

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПромЭнергоСбыт», вторая очередь

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПромЭнергоСбыт», вторая очередь (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчик), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) на базе контроллера сетевого промышленного СИКОН С70 и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и баз данных ООО «ПромЭнергоСбыт» (сервер) с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени УСВ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28716-05), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 преобразуются 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для ИК №№ 4, 5, 14, 15 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование, хранение и передача полученных данных на сервер по каналам связи стандарта GSM, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы соответствующего GSM-модема, далее по каналам связи стандарта GSM поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от уровня ИВК в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с действующими требованиями к предоставлению информации. Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-1, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УСВ-1.

Сравнение показаний часов сервера с УСВ-1 осуществляется каждые 30 мин, корректировка часов сервера выполняется при расхождении с УСВ-1 на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера на величину более  $\pm 1$  с.

Для ИК №№ 4, 5, 14, 15 сравнение показаний часов счётчиков с часами УСПД осуществляется во время каждого сеанса связи (1 раз в 30 мин). Корректировка часов счётчиков производится при расхождении с часами УСПД на величину более  $\pm 2$  с. Передача информации от счетчика до УСПД, от УСПД до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в которых не превышают 0,2 с.

Для остальных ИК сравнение показаний часов счетчика с часами сервера осуществляется во время каждого сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчика производится при расхождении показаний часов счетчика и часов сервера на величину более  $\pm 1$  с. Передача информации от счетчика до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в которых не превышают 0,2 с.

Журналы событий счетчика, УСПД и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2000» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	Cal-cLeakage.dll	Cal-cLosses.dll	Metrol-ogy.dll	Parse-Bin.dll	Par-seIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePi-ramida.dll	Synchro-NSI.dll	Verify-Time.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0 b1b21906 5d63da94 9114dae4	b1959ff70 be1eb17c 83f7b0f6d 4a132f	d79874d1 0fc2b156 a0fdc27e 1ca480ac	52e28d7b6 08799bb3c cea41b548 d2c83	6f557f885 b7372613 28cd7780 5bd1ba7	48e73a92 83d1e664 94521f63 d00b0d9f	c391d642 71acf405 5bb2a4d3 fe1f8f48	ecf532935 ca1a3fd32 15049af1f d979f	530d9b01 26f7cdc2 3ecd814c 4eb7ca09	1ea5429b 261fb0e2 884f5b35 6a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы допускаемой основной относительной погрешности, (±δ) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих усло- виях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ВЛЗ 6 кВ фидер «Шахта 20», отп. КТП 155, оп. 3, отп. ЗТП 34А, ввод 1	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 30/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6У2 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-12	-	Cisco UCSC- C220-M3S	Активная	1,3	3,6
							Реактив- ная	2,5	6,1
2	ВЛЗ 6 кВ фидер «Город-3», оп. 4, отп. ЗТП 34А ввод 2	ТОЛ- НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 30/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-12	-		Активная	1,3	3,6
						Реактив- ная	2,5	6,1	
3	ВЛ 10 кВ отп. п. Шат ф. Широно, ПКУ, оп. 4, отп. Шат (школа) в сторону ТП-1112	ТОЛ- НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	-	Активная	1,3	3,6	
						Реактив- ная	2,5	7,8	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	ПС 7 «Угольная» 110/35/6 кВ, ЗРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, фидер «ЭМЗ 2»	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Cisco UCSC- C220-M3S	Активная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,2
5	ПС 7 «Угольная» 110/35/6 кВ, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, фидер «ЭМЗ 1 с отп.»	ТПФ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 517-50 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,2
6	ТП 236 10/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, фидер «Ст. Гипсовая ввод 1»	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2 75/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-12	-		Активная	0,7	1,9
							Реактив- ная	1,3	3,9
7	ПС 37 «Грызлово» 110/35/10 кВ, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, фидер «Юдино 1»	ТПФ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 517-50 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	-		Активная	1,1	3,2
							Реактив- ная	1,3	5,3
8	ПС 79 «Узловая» 110/35/6 кВ, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, фидер «ш. 1 Каменецкая»	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 814-53 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	-	Активная	1,1	3,2	
						Реактив- ная	2,2	5,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	ЗТП 1111 10/0,4 кВ Шат (посёлок), ввод РУ 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	-	Cisco UCSC- C220-M3S	Активная	1,0	3,4
							Реактив- ная	2,1	5,9
10	ЗТП 1111 10/0,4 кВ Шат (поселок), РУ 0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ Л-1 НРЭС	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	-		Активная	1,0	3,5
							Реактив- ная	2,1	7,8
11	ТП 4 6/0,4 кВ РУ 0,4 кВ, фидер «сборка 0,4кВ, г. Новомосковск, ул. Свободы, д.2 ввод 1»	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-12	-		Активная	1,0	3,5
							Реактив- ная	2,1	6,0
12	ТП 7 6/0,4 кВ РУ 0,4 кВ, фидер «сборка 0,4кВ, г. Новомосковск, ул. Свободы, д.2 ввод 2»	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-12	-		Активная	1,0	3,5
							Реактив- ная	2,1	6,0
13	ПС 1 АО «НМЗ» 6/0,4 кВ, РУ 6 кВ, резервный ввод	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 15128-96 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-12	-		Активная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	ПС 199 «Залесная» 110/10 кВ, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, фидер «Город 22»	ТОЛ-СВЭЛ-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 42663-09 Фазы: А; В; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		Активная	1,1	3,3
							Реактив- ная	2,2	5,5
15	ПС 199 «Залесная» 110/10 кВ, КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, фидер «Город 23»	ТОЛ-СВЭЛ-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 42663-09 Фазы: А; В; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,1	3,3
							Реактив- ная	2,2	5,5
16	ПС 428 «Гипсовая» 220/10/6 кВ, ЗРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. № 19, КЛ-6 кВ фидер «Насосная-1»	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	-	Cisco UCSC- C220-M3S	Активная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
17	ПС 428 «Гипсовая» 220/10/6 кВ, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. № 18, КЛ-6 кВ фидер «Насосная-2»	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	-		Активная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
Погрешность СОЕВ не превышает ±5 с.									

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 4-9, 13, 16, 17 для тока 5 % от  $I_{ном}$ , для остальных ИК - для тока 2 % от  $I_{ном}$ ;  $\cos \varphi_j = 0,8_{инд}$ .

4 ТТ по ГОСТ 7746-2015, ТН по ГОСТ 1983-2015, счетчики в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83.

5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчика на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД и УСВ-1 на аналогичные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	17
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-3, 10-12, 14, 15 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105  от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-3, 10-12, 14, 15 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков (для ИК №№ 1-3, 9-12), °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД (для ИК №№ 4-6, 8, 13-17), °С температура окружающей среды в месте расположения счетчика (для ИК № 7), °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110  от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40  от -15 до +35 от +5 до +35 от 0 до +35 от +10 до +25



Продолжение таблицы 3

1	2
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05МК, СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12):</p> <p>    среднее время наработки на отказ, ч, не менее 165000</p> <p>    среднее время восстановления работоспособности, ч 2</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08):</p> <p>    среднее время наработки на отказ, ч, не менее 140000</p> <p>    среднее время восстановления работоспособности, ч 2</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03:</p> <p>    среднее время наработки на отказ, ч, не менее 90000</p> <p>    среднее время восстановления работоспособности, ч 2</p> <p>для УСПД:</p> <p>    среднее время наработки на отказ, ч, не менее 70000</p> <p>    среднее время восстановления работоспособности, ч 2</p> <p>для УСВ-1:</p> <p>    среднее время наработки на отказ, ч, не менее 35000</p> <p>    среднее время восстановления работоспособности, ч 2</p> <p>для сервера:</p> <p>    среднее время наработки на отказ, ч, не менее 100000</p> <p>    среднее время восстановления работоспособности, ч 1</p>	
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков:</p> <p>    тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее 113</p> <p>    при отключении питания, лет, не менее 5</p> <p>для УСПД:</p> <p>    суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее 45</p> <p>    при отключении питания, лет, не менее 5</p> <p>для сервера:</p> <p>    хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 3,5</p>	

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

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование: счетчика электрической энергии; промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения; испытательной коробки; УСПД; сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании: счетчика электрической энергии; УСПД; сервера.

Возможность коррекции времени в: счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована); УСПД (функция автоматизирована); ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации: о состоянии средств измерений; о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность: измерений 30 мин (функция автоматизирована); сбора 30 мин (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10-1	3
Трансформаторы тока	ТОЛ- НТЗ-10	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТПФ-10	4
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	3
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	2
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	12
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-10	6
Трансформаторы тока опорные	ТЛК-10	4
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-6У2	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	5
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	1
Сервер	Cisco UCSC-C220-M3S	1
Методика поверки	МП ЭПР-066-2018	1
Формуляр-Паспорт	09.2017.ПромЭнергоСбыт-АУ.ФО-ПС	1

### Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-066-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПромЭнергоСбыт», вторая очередь. Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 28.02.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

**Сведения о методиках (методах) измерений** приведены в эксплуатационном документе.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПромЭнергоСбыт», вторая очередь**

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

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

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ПКФ «Тенинтер» (ООО «ПКФ «Тенинтер»)

ИНН 7721777526

Адрес: 109444, г. Москва, Ферганская ул., д. 6, стр. 1

Телефон (факс): (495) 788-48-25

Web-сайт: teninter.com

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: [energopromresurs2016@gmail.com](mailto:energopromresurs2016@gmail.com)

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.