–		

Таблица 1 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений АИИС КУЭ					
		Вид	Фаза	Обозначение	Номер в Госреестре СИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
6	ВЛ 110 кВ ГПП-220 - ГПП-2 СХК с отпайками (Т-2)	ТТ	А	ТВИ-110	30559-11	0,5S	600/5
			В	ТВИ-110			
			С	ТВИ-110			
		ТН	А	НКФ-110	922-54	1,0	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	НКФ-110			
			С	НКФ-110			
Счетчик	Протон-К		35437-07	0,5S/1,0	–		
7	ПС 220 кВ ЭС-2 СХК (ОВ-220)	ТТ	А	ТФЗМ 220Б-IV У1	6540-78	0,5	1000/5
			В	ТФЗМ 220Б-IV У1			
			С	ТФЗМ 220Б-IV У1			
		ТН	А	НКФ-220-58	1382-60	1,0	220000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	НКФ-220-58			
			С	НКФ-220-58			
Счетчик	Протон-К		35437-07	0,5S/1,0	–		
8	ТГ-1	ТТ	А	ТПШФ-10	519-50	0,5	2000/5
			В	ТПШФ-10			
			С	ТПШФ-10			
		ТН	А	НТМИ-10-66	831-69	0,5	10000/100
			В				
			С				
Счетчик	Фотон		44153-10	0,5S/1,0	–		
9	ТГ-2	ТТ	А	ТПШФ-10	519-50	0,5	2000/5
			В	ТПШФ-10			
			С	ТПШФ-10			
		ТН	А	НТМИ-10-66	831-69	0,5	10000/100
			В				
			С				
Счетчик	Фотон		44153-10	0,5S/1,0	–		
10	ТГ-6	ТТ	А	ТПШФ-10	519-50	0,5	4000/5
			В	ТПШФ-10			
			С	ТПШФ-10			
		ТН	А	НТМИ-10-66	831-69	0,5	10000/100
			В				
			С				
Счетчик	Фотон		44153-10	0,5S/1,0	–		
11	ТГ-7	ТТ	А	ТПШФ-10	519-50	0,5	3000/5
			В	ТПШФ-10			
			С	ТПШФ-10			
		ТН	А	НТМИ-10-66	831-69	0,5	10000/100
			В				
			С				
Счетчик	Фотон		44153-10	0,5S/1,0	–		

Таблица 1 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений АИИС КУЭ					
		Вид	Фаза	Обозначение	Номер в Госреестре СИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
12	ТГ-9	ТТ	А	ТПОФ	518-50	0,5	1500/5
			В	ТПОФ			
			С	ТПОФ			
		ТН	А	НТМИ-10-66	831-69	0,5	10000/100
			В				
С							
Счетчик	Фотон		44153-10	0,5S/1,0	–		
13	ТГ-10	ТТ	А	ТШВ-15	1836-63	0,2	6000/5
			В	ТШВ-15			
			С	ТШВ-15			
		ТН	А	ЗНОЛ.06	3344-08	0,5	13800:√3/ 100:√3
			В				
			С				
		Счетчик	Фотон		44153-10	0,5S/1,0	–
14	ТГ-11	ТТ	А	ТПШФ-20	519-50	0,5	6000/5
			В	ТПШФ-20			
			С	ТПШФ-20			
		ТН	А	НТМИ-18	53608-13	0,5	13800/100
			В				
			С				
Счетчик	Фотон		44153-10	0,5S/1,0	–		
15	ТГ-12	ТТ	А	ТПШФ-20	519-50	0,5	6000/5
			В	ТПШФ-20			
			С	ТПШФ-20			
		ТН	А	НТМИ-18	53608-13	0,5	13800/100
			В				
			С				
Счетчик	Фотон		44153-10	0,5S/1,0	–		
16	ТГ-14	ТТ	А	ТПШФ-20	519-50	0,5	6000/5
			В	ТПШФ-20			
			С	ТПШФ-20			
		ТН	А	НТМИ-18	53608-13	0,5	13800/100
			В				
			С				
Счетчик	Фотон		44153-10	0,5S/1,0	–		
17	ТГ-15	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-59	0,5	1500/5
			В	ТПОЛ-10			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	НТМИ-10-66У3	831-69	0,5	10000/100
			В				
			С				
Счетчик	Фотон		44153-10	0,5S/1,0	–		

Таблица 1 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений АИИС КУЭ					
		Вид	Фаза	Обозначение	Номер в Госреестре СИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
<i>2 уровень – ИВКЭ</i>							
		УСПД		СИСТЕЛ-УСПД	29267-05	–	–
<i>3 уровень – ИВК</i>							
		ИВК		ПТК АИИС «Базис»: сервер и АРМ оператора	29627-05	–	–

Примечания к таблице 1.

1 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии.

2 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведенных в таблице 1. Допускается замена устройства сбора и передачи данных на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на АО «СХК» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Программное обеспечение

Структура прикладного программного обеспечения АИИС КУЭ:

– ПО «Базис», разработанное ООО «Систел Автоматизация» и установленное на сервере и компьютерах АРМ оператора, в автоматическом режиме осуществляет сбор, обработку, отображение результатов измерений электрической энергии, ведение журналов событий, формирование отчетных документов, хранение и передачу информации в центры сбора;

– встроенное ПО УСПД осуществляет автоматизированный сбор, накопление, хранение и передачу измерительной и служебной информации на сервер;

– встроенное ПО счетчиков осуществляет вычисление приращений активной и реактивной электрической энергии и средней мощности.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «Базис» (обработка данных, конфигурирование) приведены в таблице 2.

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ, приведенные в таблицах 3 и 4, нормированы с учетом влияния программного обеспечения АИИС КУЭ.

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	linbus_cfg24_4.zfl
Номер версии (идентификационный номер) ПО	–
Цифровой идентификатор ПО	2C39A1B898445B544D2BA86A548E4CEA

Для защиты ПО «Базис» и данных от непреднамеренных и преднамеренных изменений реализован алгоритм авторизации и разграничение полномочий пользователей. Уровень защиты программного обеспечения счетчиков, УСПД и «Базис» – «средний» по классификации Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3

Номер ИК	cosφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности							
		для диапазона $I_{2(1*)} \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$
1,8-12,14-17 (КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S)	1,0	не норм.	не норм.	± 1,9	± 1,9	± 1,2	± 1,3	± 1,0	± 1,6
	0,8	не норм.	не норм.	± 3,0	± 3,0	± 1,7	± 1,8	± 1,4	± 1,5
	0,5	не норм.	не норм.	± 5,5	± 5,6	± 3,0	± 3,1	± 2,3	± 2,4
2-4, 7 (КТ ТТ 0,5; КТ ТН 1,0; КТ счетчика 0,5S)	1,0	не норм.	не норм.	± 1,9	± 1,9	± 1,2	± 1,3	± 1,0	± 1,6
	0,8	не норм.	не норм.	± 3,0	± 3,0	± 1,7	± 1,8	± 1,4	± 1,5
	0,5	не норм.	не норм.	± 5,5	± 5,6	± 3,0	± 3,1	± 2,3	± 2,4
5-6 (КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 1,0; КТ счетчика 0,5S)	1,0	± 2,1	не норм.	± 1,2	± 1,3	± 1,0	± 1,1	± 1,0	± 1,6
	0,8	± 3,0	не норм.	± 1,8	± 1,9	± 1,4	± 1,5	± 1,4	± 1,5
	0,5	± 5,5	не норм.	± 3,1	± 3,2	± 2,3	± 2,4	± 2,3	± 2,4
13 (КТ ТТ 0,2; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S)	1,0	не норм.	не норм.	± 1,2	± 1,3	± 1,0	± 1,1	± 0,9	± 1,5
	0,8	не норм.	не норм.	± 1,6	± 1,7	± 1,2	± 1,3	± 1,1	± 1,2
	0,5	не норм.	не норм.	± 2,5	± 2,7	± 1,7	± 1,9	± 1,6	± 1,8

Примечания
1 * – Погрешность ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности для коэффициента мощности cosφ, равного 1, нормируется только в диапазоне первичного тока $I_1 \leq I < I_5$.
2 В таблице приняты следующие обозначения: $I_{2(1)}$, I_5 , I_{20} , I_{100} и I_{120} – значения первичного тока, соответствующие 2 (1), 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ; δ_o – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности; δ_{py} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности

Таблица 4

Номер ИК	sinφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электрической энергии и средней мощности					
		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$
1,8-12,14-17 (КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 1,0)	0,87	± 2,8	± 3,4	± 1,8	± 2,7	± 1,6	± 2,5
	0,6	± 4,6	± 5,1	± 2,6	± 3,4	± 2,1	± 3,0
2-4, 7 (КТ ТТ 0,5; КТ ТН 1,0; КТ счетчика 1,0)	0,87	± 2,8	± 3,4	± 1,8	± 2,7	± 1,6	± 2,5
	0,6	± 4,6	5,1	± 2,6	± 3,4	± 2,1	± 3,0
5-6 (КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 1,0; КТ счетчика 1,0)	0,87	± 1,9	± 2,7	± 1,6	± 2,5	± 1,6	± 2,5
	0,6	± 2,8	± 3,5	± 2,1	± 3,0	± 2,1	± 3,0
13 (КТ ТТ 0,2; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 1,0)	0,87	± 1,8	± 2,7	± 1,4	± 2,5	± 1,4	± 2,4
	0,6	± 2,5	± 3,2	± 1,7	± 2,7	± 1,6	± 2,7

Примечание – В таблице приняты следующие обозначения: I_5 , I_{20} , I_{100} и I_{120} – значения первичного тока, соответствующие 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ; δ_o – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности; δ_{py} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности

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

Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение $(0,98-1,02) \cdot U_n$, ток $(1-1,2) \cdot I_n$; $\cos\varphi=0,9$ инд.;
- температура окружающей среды от 15 до 25 °С.

Рабочие условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение $(0,9-1,1) \cdot U_n$; ток $(0,01-1,20) \cdot I_n$; частота от 49 до 51 Гц; $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\varphi \leq 0,8 \text{ емк.}$;
- индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчика не более 0,5 мТл;
- допускаяемая температура окружающей среды: трансформаторы тока и напряжения – от минус 40 до 40 °С, счетчик – от 15 до 35 °С; УСПД и ИВК – от 15 до 30 °С.

Показатели надежности применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

- трансформаторы тока: среднее время наработки на отказ 440000 ч, средний срок службы 25 лет;
- трансформаторы напряжения: среднее время наработки на отказ 4000000 ч, средний срок службы 25 лет;
- счетчики электрической энергии: среднее время наработки на отказ 90000 ч, средний срок службы 40 лет;
- устройство сбора и передачи данных «СИСТЕЛ-УСПД»: среднее время наработки на отказ 70000 ч, средний срок службы 25 лет.

Надежность системных решений:

- резервирование питания счетчиков, УСПД и сервера с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи.

Регистрация в журналах счетчиков электрической энергии и УСПД событий:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках электрической энергии.

Защищенность применяемых компонентов АИИС КУЭ:

1) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательных коробок;
- УСПД и сервера;

2) защита на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче – использование цифровой подписи);
- установка паролей на счетчики электрической энергии;
- установка паролей на УСПД;
- установка паролей на сервер и компьютеры АРМ оператора.

Глубина хранения информации:

- счетчики электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 35 суток, при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электрической энергии по измерительному каналу АИИС КУЭ – не менее 100 суток (функция автоматизирована), сохранение информации при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится в виде наклейки на титульный лист формуляра.

Комплектность средства измерений

В комплект АИИС КУЭ входят технические и программные средства, а также документация, приведенные в таблицах 5–7 соответственно.

Таблица 5 – Технические средства АИИС КУЭ

Наименование компонентов АИИС КУЭ	Обозначение компонентов	Количество, шт.
<i>ИИК</i>		
Трансформаторы тока	ТФЗМ 220Б-IV У1	15
Трансформаторы тока измерительные	ТВИ-110	6
Трансформаторы тока	ТПШФ	21
Трансформаторы тока	ТПОФ	3
Трансформаторы тока	ТШВ-15	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58	15
Трансформаторы напряжения	НКФ-110	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	5
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-18	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66У3	1
Счетчики электрической энергии электронные многофункциональные трёхфазные	«Фотон»	11
Счетчики электрической энергии цифровые многозадачные трёхфазные	«Протон-К»	6
<i>ИБКЭ</i>		
Устройство сбора и передачи данных	«СИСТЕЛ-УСПД»	1
Модем	ZyXEL U-336	3
Повторитель RS 232	I-7551	3
Конвертер RS485/Ethernet	ADAM-4570	1
Блок резервного питания УСПД	ИП 48-24	1
Блок резервного питания повторителей	ИП 240-24	1
Источник бесперебойного питания ИБКЭ	APC Back-UPS RS 800 VA	1
<i>ИБК</i>		
Сервер	HP Proliant DL380G4	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Источник бесперебойного питания сервера ИБК	SURT2000 XLI APC	1
Сетевой маршрутизатор	Cisco WS-C3550-24-EMI	1
Сетевой маршрутизатор	Catalyst 2960 G Series	1
АРМ оператора	–	4

Таблица 6 – Программные средства АИИС КУЭ

Наименование ПО	Назначение ПО	Место установки
Прикладное программное обеспечение сервера «Базис»	Сбор, обработка, долговременное хранение и передача информации в центры сбора, конфигурирование сервера, УСПД, ведение журналов событий	Сервер
Microsoft Windows 2003 Server Enterprise Edition	Операционная система сервера	Сервер
Microsoft SQL Server 2005	Система управления базой данных	Сервер
Microsoft Windows XP SP2	Операционная система АРМ оператора	АРМ оператора

Таблица 6 – Программные средства АИИС КУЭ

Наименование ПО	Назначение ПО	Место установки
Прикладное программное обеспечение АРМ оператора «Базис»	Отображение и вывод на печать результатов измерений	АРМ оператора
Встроенное программное обеспечение УСПД	Сбор, хранение и передача информации на сервер	УСПД
Встроенное программное обеспечение счетчиков	Приём, обработка и передача результатов измерений	Счетчики

Таблица 7 – Документация

Наименование	Количество, шт.
1 МП 227-14 ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АО «СХК». Методика поверки	1
2 Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АО «СХК». Формуляр	1
3 Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АО «СХК». Инструкция по конфигурированию и эксплуатации АИИС КУЭ	1
4 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «СХК». Проектно-сметная документация ЖШСИ.863	1
Примечание – В комплект поставки документации также входит техническая документация на компоненты АИИС КУЭ	

Поверка

осуществляется по документу МП 227-14 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АО «СХК». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Томский ЦСМ» в ноябре 2014 г.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Основные средства поверки:

1) средства измерений в соответствии с нормативной и технической документацией по поверке средств измерений ИК АИИС КУЭ:

- трансформаторы тока по ГОС 8.217-2003;
- трансформатор напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики электрической энергии по документам Счетчики электрической энергии цифровые многозадачные трёхфазные «Протон-К». Методика поверки» и «Счетчик электрической энергии электронный многофункциональный трёхфазный «Фотон». Методика поверки 59703777-4228-902 МП», утвержденным в ФГУП «ВНИИМС» в 2007 г. и 2010 г.;

- устройство сбора и передачи данных «СИСТЕЛ-УСПД» по документу «Устройства сбора и передачи данных «СИСТЕЛ-УСПД». Методика поверки. ИСТА.425210.001 МП», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;

2) мультиметр «Ресурс-ПЭ»: пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения в диапазоне от 15 до 150 мВ $\pm 2,0$ %, в диапазоне от 15 до 300 В $\pm 0,2$ %; пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы тока в диапазоне от 0,05 до 0,25 А $\pm 1,0$ %, в диапазоне от 0,25 до 7,5 А $\pm 0,3$ %; пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями $\pm 0,1^\circ$; пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,02$ Гц;

3) радиочасы МИР РЧ-02: пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного сигнала 1 Гц по шкале координированного времени UTC (SU) ± 1 мкс.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности системой автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии АО «СХК».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии АО «СХК»

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

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

Изготовитель

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Конструкторско-технологический институт вычислительной техники Сибирского отделения Российской академии наук.

ИНН: 5408105383.

Юридический адрес: 630090 г. Новосибирск, ул. Академика Ржанова, б.

Сайт: <http://www.kti.nsc.ru>.

Заявитель

Акционерное общество «Сибирский химический комбинат» (АО «СХК»)

Юридический адрес: 636039, Томская область, г. Северск, ул. Курчатова, 1.

ИНН: 7024029499.

Телефон: (3823) 54-83-47, факс: (3822) 72-44-46.

E-mail: [SHK\(@\)seversk.tomsknet.ru](mailto:SHK(@)seversk.tomsknet.ru), <http://www.atomsib.ru>.

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»).

Аттестат аккредитации № 30113-13.

Юридический адрес: 634012, Томская область, г. Томск, ул. Косарева, д.17а.

ИНН: 7018002587.

Телефон: (3822) 55-44-86, факс (3822) 56-19-61, 55-36-76.

E-mail: tomsk@tcsms.tomsk.ru. Сайт: <http://tomskcsm.ru>.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

«___» _____ 2016 г.