



**СОГЛАСОВАНО**

Руководитель ГЦИ СИ СНИИМ –  
зам. директора ФГУП «СНИИМ»  
В.И. Евграфов

«16» 03

2009г.

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

<b>Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «СибирьЭнерго»</b>	<b>Внесена в Государственный реестр средств измерений. Регистрационный № <u>42979-09</u></b>
--	--

Изготовлена по технической документации ООО «Сиб МИР», г.Новосибирск. зав. №1.

## НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «СибирьЭнерго», зав. №1 (далее АИИС) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, средней активной и реактивной электрической мощности и измерения времени в шкале времени UTC.

Область применения – коммерческий учет электрической энергии принимаемой в сети и отдаваемой из сетей ОАО «СибирьЭнерго» на оптовом рынке электрической энергии.

## ОПИСАНИЕ

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический и по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- измерение времени.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и счётчики электроэнергии, объединенные в информационно-измерительные комплексы измерений (ИИК ТИ).

2-й уровень – устройства сбора и передачи данных (УСПД), размещенные на отдельных трансформаторных подстанциях, образующие вместе со связующими компонентами информационно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ).

3-й уровень – информационно-вычислительные комплексы предприятий электрических сетей (ИВК ПЭС), обеспечивающие сбор результатов измерений со счетчиков в пределах отдельного предприятия электрических сетей.

4-ый уровень – информационно-вычислительный комплекс АИИС (ИВК АИИС), обеспечивающий сбор результатов измерений, их хранение, работу системы единого времени, взаимодействие с внешними системами.

ТТ и ТН, входящие в состав ИИК ТИ, выполняют функции масштабного преобразования тока и напряжения для каждого присоединения.

Мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются счетчиками электрической энергии АИИС в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности. За период сети из мгновенных значений мощности вычисляется активная мощность, из мгновенных значений тока и напряжения их среднеквадратические значения и, затем, полная мощность. Реактивная мощность вычисляется из значений активной и полной мощности.

Приращения активной (реактивной) электрической энергии вычисляются как интеграл по времени от значений активной (реактивной) мощности

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

Счетчик электрической энергии по истечении каждого получасового интервала осуществляет привязку результатов измерения к времени в шкале UTC с учетом поясного времени.

Состав ИИК ТИ, входящих в состав АИИС, приведен в таблице 1.

ИВКЭ осуществляют сбор, первичную обработку и хранение результатов измерений и служебной информации ИИК. В качестве устройства сбора и передачи данных (УСПД) ИВКЭ используется контроллер «СИКОН С-10» (Госреестр № 21741-03). В состав АИИС КУЭ входит 17 ИВКЭ, объединяющих 35 ИИК ТИ, всех подстанций, кроме ПС «Плотинная». ИИК ТИ ПС «Плотинная» соединены непосредственно с ИВК АИИС посредством контроллера СИКОН ТС-65.

ИВКЭ подстанций (ПС) Татарского предприятия электрических сетей (ПЭС) (ПС «Колония», ПС «Татарская», ПС «Валерино»), Карасукского ПЭС (ПС «Районная», ПС «Краснозерская», ПС «Зубково», ПС «Урожай») и Черепановского ПЭС (ПС «Усть-Тальменка», ПС «Сузун») осуществляют информационный обмен с информационно-вычислительными комплексами (ИВК) групп каналов соответствующих ПЭС. ИВК ПЭС оснащены информационно-вычислительными комплексами «ИКМ-Пирамида» (ИВК «ИКМ-Пирамида»). ИВК ПЭС осуществляют сбор результатов, хранение результатов измерений, передачу результатов измерений в ИВК АИИС, управление ИВКЭ подключенными к ним. ИВК ПЭС соединены основным и резервным каналами связи с локальной вычислительной сетью ОАО «СибирьЭнерго».

ИВКЭ ПС «Восточная», ПС «Кочки», ПС «Торсьма», ПС «Падунская», ПС «Таскаево», ПС «Чилино» соединены основным и резервным каналами связи с локальной вычислительной сетью ОАО «СибирьЭнерго» без использования ИВК ПЭС.

ИВКЭ ПС «Столбово», ПС «Верх-Аллак» соединены с ИВК АИИС посредством коммутируемых каналов спутниковой связи и каналом GPRS мобильной радиосвязи.

ИВК АИИС ОАО «СибирьЭнерго» построен на базе ИВК «ИКМ-Пирамида» и осуществляет сбор результатов измерений с ИВК ПЭС, подключенных к локальной сети ОАО

«СибирьЭнерго»; ИВКЭ ПС «Восточная», ПС «Кочки», ПС «Торсьма», ПС «Падунская», ПС «Таскаево», ПС «Чилино»; с ИИК ТИ ПС «Плотинная». ИВК АИИС обеспечивает хранение результатов измерений, формирование выходных данных АИИС и передачу результатов измерений во внешние системы, в том числе в ОАО «СО ЕЭС», ОАО «АТС» в центры сбора и обработки информации смежных субъектов оптового рынка. ИВК АИИС выполняет функцию ведения шкалы времени. ИВК АИИС соединен с локальной вычислительной сетью ОАО «СибирьЭнерго» посредством интерфейса IEEE 802.1.

АИИС КУЭ выполняет измерение времени в шкале UTC следующим образом. ИВК АИИС выполняет измерение времени, используя устройство синхронизации времени УСВ-1 (Госреестр. № 28716-05), входящее в его состав и обеспечивающее прием и обработку сигналов системы GPS. Коррекция времени осуществляется по условию, если поправка часов измерительных компонентов (ИВК, УСПД и счетчиков) превышает  $\pm 1$  с относительно шкалы времени измерительного компонента, выполняющего синхронизацию, проверка этого условия осуществляется один раз в 30 минут для ИВК и УСПД, и один раз в сутки для счетчиков. Шкала времени передается часам счетчиков ИИК ТИ от часов устройства синхронизации времени, входящего в состав ИВК АИИС, следующим образом:

- Для ИК, не включающих ИВК ПЭС, передача шкалы времени осуществляется последовательно через часы ИВК АИИС и УСПД «СИКОН С-10» соответствующего ИВКЭ;
- Для ИК, включающих ИВК ПЭС, передача шкалы времени осуществляется последовательно через часы ИВК АИИС, ИВК ПЭС и УСПД «СИКОН С-10» соответствующего ИВКЭ;
- Для ИИК ТИ ПС «Плотинная», подключенных непосредственно к ИВК АИИС, передача шкалы времени осуществляется последовательно через часы ИВК АИИС и контроллера «СИКОН ТС-65».

Информационные каналы связи в АИИС построены следующим образом: ИИК ТИ соединяются с ИВКЭ посредством интерфейса RS-485; ИВКЭ, входящие в состав ПЭС соединяются с ИВК ПЭС посредством выделенной линии связи (основной канал); ИВКЭ, не подключенные к ИВК ПЭС, а также ИВК ПЭС соединяются с ИВК АИИС ОАО «СибирьЭнерго» посредством выделенной линии связи. Все ИВКЭ соединены с ИВК ОАО «СибирьЭнерго» коммутируемым каналом спутниковой связи (резервный канал).

ИИК ТИ, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

Контрольный доступ к АИИС со стороны внешних систем осуществляется по основному каналу связи, образованному аппаратурой локальной сети стандарта Ethernet, и резервным каналам связи: коммутируемому каналу спутниковой связи и коммутируемой телефонной линии.

Результаты измерений автоматически передаются по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 1.0 по программно-задаваемым адресам, в т.ч. в РДУ «СО-ЦДУ ЕЭС» и ИАСУ КУ НП «АТС».

Состав ИВКЭ, приведен в таблице 2; состав ИВК ПЭС и ИВК АИИС приведен в таблице 3.

Структура АИИС допускает изменение количества ИК с ИИК ТИ, аналогичными указанным в таблице 1, а также с ИИК ТИ, отличными по составу от указанных в таблице 1, но совместимыми с ИК АИИС по электрическим, информационным и конструктивным параметрам.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Количество измерительных каналов АИИС .....37

Границы допускаемой относительной погрешности измерительных каналов АИИС при доверительной вероятности  $P=0,95$  при измерении активной и реактивной электрической

энергии и активной и реактивной средней мощности в рабочих условиях применения приведены в таблице 4\*.

Предельное значение поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC не более, с .....  $\pm 5$ .

Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут ..... 30.

Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут ..... 30.

Формирование XML-файла для передачи внешним организациям ..... автоматическое.

Формирование базы данных с результатами измерений с указанием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данных ..... автоматическое.

Глубина хранения результатов измерений в базе данных не менее, лет ..... 5.

Ведение журналов событий ИВК и ИИК ТИ ..... автоматическое.

Рабочие условия применения технических средств ИИК ТИ:

температура окружающего воздуха (кроме счетчиков), °С ..... от минус 45 до плюс 40;

температура окружающего воздуха (для счетчиков), °С ..... от 0 до плюс 40;

частота сети, Гц ..... от 49,5 до 50,5;

индукция внешнего магнитного поля, мТл ..... не более 0,05.

Допускаемые значения информативных параметров входного сигнала:

Ток (кроме ИК №№2501, 2502, 3301, 3302, 5201, 5202, 5501, 5502, 6201, 6202), % от  $I_{ном}$  ..... от 5 до 120;

Ток (ИК №№2501, 2502, 3301, 3302, 5201, 5202, 5501, 5502, 6201, 6202), % от  $I_{ном}$  ..... от 2 до 120%;

напряжение, % от  $U_{ном}$  ..... от 90 до 110;

коэффициент мощности,  $\cos \varphi$  (при измерении активной электрической энергии и мощности) ..... 0,5 инд.-1,0-0,8 емк.;

коэффициент реактивной мощности,  $\sin \varphi$  (при измерении реактивной электрической энергии и мощности) ..... 0,5 инд.-1,0-0,5 емк.

Рабочие условия применения технических средств ИВК и ИВКЭ:

температура окружающего воздуха, °С ..... от 0 до плюс 40;

частота сети, Гц ..... от 49 до 51;

напряжение сети питания, В ..... от 198 до 242.

Средняя наработка на отказ, часов ..... не менее 578;

Коэффициент готовности ..... не менее 0,996.

\* Рассчитаны по методике РД 153-34.0-11.209-99

Таблица 1 – Перечень ИК и состав ИИК ТИ АИИС

№ п/п	№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Трансформаторы тока				Трансформаторы напряжения				Счетчики электрической энергии			
			Тип, кол-во	Зав. №	К-т тр-н	Класс точн.	Тип	Зав. №	К-т тр-н	Класс точн.	Тип	Зав. №	Класс точн. при измерении электроэнергии	акт. реакт.
1.	2101	ВЛ 201 220кВ ПС "Восточная"	ТФЗМ-220Б	6517, 12824	1000/5	0,5	НКФ-220-58	55325, 55374, 55341	220000 / 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	0104081172	0,2S	0,5
2.	2102	ВЛ 202 220кВ ПС "Восточная"	ТФНД-220-1	407, 412	1200/5	0,5	НКФ-220-58	55518, 29854, 57273	220000 / 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	0104080398	0,2S	0,5
3.	2301	Ф-3 10кВ ТПС "Гаскаево"	ТПЛ-10	77358, 62978	100/5	0,5	НАМИ-10	7386	10000/100	0,2 <sup>2</sup>	СЭТ-4ТМ.03	0104073046	0,2S	0,5
4.	2302	Ф-6 10кВ ТПС "Гаскаево"	ТПЛМ-10	30858, 68665	100/5	0,5	НАМИ-10	681	10000/100	0,2 <sup>2</sup>	СЭТ-4ТМ.03	0104071087	0,2S	0,5
5.	2401	Ф-3 10кВ ТПС "Падунская"	ТПЛМ-10	35071, 17122	75/5	0,5	НТМИ-10	2548	10000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	0104070211	0,2S	0,5
6.	2402	Ф-4 10кВ ТПС "Падунская"	ТПЛ-10	65916, 40248	75/5	0,5	НТМИ-10	341	10000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	0104070213	0,2S	0,5
7.	2403	Ф-6 10кВ ТПС "Падунская"	ТПФМ-10	21028, 44864	150/5	0,5	НТМИ-10	341	10000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	0104071024	0,2S	0,5
8.	2404	Ф-8 10кВ ТПС "Падунская"	ТПЛМ-10	20961, 21426	200/5	0,5	НТМИ-10	341	10000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	0104071114	0,2S	0,5
9.	2501	ВЛ П-3 110кВ ТПС "Торсьма"	ТТФ-110	723, 722, 724	600/1	0,2S	НАМИ-110	1741, 1762, 1790	110000 / 100	0,2	СЭТ-4ТМ.03	0104071106	0,2S	0,5
10.	2502	ВЛ П-4 110кВ ТПС "Торсьма"	ТТФ-110	651, 655, 652	600/1	0,2S	НАМИ-110	3031, 1391, 1385	110000 / 100	0,2	СЭТ-4ТМ.03	0104071107	0,2S	0,5
11.	3101	ВЛ 246 220кВ ПС Татарская"	ТФНД-220-1	158, 171, 155	600/5	0,5	НКФ-220-58	20098, 20031, 10074	220000 / 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	0104080427	0,2S	0,5
12.	3201	Ф-4 10кВ ТПС "Колония"	ТПЛ-10	44625, 17122	300/5	0,5	НАМИ-10	6662	10000/100	0,2 <sup>2</sup>	СЭТ-4ТМ.03	0104071043	0,2S	0,5
13.	3202	Ф-5 10кВ ТПС "Колония"	ТПЛМ-10	18416, 62978	300/5	0,5	НАМИ-10	6168	10000/100	0,2 <sup>3</sup>	СЭТ-4ТМ.03	0104071071	0,2S	0,5
14.	3203	ВЛ 246 Ц 35кВ ТПС "Колония"	ТФН-35М	2034, 13729	300/5	0,5	ЗНОМ-35	734499, 1023975, 956959	35000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	0104070219	0,2S	0,5
15.	3301	ВЛ 3-15 110кВ ТПС "Валерино"	ТТФ-110	836, 837, 838	300/1	0,2S	НАМИ-110	1782, 1775, 1771	110000 / 100	0,2	СЭТ-4ТМ.03	0104070227	0,2S	0,5
16.	3302	ВЛ 3-16 110кВ ТПС "Валерино"	ТТФ-110	839, 841, 845	300/1	0,2S	НАМИ-110	1874, 1861, 1777	110000 / 100	0,2	СЭТ-4ТМ.03	0104070190	0,2S	0,5
17.	4101	ВЛ 222 220кВ ПС "Урожай"	ТФЗМ-220Б	7238, 7316, 6941	500/5	0,5	НКФ-220-58	13025, 12313, 13023	220000 / 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	0102071174	0,2S	0,5

<sup>2</sup> Трансформаторы напряжения типа НАМИ-10 класса точности 0,2 в рабочих условиях эксплуатации обеспечивают погрешности, соответствующие классу точности 0,5 по ГОСТ 1983

<sup>3</sup> Трансформаторы напряжения типа НАМИ-10 класса точности 0,2 в рабочих условиях эксплуатации обеспечивают погрешности, соответствующие классу точности 0,5 по ГОСТ 1983

№ п/п	№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Трансформаторы тока					Трансформаторы напряжения					Счетчики электрической энергии		
			Тип, кол-во	Зав. №	К-т тр-и	Класс точн.	Тип	Зав. №	К-т тр-и	Класс точн.	Тип	Зав. №	Класс точн. при измерении электроэнергии	акт.	реакт.
18.	4102	ОВ-220 220кВ ПС "Урожай"	ТФЗМ-220Б	7187, 7400, 7401	500/5	0,5	НКФ-220-58	12998, 12654, 12775	220000 / 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	0104071002	0,2S	0,5	
19.	4201	ВЛ 223 220кВ ТПС "Районная"	ТФНД-220-1	5239, 5214, 5231	500/5	0,5	НКФ-220-58	5362, 5278, 101/3657	220000 / 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	0102071330	0,2S	0,5	
20.	5101	ВЛ КК-113 110кВ ПС "Кочки"	ТФНД-110 М	780, 672	200/5	0,5	НКФ-110-57У1	1023198, 1012873, 1029610	110000 / 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	0104080406	0,2S	0,5	
21.	5201	ВЛ 209 220кВ ТПС "Сузун"	ТФ-220	402, 399, 397	400/1	0,2S	НАМИ-220	709, 671, 691	220000 / 100	0,2	СЭТ-4ТМ.03	0104071051	0,2S	0,5	
22.	5202	ВЛ 211 220кВ ТПС "Сузун"	ТФ-220	398, 400, 401	400/1	0,2S	НАМИ-220	722, 713, 813	220000 / 100	0,2	СЭТ-4ТМ.03	0103072234	0,2S	0,5	
23.	5301	ВЛ 217 220кВ "Краснозерская"	ТФНД-220-1	6696, 5100, 5093	500/5	0,5	НКФ-220-58	5724, 5713, 5611	220000 / 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	0103072137	0,2S	0,5	
24.	5401	ВЛ 218 220кВ ТПС "Зубово"	ТФНД-220-1	5644, 5648	600/5	0,5	НКФ-220-58	5013, 7338, 12327	220000 / 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	0102071229	0,2S	0,5	
25.	5501	ВЛ Ю-13 110кВ ТПС "Усть-Тальменка"	ТФ-110	1038, 1034, 1032	400/1	0,2S	НАМИ-110	1457, 1459, 1451	110000 / 100	0,2	СЭТ-4ТМ.03	0104070212	0,2S	0,5	
26.	5502	ВЛ Ю-14 110кВ ТПС "Усть-Тальменка"	ТФ-110	1039, 1036, 1040	400/1	0,2S	НАМИ-110	1455, 1473, 1445	110000 / 100	0,2	СЭТ-4ТМ.03	0104071017	0,2S	0,5	
27.	5701	ТСН-1 (10/0,4) 0,4кВ ПС "Верх-Аллак"	ТК-20	75824, 92749, 83536	100/5	0,5	Нет				СЭТ-4ТМ.0,3.08	0102075421	0,2S	0,5	
28.	5702	ТСН-2 (10/0,4) 0,4кВ ПС "Верх-Аллак"	ТК-20	81579, 83430, 82071	100/5	0,5	Нет				СЭТ-4ТМ.03.08	0102075870	0,2S	0,5	
29.	5703	ТТ1-10кВ ПС "Верх-Аллак"	ТЛМ-10	7675, 6086	150/5	0,5	НТМИ-10	14081	10000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	0104071092	0,2S	0,5	
30.	5704	ТТ2-10кВ ПС "Верх-Аллак"	ТЛМ-10	7260, 7258	150/5	0,5	НТМИ-10	8423	10000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	0104071015	0,2S	0,5	
31.	5801	ТСН-1 (10/0,4) 0,4кВ ПС "Столбово"	ТОП-0,66	39795, 39671, 39816	100/5	0,5	Нет				СЭТ-4ТМ.03.08	0102075990	0,2S	0,5	
32.	5802	ТСН-2 (10/0,4) 0,4кВ ПС "Столбово"	ТОП-0,66	37341, 30032, 37303	100/5	0,5	Нет				СЭТ-4ТМ.03.08	0102075392	0,2S	0,5	
33.	5803	ТТ1-10кВ ПС "Столбово"	ТЛМ-10	8427, 8407	150/5	0,5	НТМИ-10	3659	10000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	0104071016	0,2S	0,5	
34.	5804	ТТ2-10кВ ПС "Столбово"	ТЛМ-10	1303, 1305	150/5	0,5	НТМИ-10	3674	10000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	0104071058	0,2S	0,5	
35.	6101	ВЛ С-21 110 кВ ПС "Чилино"	ТФНД-110М	413, 370	100/5	0,5	НКФ-110-57У1	1019447, 1019479, 1019035	110000 / 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	0102071539	0,2S	0,5	
36.	6201	ВЛ 208 220 кВ ТПС "Плотинная"	ТФ-220	485, 481, 480	1000/1	0,2S	НАМИ-220	765, 807, 836	220000 / 100	0,2	СЭТ-4ТМ.03	0103071969	0,2S	0,5	
37.	6202	ВЛ 212 220 кВ ТПС "Плотинная"	ТФ-220	483, 484, 482	1000/1	0,2S	НАМИ-220	827, 749, 756	220000 / 100	0,2	СЭТ-4ТМ.03	0103071962	0,2S	0,5	

Таблица 2 – Технические средства ИВКЭ

<b>ИВКЭ</b>	<b>Наименование технического средства ИВКЭ</b>	<b>Назначение</b>
ПС «Урожай», ПС «Районная», ПС «Красноозерская», ПС «Урожай», ПС «Зубково», ПС «Колония», ПС «Татарская», ПС «Валерино», ПС «Усть-Тальменка», ПС «Сузун», ПС «Верх-Аллак», ПС «Столбово», ПС «Восточная», ПС «Торсьма», ПС «Таскаево», ПС «Падунская», ПС «Кочки», ПС «Чилино»	УСПД СИКОН С-10	Сбор, хранение и передача результатов измерений; ведение и передача журналов событий технических средств, коррекция шкалы времени часов счетчиков электрической энергии
	Модем выделенного канала, 1 шт.	Связующий компонент
	Модем спутниковой связи GSP-1620x1, 1 шт.	Связующий компонент

Таблица 3 – Технические средства ИВК

<b>ИВК</b>	<b>Наименование технического средства ИВК</b>	<b>Назначение</b>
Татарский ПЭС, Черепановский ПЭС, Карасукский ПЭС	МВК «ИКМ-Пирамида», ВЛСТ 230.00.000-05, 1 шт.	Сбор, хранение и передача результатов измерений; ведение и передача журналов событий технических средств, коррекция шкалы времени часов счетчиков электрической энергии
	Модем выделенного канала, 1 шт.	Связующий компонент
	Модем коммутируемого канала, 1 шт.	Связующий компонент
АИИС ОАО «СибирьЭнерго»	ИВК «ИКМ-Пирамида», ВЛСТ 230.00.000-11, 1 шт.	Сбор, хранение и передача результатов измерений; ведение и передача журналов событий технических средств, коррекция шкалы времени часов счетчиков электрической энергии
	Устройство синхронизации времени УСВ-1, 1 шт.	Измерение времени в шкале UTC
	Сервер баз данных	Хранение результатов измерений и журналов событий
	Автоматизированное рабочее место (АРМ)	Доступ к результатам измерений, формирование отчетов
	Модемы выделенного канала, 2 шт.	Связующие компоненты
	Модемы GSM, 3 шт.	Связующие компоненты
	Модем спутниковой связи GSP-1620x1, 1 шт.	Связующий компонент

Таблица 4 – Границы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС в рабочих условиях применения

№ ИК (по таблице 1)	Ток, % от ном.	cos φ	$\delta_w^A, \%$	$\delta_w^P, \%$	
2101, 2102, 2301, 2302, 2401, 2402, 2403, 2404, 3101, 3201, 3202, 3203, 4101, 4201, 5101, 5301, 5401, 5703, 5704, 5803, 5804, 6101	5	0,5	5,4	2,6	
	20	0,5	3,0	1,6	
	100, 120	0,5	2,2	1,3	
	5	0,8	2,9	4,4	
	20	0,8	1,7	2,5	
	100, 120	0,8	1,3	1,9	
	5	0,865	2,5	5,4	
	20	0,865	1,5	3,0	
	100, 120	0,865	1,2	2,3	
	5	1	1,8	-	
	20	1	1,1	-	
	100, 120	1	0,90	-	
	5701, 5702, 5801, 5802	5	0,5	5,3	2,5
		20	0,5	2,7	1,5
		100, 120	0,5	1,9	1,2
5		0,8	2,8	4,3	
20		0,8	1,5	2,3	
100, 120		0,8	1,1	1,6	
5		0,865	2,4	5,3	
20		0,865	1,3	2,7	
100, 120		0,865	1,0	1,9	
5		1	1,7	-	
20		1	0,94	-	
100, 120		1	0,71	-	
2501, 2502, 3301, 3302, 5201, 5202, 5501, 5502, 6201, 6202	2	0,5	1,9	2,0	
	5	0,5	1,3	1,3	
	20	0,5	1,1	0,98	
	100, 120	0,5	1,1	0,96	
	2	0,8	1,3	2,7	
	5	0,8	1,0	1,6	
	20	0,8	0,81	1,2	
	100, 120	0,8	0,81	1,1	
	2	0,865	1,2	3,1	
	5	0,865	0,97	1,9	
	20	0,865	0,78	1,3	
	100, 120	0,865	0,78	1,2	
	2	1	1,0	-	
	5	1	0,63	-	
	20	1	0,54	-	
	100, 120	1	0,54	-	

Примечание: границы допускаемой относительной погрешности рассчитаны по методике РД 153-34.0-11.209-99;  
 $\delta_w^A, \delta_w^P$  – границы допускаемой относительной погрешности измерения количества активной и реактивной электрической энергии соответственно, границы допускаемой относительной погрешности измерения средней мощности равны границам допускаемой погрешности измерения количества электрической энергии.

### ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «СибирьЭнерго» Зав. №1. Формуляр».

## КОМПЛЕКТНОСТЬ

В комплект АИИС должны входить изделия и документация, указанные в таблице 5.

Таблица 5 – Состав АИИС

<b>Технические средства ИИК ТИ</b>
Технические средства ИИК ТИ – в соответствии с таблицей 1
<b>Технические и программные средства ИВК и ИВКЭ</b>
В соответствии с таблицами 2 и 3
<b>Документация</b>
Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «СибирьЭнерго», зав. №1. Ведомость эксплуатационных документов
Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «СибирьЭнерго», зав. №1. Методика поверки

## ПОВЕРКА

Поверка измерительных каналов АИИС проводится в соответствии с методикой поверки «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «СибирьЭнерго», зав. №1. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ СНИИМ в марте 2009 г.

Межповерочный интервал - 4 года.

Основное поверочное оборудование: миллитесламетр портативный ТП-2-2У, мультиметр АРРА-109, вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А», измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел», часы «Электроника-5».

Поверка измерительных компонентов АИИС проводится в соответствии со следующими нормативными документами по поверке: измерительные трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217, измерительные трансформаторы напряжения – по ГОСТ 8.216, счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 - по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, контроллер СИКОН С-10 – по методике поверки ВЛСТ 166.00.000 И1, измеритель времени и частоты ИВЧ-1 – в соответствии с разделом ЯКШГ.468262.001РЭ; ИВК «ИКМ-Пирамида» по методике поверки ВЛСТ 230.00.000И1.

### НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ Р 8.596-2002	Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения
ГОСТ 30206-94	Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)
ГОСТ 26035-83	Счетчики электрической энергии переменного тока электронные
ГОСТ 7746-89	Трансформаторы тока. Общие технические условия
ГОСТ 1983-89	Трансформаторы напряжения. Общие технические условия
СМИР.АУЭ.388.00	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ОАО «СИБИРЬЭНЕГО». Проектная документация

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Тип «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии ОАО «СибирьЭнерго» г.Новосибирск, зав. №1 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации.

согласно государственным поверочным схемам

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ:** ОАО «СибирьЭнерго», 630005, г. Новосибирск, ул. Некрасова, 54

Главный инженер ОАО «СибирьЭнерго»



С.Н. Ильичев