

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «15» марта 2021 г. №317

Регистрационный № 81209-21

Лист № 1  
Всего листов 11

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭК» (8 очередь)

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭК» (8 очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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 двухуровневую 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), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных 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 на АРМ. При этом, если вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН осуществляется в счетчиках, на сервере данное вычисление осуществляется умножением на коэффициент равный единице.

Также сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Передача информации от сервера или АРМ коммерческому оператору с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, системному оператору и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется 1 раз в час. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера на величину более  $\pm 2$  с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты

данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характери- стики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности ( $\pm\delta$ ), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в рабо- чих условиях ( $\pm\delta$ ), %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	ТП-855 (РП-25) 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Яч. №3, КЛ1 10 кВ Мно- гофункционального торгово-офисного центра	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 РВ.Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Актив- ная	1,3	3,4	
								Реак- тивная	2,5	5,7
2	ТП-855 (РП-25) 10 кВ, РУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, Яч. №29, КЛ2 10 кВ Многофункцио- нального торгово- офисного центра	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 РВ.Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11					Актив- ная	1,3
							Реак- тивная	2,5	5,7	
3	ТП-Н63 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод1 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	РиМ 489.15 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 57003-14			Актив- ная	1,0	3,2	
							Реак- тивная	2,1	5,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
4	ТП-Н63 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод2 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	РиМ 489.15 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 57003-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Актив- ная	1,0	3,2		
								Реак- тивная	2,1	5,5	
5	ТП-Н258 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод1 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	РиМ 489.15 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 57003-14					Актив- ная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,5	
6	ТП-Н258 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод2 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	РиМ 489.15 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 57003-14					Актив- ная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,5	
7	ТП-Н421 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод1 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	РиМ 489.15 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 57003-14			Актив- ная	1,0	3,2		
							Реак- тивная	2,1	5,5		
8	ТП-Н421 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод2 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	РиМ 489.15 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 57003-14			Актив- ная	1,0	3,2		
							Реак- тивная	2,1	5,5		
9	ТП-Н285 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ф-1	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	РиМ 489.15 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 57003-14			Актив- ная	1,0	3,2		
							Реак- тивная	2,1	5,5		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
10	ТП-Н285 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ф-2	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	РиМ 489.15 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 57003-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Актив- ная	1,0	3,2		
								Реак- тивная	2,1	5,5	
11	КТП-Э-1-1057 10 кВ, РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ Т-1	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 47583-11 Фазы: А; В; С	МИР С-07.05S- 57-5(10)-R-D Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 61678-15					Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,6	
12	ПКТП-136 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод1 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МД.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18					Актив- ная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,5	
13	ПКТП-136 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод2 0,4 кВ	ТТЕ-100 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МД.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18			Актив- ная	1,0	3,2		
						Реак- тивная	2,1	5,5			
14	КТП-К-2-1043 10 кВ, РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	МИР С-07.05S- 57-5(10)-R-D Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 61678-15			Актив- ная	1,3	3,3		
						Реак- тивная	2,5	5,6			
15	КТП-СЛ-3-412 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4кВ, Ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МД.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18			Актив- ная	1,0	3,2		
						Реак- тивная	2,1	5,5			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
16	КТП-420 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4кВ, Ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МД.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Актив- ная	1,0	3,2		
								Реак- тивная	2,1	5,5	
17	ПС 35 кВ Слю- саревская, РУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Яч. СЛ-9, ф. СЛ-9	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12					Актив- ная	1,3	3,4
									Реак- тивная	2,5	5,7
18	ПС 110 кВ Ин- дустриальная, РУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, Яч. №106, КЛ 10 кВ Яч. №106	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 47583-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12					Актив- ная	1,3	3,4
									Реак- тивная	2,5	5,7
19	ПС 110 кВ Ин- дустриальная, РУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, Яч. №207, КЛ 10 кВ Яч. №207	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 47583-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,4		
							Реак- тивная	2,5	5,7		
20	КТПНкк-1250 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТИ-125 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 230 ART-03 PQC- SIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Актив- ная	1,0	3,2		
							Реак- тивная	2,1	5,5		
21	КТПНкк-2500 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 230 ART-03 PQC- SIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Актив- ная	1,0	3,2		
							Реак- тивная	2,1	5,5		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22	КТПК-1000 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	Ртутный 230	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Актив-	1,0	3,2
				ART-03 PQR-SIDN			Рек-		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±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 №№ 1, 2, 17-19 для тока 2 % от  $I_{ном}$ , для остальных ИК – для тока 5 % от  $I_{ном}$ ;  $\cos\varphi = 0,8_{инд}$ .

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков 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 УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 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	22
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от <math>U_{ном}</math></p> <p>ток, % от <math>I_{ном}</math></p> <p>для ИК №№ 1, 2, 17-19</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от <math>U_{ном}</math></p> <p>ток, % от <math>I_{ном}</math></p> <p>для ИК №№ 1, 2, 17-19</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типа Меркурий 234:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа РиМ 489.15:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа МИР С-07:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05МД, СЭТ-4ТМ.03М:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа Меркурий 230:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСВ:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для сервера:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>220000</p> <p>2</p> <p>180000</p> <p>2</p> <p>290000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>150000</p> <p>2</p> <p>45000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков типа Меркурий 234:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p>	<p>170</p> <p>10</p>



Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа РиМ 489.15: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	186
при отключении питания, лет, не менее	10
для счетчиков типа МИР С-07: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	131
при отключении питания, лет, не менее	16
для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05МД, СЭТ-4ТМ.03М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	114
при отключении питания, лет, не менее	40
для счетчиков типа Меркурий 230: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	85
при отключении питания, лет, не менее	10
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчике и сервере.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);  
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;  
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:  
измерений 30 мин (функция автоматизирована);  
сбора не реже одного раза в сутки (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.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	4
Трансформаторы тока	Т-0,66	27
Трансформаторы тока	ТЛО-10	7
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ-100	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	5
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-125	3
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ-0,66	3
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	9
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-10	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	2
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	РиМ 489.15	8
Счетчики электрической энергии	МИР С-07	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	3
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	1
Методика поверки	МП ЭПР-320-2020	1
Паспорт-формуляр	33178186.411711.008.ФО	1

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «НЭК» (8 очередь)», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭК» (8 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

