



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.007.A № 49097

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии ОАО "Новосибирскэнергосбыт"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 1

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Открытое акционерное общество "Новосибирскэнергосбыт",
г. Новосибирск**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 52057-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

СМИР.АУЭ.388.00 Д1

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **14 декабря 2012 г. № 1132**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 007767

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новосибирскэнергосбыт»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новосибирскэнергосбыт» (далее АИИС) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, средней активной и реактивной электрической мощности, измерения времени в координированной шкале времени UTC.

Описание средства измерений

АИИС представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений. АИИС 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;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии средств измерений со стороны серверов 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;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС;
- измерение времени.

АИИС имеет четырехуровневую структуру:

- 1-й уровень - информационно-измерительные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
- 2-й уровень - измерительно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ);
- 3-й уровень – ИВК 1-го уровня;
- 4-й уровень – ИВК 2-го уровня;

ИИК ТИ включают в себя:

- трансформаторы тока (ТТ) и их вторичные цепи;
- трансформаторами напряжения (ТН) и их вторичные цепи;
- счётчики электроэнергии.

ИВКЭ включает в себя:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД) «СИКОН С-10» (Госреестр СИ № 21741-03);

ИВК состоит из ИВК 1-го и 2-го уровней, пространственно разнесенных друг от друга. ИВК 1-го уровня включает в себя:

- комплекс информационно-вычислительный «ИКМ-Пирамида» (Г. р. № 29484-05) на базе промышленного компьютера iROBO;
- сервер баз данных на базе промышленного компьютера HP Proliant DL;
- устройство синхронизации времени УСВ-2 (Г. р. № 41681-10);
- автоматизированные рабочие места.

ИВК 2-го уровня включает в себя:

- комплекс информационно-вычислительный «ИКМ-Пирамида» (Г. р. № 29484-05) на базе промышленного компьютера iROBO;
- сервер баз данных на базе промышленного компьютера HP Proliant DL;
- автоматизированные рабочие места.

Принцип действия АИИС основан на масштабном преобразовании параметров контролируемого присоединения (ток и напряжение) с использованием электромагнитных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), измерения и интегрировании мгновенной мощности с использованием счетчиков электрической энергии типа МТ, автоматическом сборе, хранении и передаче по каналам связи результатов измерений.

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. Мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются 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.

Вычисленные значения активной и реактивной мощности каждого направления преобразуются в частоту следования импульсов. Во внутренних регистрах счетчиков осуществляется накопление импульсов, соответствующих каждому виду и направлению передачи электроэнергии в течение интервала времени 30 минут. По окончании этого интервала времени накопленное количество импульсов из каждого регистра переносится в долговременную энергонезависимую память с указанием времени измерений в шкале координированного времени UTC(SU).

УСПД один раз в 30 минут опрашивает счетчики электрической энергии и собирает результаты измерений, осуществляет обработку, заключающуюся в пересчете количества накопленных импульсов за период 30 минут в именованные величины, хранит результаты измерений в регистрах собственной памяти и передает их в ИВК 1-го уровня. ИВК 1-го уровня осуществляет сбор результатов измерений с УСПД, их обработку, заключающуюся в умножении на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, хранение в базе данных сервера БД.

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 38 ИИК ТИ, всех подстанций, кроме ПС «Плотинная». Счетчики ПС «Плотинная» опрашиваются непосредственно с ИВК 1-го уровня посредством контроллера СИКОН ТС-65.

В ИВК 1-го уровня осуществляется:

- сбор данных с уровня ИВКЭ;
- обработка данных, заключающаяся в умножении приращений электроэнергии на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- хранение полученных в результате обработки приращений электроэнергии в базе данных;

- синхронизация времени УСПД ИВКЭ (контроллеров СИКОН С-10);
- визуальный просмотр результатов измерений из базы данных;
- автоматическая передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в ИВК 2-го уровня с использованием межмашинного обмена, а так же в формате 80020, определенном разделом 4 Приложения № 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

На уровне ИВК 2-го уровня осуществляется прием данных из ИВК 1-го уровня, занесение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в базу данных, визуальный просмотр результатов измерений и данных о состоянии средств измерений из базы данных, автоматический обмен данными коммерческого учета электроэнергии со смежными субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности, а также инфраструктурными организациями оптового рынка (в форматах 80020, 80030, 80040), в том числе:

- ОАО «АТС»;
- Филиал ОАО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ;
- ОАО «ФСК ЕЭС»;
- ОАО "Кузбассэнергосбыт";
- ОАО "Алтайэнергосбыт";
- ОАО "Омскэнергосбыт";
- ОАО "Томскэнергосбыт";
- ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ";
- ОАО «СИБЭКО»
- ОАО «Русгидро»;
- ОАО «Мосэнергосбыт».

АИИС выполняет измерение времени в шкале UTC следующим образом. ИВК 1-го уровня выполняет измерение времени, используя устройство синхронизации времени УСВ-2, входящее в его состав и обеспечивающее прием и обработку сигналов системы GPS в постоянном режиме по протоколу NTP. Далее, шкала времени передается на уровень ИВКЭ. Коррекция времени УСПД осуществляется один раз в 30 минут по условию, если поправка часов УСПД превышает ± 1 с относительно шкалы времени ИВК 1-го уровня. УСПД, в свою очередь, при опросе счетчиков осуществляет проверку поправки шкалы времени счетчиков. И, если поправка часов счетчиков превышает ± 1 с относительно шкалы времени УСПД, последний осуществляет синхронизацию шкалы времени счетчиков, но не чаще 1 раза в сутки.

Для ИИК ТИ ПС «Плотинная», передающих данные непосредственно в ИВК 1-го уровня, передача шкалы времени осуществляется непосредственно от ИВК 1-го уровня через контроллер «СИКОН ТС-65».

Информационные каналы связи в АИИС построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485 для передачи данных от ИИК ТИ на уровне ИВКЭ;
- посредством выделенной линии связи (основной канал) с использованием аппаратуры ВЧ-связи серии ETL500 для передачи данных от ИВКЭ в ИВК 1-го уровня;
- посредством радиоканала стандарта GSM (резервный канал) с использованием контроллера Сикон ТС-65 для передачи данных от ИВКЭ в ИВК 1-го уровня;
- Все ИВКЭ соединены с ИВК 1-го уровня 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 резервному каналу связи по коммутируемой телефонной линии посредством модема AnCom.

Состав измерительных каналов АИИС приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень и состав ИК АИИС

№ ИК	Наименование присоединения	Трансформаторы тока			Трансформаторы напряжения			Счетчики электроэнергии			Тип, № Г. р. УСПД
		Тип	К-т тр.	Кл. точн.	Тип	К-т тр.	Кл. точн.	Тип	Кл. точн.		
									акт.	акт.	
1	ПС «Восточная», ВЛ 201 220кВ	ТФЗМ 220Б-IV У1 Г. р. № 6540-78	1000/5	0,5	НКФ-220-58 Г. р. № 14626-06	$\frac{220000:\sqrt{3}}{100:\sqrt{3}}$	0,5	СЭТ-4ТМ.03 Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	СИКОН С-10 Г. р. № 21741-03
2	ПС «Восточная», ВЛ 202 220кВ	ТФНД-220-I Г. р. № 3694-73	1200/5	0,5	НКФ-220-58 Г. р. № 14626-06	$\frac{220000:\sqrt{3}}{100:\sqrt{3}}$	0,5	СЭТ-4ТМ.03 Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	
3	ТПС «Таскаево», Ф-3 10кВ	ТПЛ-10 Г. р. № 1276-59	100/5	0,5	НАМИ-10 Г. р. № 11094-87	10000/ 100	0,2 ¹	СЭТ-4ТМ.03 Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	СИКОН С-10 Г. р. № 21741-03
4	ТПС «Таскаево», Ф-6 10кВ	ТПЛМ-10 Г. р. № 2363-68	100/5	0,5	НАМИ-10 Г. р. № 11094-87	10000/ 100	0,2 ¹	СЭТ-4ТМ.03 Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	
5	ТПС «Падунская», Ф-310кВ	ТПОЛ-10 Г. р. № 1261-02	75/5	0,2	НТМИ-10-66 Г. р. № 831-69	10000/ 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03 Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	СИКОН С-10 Г. р. № 21741-03
6	ТПС «Падунская», Ф-4 10кВ	ТПЛМ-10 Г. р. № 2363-68	75/5	0,5	НТМИ-10-66 Г. р. № 831-69	10000/ 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03 Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	
7	ТПС «Падунская», Ф-6 10кВ	ТПФМ-10 Г. р. № 814-53	150/5	0,5	НТМИ-10-66 Г. р. № 831-69	10000/ 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03 Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	
8	ТПС «Падунская», Ф-8 10кВ	ТЛО-10 Г. р. № 25433-03	200/5	0,2S	НТМИ-10-66 Г. р. № 831-69	10000/ 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03 Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	
9	ТПС «Торсьма», ВЛ П-3 110кВ	ТГФ110 Г. р. № 16635-05	600/1	0,2S	НАМИ-110 УХЛ1 Г. р. № 24218-03	$\frac{110000:\sqrt{3}}{100:\sqrt{3}}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03 Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	
10	ТПС «Торсьма», ВЛ П-4 110кВ	ТГФ110 Г. р. № 16635-05	600/1	0,2S	НАМИ-110 УХЛ1 Г. р. № 24218-03	$\frac{110000:\sqrt{3}}{100:\sqrt{3}}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03 Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	СИКОН С-10 Г. р. № 21741-03
11	ПС «Татарская», ВЛ 246 220кВ	ТФНД-220-I Г. р. № 3694-73	600/5	0,5	НКФ-220-58 Г. р. № 14626-06	$\frac{220000:\sqrt{3}}{100:\sqrt{3}}$	0,5	СЭТ-4ТМ.03 Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	

¹ Трансформаторы напряжения типа НАМИ-10 класса точности 0,2 в рабочих условиях эксплуатации обеспечивают погрешности, соответствующие классу точности 0,5 по ГОСТ 1983

№ ИК	Наименование присоединения	Трансформаторы тока			Трансформаторы напряжения			Счетчики электроэнергии			Тип, № Г. п. УСПД
		Тип	К-т тр.	Кл. точн.	Тип	К-т тр.	Кл. точн.	Тип	Кл. точн.		
									акт.	акт.	
12	ТПС «Колония», Ф-4 10кВ	ТПЛ-10 Г. п. № 1276-59	300/5	0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Г. п. № 20186-05	10000/ 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03 Г. п. № 27524-04	0,2S	0,5	СИКОН С-10 Г. п. № 21741-03
13	ТПС «Колония», Ф-5 10кВ	ТПЛ-10 Г. п. № 1276-59	300/5	0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Г. п. № 20186-05	10000/ 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03 Г. п. № 27524-04	0,2S	0,5	
14	ТПС «Колония», ВЛ 246 Ц 35кВ	STSM-38 Г. п. № 37491-08	150/1	0,2S	ЗНОМ-35-65 Г. п. № 912-07	$\frac{35000 \cdot \sqrt{3}}{100 \cdot \sqrt{3}}$	0,5	СЭТ-4ТМ.03 Г. п. № 27524-04	0,2S	0,5	
15	ТПС «Валерино», ВЛ 3-15 110кВ	ТГФ110 Г. п. № 16635-05	300/1	0,2S	НАМИ-110 УХЛ1 Г. п. № 24218-08	$\frac{110000 \cdot \sqrt{3}}{100 \cdot \sqrt{3}}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03 Г. п. № 27524-04	0,2S	0,5	СИКОН С-10 Г. п. № 21741-03
16	ТПС «Валерино», ВЛ 3-16 110кВ	ТГФ110 Г. п. № 16635-05	300/1	0,2S	НАМИ-110 УХЛ1 Г. п. № 24218-08	$\frac{110000 \cdot \sqrt{3}}{100 \cdot \sqrt{3}}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03 Г. п. № 27524-04	0,2S	0,5	
17	ПС «Урожай», ВЛ 222 220кВ	ТФЗМ 220Б-IV У1 Г. п. № 6540-78	500/5	0,5	НКФ-220-58 Г. п. № 14626-06	$\frac{220000 \cdot \sqrt{3}}{100 \cdot \sqrt{3}}$	0,5	СЭТ-4ТМ.03 Г. п. № 27524-04	0,2S	0,5	СИКОН С-10 Г. п. № 21741-03
18	ПС «Урожай», ОВ-220 220кВ	ТФЗМ 220Б-IV У1 Г. п. № 6540-78	500/5	0,5	НКФ-220-58 Г. п. № 14626-06	$\frac{220000 \cdot \sqrt{3}}{100 \cdot \sqrt{3}}$	0,5	СЭТ-4ТМ.03 Г. п. № 27524-04	0,2S	0,5	
19	ТПС «Районная», ВЛ 221 220 кВ	ТГФМ-220П* Г. п. № 36671-12	500/1	0,2S	НАМИ-220 УХЛ1 Г. п. № 20344-05	$\frac{220000 \cdot \sqrt{3}}{100 \cdot \sqrt{3}}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03 Г. п. № 27524-04	0,2S	0,5	СИКОН С-10 Г. п. № 21741-03
20	ТПС «Районная», ВЛ 223 220кВ	ТГФМ-220П* Г. п. № 36671-12	500/1	0,2S	НАМИ-220 УХЛ1 Г. п. № 20344-05	$\frac{220000 \cdot \sqrt{3}}{100 \cdot \sqrt{3}}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03 Г. п. № 27524-04	0,2S	0,5	
21	ПС «Кочки», ВЛ КК-113 110кВ	ТФНД-110М Г. п. № 2793-71	200/5	0,5	НКФ-110-57 У1 Г. п. № 14205-94	$\frac{110000 \cdot \sqrt{3}}{100 \cdot \sqrt{3}}$	0,5	СЭТ-4ТМ.03 Г. п. № 27524-04	0,2S	0,5	СИКОН С-10 Г. п. № 21741-03
22	ТПС «Сузун», ВЛ 209 220кВ	ТГФ220-П* Г. п. № 20645-05	400/1	0,2S	НАМИ-220 УХЛ1 Г. п. № 20344-05	$\frac{220000 \cdot \sqrt{3}}{100 \cdot \sqrt{3}}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03 Г. п. № 27524-04	0,2S	0,5	СИКОН С-10 Г. п. №

№ ИК	Наименование присоединения	Трансформаторы тока			Трансформаторы напряжения			Счетчики электроэнергии			Тип, № Г. п. УСПД
		Тип	К-т тр.	Кл. точн.	Тип	К-т тр.	Кл. точн.	Тип	Кл. точн.		
									акт.	акт.	
23	ТПС «Сузун», ВЛ 211 220кВ	ТГФ220-П* Г. п. № 20645-05	400/1	0,2S	НАМИ-220 УХЛ1 Г. п. № 20344-05	$\frac{220000:\sqrt{3}}{100:\sqrt{3}}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03 Г. п. № 27524-04	0,2S	0,5	21741-03
24	ТПС «Краснозер- ская», ВЛ 217 220кВ	ТГФМ-220П* Г. п. № 36671-12	500/1	0,2S	НАМИ-220 УХЛ1 Г. п. № 20344-05	$\frac{220000:\sqrt{3}}{100:\sqrt{3}}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03 Г. п. № 27524-04	0,2S	0,5	СИКОН С-10 Г. п. № 21741-03
25	ТПС Краснозер- ская», ВЛ 219 220 кВ	ТГФМ-220П* Г. п. № 36671-12	500/1	0,2S	НАМИ-220 УХЛ1 Г. п. № 20344-05	$\frac{220000:\sqrt{3}}{100:\sqrt{3}}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03М Г. п. № 36697-08	0,2S	0,5	
26	ТПС «Зубково», ВЛ 218 220кВ	ТГФМ-220П* Г. п. № 36671-12	600/1	0,2S	НАМИ-220 УХЛ1 Г. п. № 20344-05	$\frac{220000:\sqrt{3}}{100:\sqrt{3}}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03 Г. п. № 27524-04	0,2S	0,5	СИКОН С-10 Г. п. № 21741-03
27	ПС «Зубково», ВЛ 220 220 кВ	ТГФМ-220П* Г. п. № 36671-12	600/1	0,2S	НАМИ-220 УХЛ1 Г. п. № 20344-05	$\frac{220000:\sqrt{3}}{100:\sqrt{3}}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03М Г. п. № 36697-08	0,2S	0,5	
28	ТПС «Усть- Тальменка», ВЛ Ю-13 110кВ	ТГФ110 Г. п. № 16635-05	400/1	0,2S	НАМИ-110 УХЛ1 Г. п. № 24218-08	$\frac{110000:\sqrt{3}}{100:\sqrt{3}}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03 Г. п. № 27524-04	0,2S	0,5	СИКОН С-10 Г. п. № 21741-03
29	ТПС «Усть- Тальменка», ВЛ Ю-14 110кВ	ТГФ110 Г. п. № 16635-05	400/1	0,2S	НАМИ-110 УХЛ1 Г. п. № 24218-08	$\frac{110000:\sqrt{3}}{100:\sqrt{3}}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03 Г. п. № 27524-04	0,2S	0,5	
30	ПС «Верх- Аллак», ТСН-1 (10/0,4) 0,4кВ	ТО-0,66-У3 Г. п. № 22899-02	100/5	0,5	не используется			СЭТ-4ТМ.03 Г. п. № 27524-04	0,2S	0,5	СИКОН С-10 Г. п. № 21741-03
31	ПС «Верх-Аллак», ТСН-2 (10/0,4) 0,4кВ	ТО-0,66-У3 Г. п. № 22899-02	100/5	0,5	не используется			СЭТ-4ТМ.03 Г. п. № 27524-04	0,2S	0,5	
32	ПС «Верх-Аллак», ТТ1 10кВ	ТЛМ-10 Г. п. № 2473-00	150/5	0,5	НАМИТ-10-2 Г. п. № 16687-07	10000/ 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03 Г. п. № 27524-04	0,2S	0,5	

№ ИК	Наименование присоединения	Трансформаторы тока			Трансформаторы напряжения			Счетчики электроэнергии			Тип, № Г. р. УСПД
		Тип	К-т тр.	Кл. точн.	Тип	К-т тр.	Кл. точн.	Тип	Кл. точн.		
									акт.	акт.	
33	ПС «Верх-Аллак», ТТ2 10кВ	ТЛМ-10 Г. р. № 2473-00	150/5	0,5	НАМИ-10 Г. р. № 11094-87	10000/ 100	0,2 ¹	СЭТ-4ТМ.03 Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	
34	ПС «Столбово», ТСН-1 (10/0,4) 0,4кВ	ТО-0,66-У3 Г. р. № 22899-02	100/5	0,5	не используется			СЭТ-4ТМ.03 Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	СИКОН С-10 Г. р. № 21741-03
35	ПС «Столбово», ТСН-2 (10/0,4) 0,4кВ	ТО-0,66-У3 Г. р. № 22899-02	100/5	0,5	не используется			СЭТ-4ТМ.03 Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	
36	ПС «Столбово», ТТ1 10кВ	ТЛМ-10 Г. р. № 2473-00	150/5	0,5	НТМИ-10-66 Г. р. № 831-69	10000/ 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03 Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	
37	ПС «Столбово», ТТ2 10кВ	ТЛМ-10 Г. р. № 2473-00	150/5	0,5	НАМИТ-10-2 Г. р. № 16687-07	10000/ 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03 Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	
38	ПС «Чилино», ВЛ С-21 110 кВ	ТФНД-110М Г. р. № 2793-71	100/5	0,5	НКФ-110-57 У1 Г. р. № 14205-05	$\frac{110000 \cdot \sqrt{3}}{100 \cdot \sqrt{3}}$	0,5	СЭТ-4ТМ.03 Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	СИКОН С-10 Г. р. № 21741-03
39	ТПС «Плотинная», ВЛ 208 220 кВ	ТГФ220-П* Г. р. № 20645-05	1000/1	0,2S	НАМИ-220 УХЛ1 Г. р. № 20344-05	$\frac{220000 \cdot \sqrt{3}}{100 \cdot \sqrt{3}}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03 Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	не используется
40	ТПС «Плотинная», ВЛ 212 220 кВ	ТГФ220-П* Г. р. № 20645-05	1000/1	0,2S	НАМИ-220 УХЛ1 Г. р. № 20344-05	$\frac{220000 \cdot \sqrt{3}}{100 \cdot \sqrt{3}}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03 Г. р. № 27524-04	0,2S	0,5	

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

Программное обеспечение

В ИВК 1-го уровня и ИВК 2-го уровня используется программное обеспечение «Пирамида 2000» из состава «Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида» (разработка ЗАО Инженерно-техническая фирма «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»). В состав программного обеспечения ПО «Пирамида 2000» ИВК 1-го уровня и ИВК 2-го уровня входят следующие программные модули:

- «Оперативный сбор 2000» (программа, оперативно собирающая и отображающая данные об энергопотреблении);
- «Автоматизированный сбор 2000» (программа, позволяющая производить автоматическую обработку и запуск сценариев сбора данных, подготовленных самим пользователем или с помощью «Редактора сценариев»);
- «Редактор сценариев» (программа для написания и редактирования сценариев сбора данных);
- «Создание Ведомостей» (программа для создания шаблонов ведомостей (отчетов));
- «Работа с Ведомостями» (программа для получения конечных отчетных форм);
- «Диспетчер 2000» (программа для диспетчерского контроля энергии и мощности на возможное превышение),

а также, служебные приложения:

- «Администратор» (модуль, конфигурирующий доступ к СБД);
- «Конфигуратор» (для конфигурирования пакета «Пирамида 2000» в целом).

Метрологически значимая часть программного комплекса «Пирамида» ИВК 1-го уровня и ИВК 2-го уровня, состоящая из набора библиотек ядра «Пирамида 2000», ее идентификационные признаки приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК 1-го уровня

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
Расчет групп	PClients.dll	1.0.0.0	3dd3aa00	CRC32
Расчёт текущих значений	PCurrentValues.dll	1.0.0.0	1e43f3cc	CRC32
Заполнение отсутствующего профиля	PFillProfile.dll	1.0.0.1	8eafcddc	CRC32
Фиксация данных	PFixData.dll	1.0.0.0	45b95675	CRC32
Расчёт зафиксированных показаний из профиля мощности	PFixed.dll	1.1.0.0	11eef18c	CRC32
Расчёт базовых параметров	PProcess.dll	2.0.2.0	5ff5cd5a	CRC32
Замещение данных	PReplace.dll	1.0.0.0	9c47bba3	CRC32
Расчёт целочисленного профиля	PRoundValues.dll	1.0.0.0	750ab74c	CRC32
Расчёт мощности/энергии из зафиксированных показаний	PValuesFromFixed.dll	1.0.0.0	4bbf8121	CRC32

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
Драйвер для счётчиков СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03М	SET4TM02.dll	1.0.0.6	7b5141f9	CRC32
Драйвер для контроллеров типа СИКОН С10	SiconS10.dll	-	9f16cbc9	CRC32

Таблица 2. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК 2-го уровня

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
Расчет групп	PClients.dll	1.0.0.0	3dd3aa00	CRC32
Расчёт текущих значений	PCurrentValues.dll	1.0.0.0	1e43f3cc	CRC32
Заполнение отсутствующего профиля	PFillProfile.dll	1.0.0.1	8eafcdde	CRC32
Фиксация данных	PFixData.dll	1.0.0.0	45b95675	CRC32
Расчёт зафиксированных показаний из профиля мощности	PFixed.dll	1.1.0.0	11eef18c	CRC32
Расчёт базовых параметров	PProcess.dll	2.0.2.0	5ff5cd5a	CRC32
Замещение данных	PReplace.dll	1.0.0.0	9c47bba3	CRC32
Расчёт целочисленного профиля	PRoundValues.dll	1.0.0.0	750ab74c	CRC32
Расчёт мощности/энергии из зафиксированных показаний	PValuesFromFixed.dll	1.0.0.0	4bbf8121	CRC32
Драйвер для счётчиков СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03М	SET4TM02.dll	1.0.0.6	7b5141f9	CRC32
Драйвер для контроллеров типа СИКОН С10	SiconS10.dll	-	9f16cbc9	CRC32

Уровень защиты метрологически значимой части программного обеспечения ИВК 1-го уровня и ИВК 2-го уровня в соответствии с МИ 3286-2010 соответствует уровню «С». Составляющая погрешности, вносимая программным обеспечением, не превышает единицы младшего разряда результата измерений.

Метрологические и технические характеристики

Количество измерительных каналов.....	40
Границы допускаемой основной относительной погрешности при доверительной вероятности $P=0,95^2$ при измерении активной и реактивной электрической энергии	приведены в таблице 3
Границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности $P=0,95$ при измерении активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения	приведены в таблице 4
Предел допускаемого значения поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC не более, с.....	± 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 системам.....	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	3,5
Ведение журналов событий ИВК и ИИК ТИ	автоматическое
Рабочие условия применения компонентов АИИС:	
температура окружающего воздуха (кроме ТТ и ТН), °С.....	от 0 до плюс 40
температура окружающего воздуха (для ТТ и ТН), °С.....	от минус 40 до плюс 40
частота сети, Гц	от 49,5 до 50,5
напряжение сети питания, В	от 198 до 242
индукция внешнего магнитного поля, мТл	не более 0,05
Допускаемые значения информативных параметров:	
ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 8 - 10, 14 - 16, 19, 20, 22 - 29, 39, 40	от 2 до 120
ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1 - 7, 11 - 13, 17, 18, 21, 30 - 38	от 5 до 120
напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,5 инд. - 1,0 - 0,5 емк.
коэффициент реактивной мощности, $\sin \varphi$	0,5 инд. - 1,0 - 0,5 емк.

² Рассчитаны по методике РД 153-34.0-11.209-99

Таблица 3. Границы допускаемой основной относительной погрешности при доверительной вероятности P=0,95 при измерении активной и реактивной электрической энергии

I, % от Iном	Коэффициент мощности	ИК №№ 1 - 4, 6, 7, 11 - 13, 17, 18, 21, 32, 33, 36, 37, 38		ИК №№ 30, 31, 34, 35		ИК № 5		ИК №№ 9, 10, 15, 16, 20, 22 - 24, 26, 28, 29, 39, 40		ИК №№ 8, 14		ИК №№ 19, 25, 27	
		$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$	$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$	$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$	$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$	$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$	$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$
2	0,5	–	–	–	–	–	–	1,8	1,1	2,1	1,3	1,8	1,5
2	0,8	–	–	–	–	–	–	1,1	1,6	1,3	1,8	1,2	1,8
2	0,865	–	–	–	–	–	–	1,0	1,9	1,2	2,2	1,1	2,1
2	1	–	–	–	–	–	–	0,83	–	0,97	–	0,91	–
5	0,5	5,4	2,5	5,2	2,4	2,3	1,3	1,2	0,83	1,6	1,0	1,3	1,3
5	0,8	2,8	4,3	2,7	4,2	1,4	1,9	0,75	1,1	1,00	1,4	0,87	1,4
5	0,865	2,5	5,4	2,4	5,2	1,3	2,3	0,70	1,3	0,92	1,7	0,83	1,6
5	1	1,8	–	1,7	–	1,1	–	0,57	–	0,76	–	0,57	–
20	0,5	2,9	1,5	2,6	1,3	1,6	1,0	0,94	0,74	1,4	0,95	1,0	0,82
20	0,8	1,6	2,4	1,4	2,2	1,00	1,4	0,63	0,91	0,91	1,3	0,63	0,98
20	0,865	1,4	2,9	1,2	2,7	0,92	1,6	0,59	1,0	0,84	1,5	0,59	1,1
20	1	1,1	–	0,85	–	0,76	–	0,47	–	0,69	–	0,47	–
100, 120	0,5	2,2	1,2	1,8	0,95	1,4	0,95	0,94	0,74	1,4	0,95	1,0	0,82
100, 120	0,8	1,2	1,8	0,96	1,5	0,91	1,3	0,63	0,91	0,91	1,3	0,63	0,98
100, 120	0,865	1,1	2,2	0,85	1,8	0,84	1,5	0,59	1,0	0,84	1,5	0,59	1,1
100, 120	1	0,85	–	0,59	–	0,69	–	0,47	–	0,69	–	0,47	–

Таблица 4. Границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности P=0,95 при измерении активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения

I, % от Iном	Коэффициент мощности	ИК №№ 1 - 4, 6, 7, 11 - 13, 17, 18, 21, 32, 33, 36, 37, 38		ИК №№ 30, 31, 34, 35		ИК № 5		ИК №№ 9, 10, 15, 16, 20, 22 - 24, 26, 28, 29, 39, 40		ИК №№ 8, 14		ИК №№ 19, 25, 27	
		$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$	$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$	$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$	$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$	$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$	$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$
2	0,5	–	–	–	–	–	–	1,8	1,3	2,1	1,5	2,0	2,0
2	0,8	–	–	–	–	–	–	1,2	1,8	1,4	2,0	1,4	2,3
2	0,865	–	–	–	–	–	–	1,1	2,1	1,3	2,3	1,3	2,5
2	1	–	–	–	–	–	–	0,88	–	1,0	–	1,2	–
5	0,5	5,4	2,6	5,3	2,5	2,3	1,5	1,3	1,0	1,7	1,2	1,4	1,9
5	0,8	2,9	4,4	2,8	4,3	1,5	2,0	0,91	1,3	1,1	1,6	1,1	2,0
5	0,865	2,5	5,4	2,4	5,3	1,4	2,4	0,87	1,4	1,1	1,8	1,1	2,1
5	1	1,8	–	1,7	–	1,1	–	0,64	–	0,81	–	0,78	–
20	0,5	3,0	1,6	2,7	1,4	1,7	1,2	1,1	0,96	1,5	1,1	1,3	1,6
20	0,8	1,7	2,5	1,5	2,2	1,1	1,5	0,81	1,1	1,0	1,4	0,95	1,7
20	0,865	1,5	3,0	1,3	2,7	1,1	1,8	0,78	1,2	0,99	1,6	0,93	1,7
20	1	1,1	–	0,90	–	0,81	–	0,55	–	0,75	–	0,71	–
100, 120	0,5	2,2	1,3	1,9	1,1	1,5	1,1	1,1	0,96	1,5	1,1	1,3	1,6
100, 120	0,8	1,3	1,9	1,1	1,6	1,0	1,4	0,81	1,1	1,0	1,4	0,95	1,7
100, 120	0,865	1,2	2,3	0,99	1,9	0,99	1,6	0,78	1,2	0,99	1,6	0,93	1,7
100, 120	1	0,90	–	0,66	–	0,75	–	0,55	–	0,75	–	0,71	–

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист документа СМИР.АУЭ.388.00 ФО. «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новосибирскэнергосбыт». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС

Трансформаторы тока:	
STSM-38	3 шт.
ТО-0,66-У3	12 шт.
ТГФ110	18 шт.
ТГФ220-П*	24 шт.
ТГФМ-220П*	6 шт.
ТЛМ-10	8 шт.
ТЛО-10	2 шт.
ТПЛ-10	6 шт.
ТПЛМ-10	4 шт.
ТПОЛ-10	2 шт.
ТПФМ-10	2 шт.
ТФЗМ 220Б-IV У1	9 шт.
ТФНД-110М	6 шт.
ТФНД-220-I	6 шт.
Трансформаторы напряжения:	
ЗНОМ-35-65	
НАМИ-10	3 шт.
НАМИ-10-95 УХЛ2	2 шт.
НАМИ-110 УХЛ1	21 шт.
НАМИ-220 УХЛ1	27 шт.
НАМИТ-10	1 шт.
НКФ-110-57 У1	6 шт.
НКФ-220-58	15 шт.
НТМИ-10-66	4 шт.
Счетчики электрической энергии:	
СЭТ-4ТМ.03	37 шт.
СЭТ-4ТМ.03М	3 шт.

Технические средства ИВК	
ИКМ «Пирамида» на базе компьютера DEPO Storm 12300Q1	2 шт.
УСПД «СИКОН С-10»	17 шт.
Документация	
СМИР.АУЭ.388.00 ФО. «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новосибирскэнергосбыт». Формуляр»	
СМИР.АУЭ.388.00 Д1. «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новосибирскэнергосбыт». Методика поверки»	

Поверка

осуществляется в соответствии с документом СМИР.АУЭ.388.00 Д1. «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новосибирскэнергосбыт». Методика поверки», утвержденным 01.10.2012 г. ФГУП «СНИИМ».

Основное поверочное оборудование: миллитесламетр портативный ТП-2-2У, мультиметр АРРА-109, клещи токовые АТК-2001, измеритель комплексный сопротивлений электрических цепей «Вымпел», ноутбук с доступом в Интернет.

Поверка измерительных компонентов АИИС проводится в соответствии со следующими нормативными документами по поверке:

- измерительные трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217;
- измерительные трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216;
- счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с документом ИГЛШ.411152.124 РЭ1, являющимся приложением к руководству по эксплуатации ИГЛШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом ИГЛШ.411152.145 РЭ1, являющимся приложением к руководству по эксплуатации ИГЛШ.411152.145 РЭ. Методика поверки согласована ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- Контроллер «СИКОН С10» - в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С10. Методика поверки. ВЛСТ 180. 00. 000 И1», утвержденной ВНИИМС в 2003 г.;
- Устройство синхронизации времени УСВ-2 - в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.001И1», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новосибирскэнергосбыт». Свидетельство об аттестации методики измерений № 140-01.00249-2012 от «24» сентября 2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новосибирскэнергосбыт»

1. ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;
2. ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия;
3. ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия;
4. ГОСТ Р 52323-05 Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S;
5. ГОСТ Р 52425-05 Статические счетчики реактивной энергии;
6. ГОСТ 30206-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S);
7. ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия;
8. СМИР.АУЭ.388.00 ТП. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новосибирскэнергосбыт». Технорабочий проект.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Новосибирскэнергосбыт»
Адрес: 630099, г.Новосибирск, ул.Орджоникидзе, д.32

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»).

Аттестат аккредитации № 30007-09.

Адрес: 630004 г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4., тел. (383)210-08-14,
факс (383)210-1360, E-mail: director@sniim.nsk.ru

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф. В. Булыгин

М.п.

«_____»_____ 2012 г.