

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Барнаульская горэлектросеть».

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Барнаульская горэлектросеть» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень включает в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2011, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Уровень ИВКЭ – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки АИИС КУЭ созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа МИР УСПД-01.00, номер в Госреестре СИ РФ № 27420-08.

Уровень ИВК – информационно-вычислительный комплекс, включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервера баз данных (БД) ЦСИ, устройство синхронизации системного времени на базе радиочасов МИР РЧ-02, номер в Госреестре СИ РФ № 46656-11, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, осуществляется ее хранение, накопление и передача накопленных данных на уровень ИВК по основному и резервному каналу связи.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформле-

ние справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по выделенной линии провайдера Internet -услуг по основному и резервному каналу связи.

Программное обеспечение (далее - ПО) АИИС КУЭ на базе Программного комплекса (далее - ПК) УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение счетчика;
- программное обеспечение УСПД;
- программное обеспечение АРМ;
- программное обеспечение сервера БД.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии и УСПД, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействии со смежными системами. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени, состоящей из устройства синхронизации системного времени радиочасов МИР РЧ-02, предназначенных для приема сигналов GPS и выдачи последовательного импульсного временного кода; пределы допускаемой абсолютной погрешности привязки переднего фронта импульса к шкале координированного времени составляют  $\pm 1$  мкс. Время сервера БД синхронизировано с временем радиочасов МИР РЧ-02, сличение ежесекундное. Время УСПД синхронизировано со временем сервера БД, корректировка осуществляется каждые 10 мин, корректировка времени УСПД осуществляется при расхождении времени УСПД и сервера БД на  $\pm 1$  с. Сличение времени счетчиков со временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени счетчиков производится при расхождении со временем УСПД на  $\pm 2$  с. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

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

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ версии 1.9.6 от 05.05.2011 г., в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПК УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
МИР Сервера Тревог	AlarmServer\AlarmCfg.dll	1.0.0.17	ac64a9d1b6d0bd7a a5d63a172d2bdae5	md5
Сервер тревог	AlarmServer\AlarmSrv.exe	2.0.0.135	f77c90eac79a2cacd 8e5656167cc63a2	md5
SCADA МИР	AlarmViewer\AlarmView. осх	1.1.1.15	0bd990a61d53e875 52da00bcdb6f3b87	md5
SCADA МИР	AlarmViewer\AlarmWorker3.exe	1.1.1.4	530fd39047bebb24 0a48cbf582a3d6c3	md5
SCADA МИР	Aristo\aristo.exe	1.0.0.3	3c1842a7d039715a a4425d8bee980d5e	md5
Сервер авторизации	AuthServer\AuthCfg.dll	2.1.0.5	b0fc2c20b022ef19f 286ebd23f11188c	md5
Сервер авторизации	AuthServer\AuthServ.exe	2.0.0.2	1adfcc25983d8f7d 27281202788c2a58	md5
МИР Центр управления	ControlCenterAuth\starter.exe	3.0.0.25	f6eaae95770b4349 20f5478c50e66db7	md5
Конфигуратор контроллера МИР	ControllerCfgMir_014\ControllorCfgMir.exe	1.0.2.33	35d83f7c37df5035 876a1c68e21d782c	md5
ПК "Учет энергоресурсов"	EnergyRes\Account.exe	1.0.2.55	78168613562b622 7d28c90335ad4cfd 9	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\AppConf.dll	2.1.0.218	47a9440cc7024a0b 642603e8acf67431	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\APPSERV.DLL	2.1.0.670	cd00abbb467afa2c 2cb9a19d2b16f01b	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\AUTOUPD.EXE	2.1.0.91	30a5f29d4b899f48 eabdd76a7ea674c6	md5

Продолжение таблицы 1

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Учет энергоресурсов	EnergyRes\CalcPowers.exe	2.1.1.8	e2c2d830bc2e93e5e8fc5c9593b89164	md5
ПК "Учет энергоресурсов"	EnergyRes\ENERGYADMIN.EXE	1.1.3.39	5e3b414d8ba3ba93795ec5c0f142cf07	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\ImpExpXML.dll	2.1.0.116	42f0006ede04c3d9df633b1ff0b3fe5d	md5
The cURL library	EnergyRes\libcurl_ex.dll	7.20.0.0	2bee3f358efb6dc64c9688939d0810ae	md5
MirImpExp	EnergyRes\MirImpExp.exe	2.4.5.6	9d6e32f0a01c2962383e9a5d806ae3a4	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\ReplSvc.exe	2.1.0.100	9d3d9232247d0604d278d0ba6a6d1950	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\Reports2.exe	2.10.0.587	d7546c15ffac1fbc0a5cd493f633379	md5
Borland Socket Server	EnergyRes\scktsrvr.exe	11.1.2902.10492	aed35de2c9e8f84e59510c777d9355dd	md5
Служба сбора данных	EnergyRes\ServiceDataCapture.exe	1.0.2.11	2be9d9d942ad0c7c801e268da6780c67	md5
	EnergyRes\SPECIFICNORM.DLL	1.0.0.109	6d88f8be081970bbc18c6f8f282377a5	md5
SpecificNorm	EnergyRes\SpecificNorm.exe	1.1.2.11	451506f4cdc84024f61d73fe3ba5efce	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\WatchDog.exe	2.1.0.28	e471f967897c123ab424ddd1c517617a	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\WebServ.exe	2.1.0.88	9cd1b88c5d22b713af6acf6bb254c8f6	md5
Каскад	GoldenWay\goldenway.exe	1.2.0.18	3c0a24e1cb9bc01b0d5f532487eebde4	md5

Продолжение таблицы 1

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПК Центр синхронизации времени	GPSServer\GPSCnfg.dll	1.0.0.2	0db7f9859e3e4e6b2362aae9a5106fe8	md5
ПК Центр синхронизации времени	GPSServer\GPSService.exe	1.0.0.2	b323e928abcc5ae1ce623c158f22be7c	md5
ПК Центр синхронизации времени	GPSServer\MonitorGPS.exe	1.0.0.2	ae547ea3f11465a088e4a1ee079ff7cb	md5
ОПС сервер "Омь"	OPCServerV30\MirDrv.dll	2.2.2.180	d54b64a1dd0f0242152e7d79fa99e7c9	md5
Библиотека драйверов "Канал счетчика электроэнергии"	OPCServerV30\Plugins\EChannel.dll	2.0.0.0	82cb2bd92be53e4ea6229a6b0584444f	md5
Библиотека драйверов "Счетчики электрические"	OPCServerV30\Plugins\SchElectric.dll	4.1.3.1	a2d66d6a71fa575d69fc5593a4d3a164	md5
Библиотека драйверов "Системный монитор"	OPCServerV30\Plugins\SystemEvent.dll	1.0.2.2	30397da31e4736dd43172942d59f67b6	md5
ОПС сервер	OPCServerV30\ServerOm3.exe	3.1.0.28	e8b38b56979871f96572216af31bd384	md5
Конфигуратор УСПД	USPDConf\USPDConfEx.exe	4.0.5.195	b20d92b46e861b0602ed283fa07b5ccb	md5
Конфигуратор УСПД	USPDConf\USPDConfEx_Old.exe	4.0.0.179	8030b932f43236770f233b97e0af1c23	md5
CodeGear RAD Studio	WebCalcPowers\Borland.Delphi.dll	12.0.3210.17555	314eb92f881d9a9d78e148bfaad3fad0	md5
CodeGear RAD Studio	WebCalcPowers\Borland.Vcl.dll	12.0.3210.17555	19fdf1ad36b0578f47f5e56b0ff3f1ff	md5

Окончание таблицы 1

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
CodeGear RAD Studio	WebCalcPowers\Borland.VclDbRtl.dll	12.0.3210.17555	14c5ee3910809a2904e6dd189a757096	md5
CodeGear RAD Studio	WebCalcPowers\Borland.VclDSnap.dll	12.0.3210.17555	74df685b9c43d2467d24d9f4b5f5159e	md5
CodeGear RAD Studio	WebCalcPowers\Borland.VclRtl.dll	12.0.3210.17555		

- Системы автоматизированные информационно-измерительные комплексного учета энергоресурсов МИР, в состав которых входит ПО, внесено в Госреестр СИ РФ № 36357-07.
- Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ПК УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.
- Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ПК УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ.
- Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.
- Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2  
Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

№ п/п	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях9%
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Яч.№7а ИК №1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 1951; Зав. № 1716	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 5197	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 0804113530	МИР УСПД - 01.00 Зав.№ 1103549	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,4
2	Яч.№10а ИК №2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 24265; Зав. № 5173	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/101 Зав. № 5067	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 0802112359		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,4
3	Яч.№25а ИК №3	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 2092; Зав. № 21127	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/102 Зав. № 1224	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 0804112579	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,4	
4	Яч.№31а ИК №4	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 20115; Зав. № 5196	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/103 Зав. № 1224	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 0804111891	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,4	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	Яч.№34а ИК №5	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 1508; Зав. № 16041	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/104 Зав. № 5817	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 0804113528	МИР УСПД - 01.00 Зав.№ 1103549	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,4
6	Яч.№73а ИК №6	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 800/5 Зав. № 2327; Зав. № 1585	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/105 Зав. № 5197	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 0804113252		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,4
7	Яч.№74а ИК №7	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 1884; Зав. № 5690	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/106 Зав. № 5067	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 0804112606		активная	±1,2	±3,3
					реактивная	±2,8	±5,4	
8	Яч.№13 ИК №8	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 41523; Зав. № 22622	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/107 Зав. № 5197	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 0803110308	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,4	
9	Яч.№37 ИК №9	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 81201; Зав. № 13758	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/108 Зав. № 1224	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 0802112353	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,4	



Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия эксплуатации:
  - параметры сети: напряжение  $(0,98 \div 1,02) U_{ном}$ ; ток  $(1 \div 1,2) I_{ном}$ , частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;  $\cos\phi = 0,9$  инд.;
  - температура окружающей среды: ТТ и ТН - от минус  $40^\circ\text{C}$  до  $+50^\circ\text{C}$ ; счетчиков - от  $+18^\circ\text{C}$  до  $+25^\circ\text{C}$ ; УСПД - от  $+10^\circ\text{C}$  до  $+30^\circ\text{C}$ ; ИВК - от  $+10^\circ\text{C}$  до  $+30^\circ\text{C}$ ;
  - магнитная индукция внешнего происхождения, не более  $0,05$  мТл.
4. Рабочие условия эксплуатации:
  - для ТТ и ТН:
    - параметры сети: диапазон первичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1) U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока -  $(0,05 \div 1,2) I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\phi(\sin\phi)$   $0,5 \div 1,0$  ( $0,87 \div 0,5$ ); частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
    - температура окружающего воздуха - от минус  $40^\circ\text{C}$  до  $+70^\circ\text{C}$ .
  - для счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М:
    - параметры сети: диапазон вторичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1) U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока -  $(0,01 \div 1,2) I_{н2}$ ; коэффициент мощности  $\cos\phi(\sin\phi)$  -  $0,5 \div 1,0$  ( $0,87 \div 0,5$ ); частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
    - температура окружающего воздуха - от  $0^\circ\text{C}$  до  $+40^\circ\text{C}$ ;
    - магнитная индукция внешнего происхождения, не более -  $0,5$  мТл.
5. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos\phi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от  $0^\circ\text{C}$  до  $+40^\circ\text{C}$ ;
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005.
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Барнаулская горэлектросеть» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ не менее СЭТ-4ТМ.03М часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- устройство сбора и передачи данных типа МИР УСПД-01 – среднее время наработки на отказ не менее  $T_0 = 75000$  ч., среднее время восстановления работоспособности  $T_v = 24$  ч.;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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:
  - параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

– электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;

– УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 10 лет;

– Сервер АИИС - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Барнаульская горэлектросеть» типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Кол-во
Трансформатор тока ТПОЛ-10	12 шт.
Трансформатор тока ТПЛ-10	4 шт.
Трансформатор тока ТПЛМ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-6	4 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-6-66	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных типа МИР УСПД-01.00	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М	9 шт.
Сервер баз данных	1 шт.
ПК УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ (ИВК)	1 шт.
АРМ оператора	1 шт.
Методика поверки	1 экземпляр
Руководство по эксплуатации	1 экземпляр
Формуляр	1 экземпляр

### Поверка

осуществляется по документу МП 47656-11 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Барнаульская горэлектросеть». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в августе 2011 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки" и/или МИ 2925-2005 "Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя";
- Средства измерений МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений» ;
- Средства измерений МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- Счетчик СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- Устройства сбора и передачи данных типа МИР УСПД-01 – по методике поверки «Устройство сбора и передачи данных МИР УСПД-01. Руководство по эксплуатации» М02.109.00.000 РЭ;
- Радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 46656-11;
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложена в документе "Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Барнаульская горэлектросеть».

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Барнаульская горэлектросеть»**

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.

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

МИ 3000-2006 "Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки".

"Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета ОАО «Барнаульская горэлектросеть».

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «МИР»

ООО «НПО «МИР»

Юридический адрес: 644105, г. Омск, ул. Успешная, 51

Почтовый адрес: 644105, г. Омск, ул. Успешная, 51

Тел.: (3812) 61-95-75, 26-45-02

Факс: (3812) 61-81-76, 61-64-69

E-mail: [info@mir-omsk.ru](mailto:info@mir-omsk.ru)

[www.mir-omsk.ru](http://www.mir-omsk.ru)

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Сервис-Метрология»

ООО «Сервис-Метрология»

Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3

Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35

Тел.: (499) 755-63-32

Факс: (499) 755-63-32

E-mail: [s\\_shilov@inbox.ru](mailto:s_shilov@inbox.ru), [info@s-metr.ru](mailto:info@s-metr.ru)

[www.s-metr.ru](http://www.s-metr.ru)

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес:

119361, г. Москва

ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8(495)437-55-77

Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.п. " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2011 г.