

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭСК»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭСК» (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 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) и 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 обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени УСВ-2 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 41681-10), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую 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 по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на входы GSM-коммуникаторов и далее по основному каналу связи сети Internet передается на сервер. При отказе основного канала передача данных от GSM-коммуникаторов выполняется по резервному каналу связи стандарта GSM/GPRS.

На сервере осуществляется обработка полученных данных, 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 сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и 80030 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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 и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-2, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение часов сервера осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера и УСВ-2 на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи (1 раз в сутки). Корректировка часов счетчиков производится автоматически при расхождении с часами сервера на величину более  $\pm 2$  с.

Передача информации от счетчика до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 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.

### **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	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePyramida.dll	SynchroNSI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
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			Границы допускаемой основной относительной погрешности, (±δ) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 316	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А, С	НАМИ-10- 95УХЛ2* Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	HP ProLiant ML 110 G9	Активная	1,1	3,0
						Реактивная	2,3	5,0
2	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч. 404	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А, С	НАМИ-10- 95УХЛ2** Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная	1,1	3,0
					Реактивная	2,3	5,0	
3	ПС 110 кВ «Алатыр- ская», ЗРУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 8	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 7069-07 Фазы: А, С	НОМ-6* Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Активная	1,1	3,0	
					Реактивная	2,3	4,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС 110 кВ «Алатырская», ЗРУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 33	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-07 Фазы: А, С	НОМ-6** Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	HP ProLiant ML 110 G9	Активная	1,1	3,0
						Реактивная	2,3	4,7
5	ПС 110 кВ «Алатырская», ЗРУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 41	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-07 Фазы: А, С	НОМ-6** Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Активная	1,3	3,3
						Реактивная	2,5	5,2
6	ПС 110 кВ «Алатырская», ЗРУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 42	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-07 Фазы: А, С	НОМ-6* Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная	1,1	3,0
						Реактивная	2,3	4,7
7	ПС 6 кВ «ГРУ», I с.ш. 6 кВ, яч. 1	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 38202-08 Фазы: А, С	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 38394-08 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04		Активная	1,3	3,3
						Реактивная	2,5	6,4
8	ПС 6 кВ «ГРУ», II с.ш. 6 кВ, яч. 14	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 38202-08 Фазы: А, С	НАЛИ-СЭЩ-6* Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 38394-08 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04		Активная	1,3	3,3
					Реактивная	2,5	6,4	
9	ПС 6 кВ «ГРУ», II с.ш. 6 кВ, яч. 23	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 38202-08 Фазы: А, С	НАЛИ-СЭЩ-6* Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 38394-08 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	Активная	1,3	3,3	
					Реактивная	2,5	5,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 319	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А, С	НАМИ-10- 95УХЛ2* Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	HP ProLiant ML 110 G9	Активная	1,1	3,0
						Реактивная	2,3	4,6
11	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч. 418	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А, С	НАМИ-10- 95УХЛ2** Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная	1,1	3,0
						Реактивная	2,3	4,6
12	РП 6 кВ «Чебоксар- ский элеватор», РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 1А	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А, С	НТМИ-6-66* Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		Активная	1,3	3,3
						Реактивная	2,5	5,6
13	РП 6 кВ «Чебоксар- ский элеватор», РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 20	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А, С	ЗНОЛ.06-6* Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		Активная	1,3	3,3
						Реактивная	2,5	5,6
14	РП 6 кВ «Чебоксар- ский элеватор», РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 2	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А, С	НТМИ-6-66* Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Активная	1,3	3,3	
					Реактивная	2,5	6,4	
15	РП 6 кВ «Чебоксар- ский элеватор», РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 17	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А, С	ЗНОЛ.06-6* Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	HP ProLiant ML 110 G9	Активная	1,3	3,3
					Реактивная	2,5	6,4	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16	РП 6 кВ «Чебоксарский элеватор», РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 19	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А, С	ЗНОЛ.06-6* Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		Активная	1,3	3,3
						Реактивная	2,5	5,6
17	ТП-3 6 кВ «Чебоксарский элеватор», РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. 8	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А, В, С	-	ПСЧ-4ТМ.05.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04		Активная	1,0	3,2
						Реактивная	2,1	5,1
18	ТП-3 6 кВ «Чебоксарский элеватор», РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. 9, ЩР-2 0,4 кВ	ТТИ-А Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А, В, С	-	ПСЧ-4ТМ.05.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04		Активная	1,0	3,2
					Реактивная	2,1	5,1	
19	ТП-3 6 кВ «Чебоксарский элеватор», РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. 10, ЩР-4 0,4 кВ	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А, В, С	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	Активная	1,0	3,2	
					Реактивная	2,1	5,5	
20	ТП-3 6 кВ «Чебоксарский элеватор», РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. 11, ЩР-3 0,4 кВ	ТТИ-А Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А, В, С	-	ПСЧ-4ТМ.05М.10 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	Активная	1,0	3,2	
					Реактивная	2,1	5,5	
21	РП 6 кВ «Чебоксарский элеватор», РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 1	ТПК-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 22944-13 Фазы: А, С	НТМИ-6-66* Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	HP ProLiant ML 110 G9	Активная	1,3	3,3
						Реактивная	2,5	6,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22	РП 6 кВ «Чебоксарский элеватор», РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 18	ТПК-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 22944-13 Фазы: А, С	ЗНОЛ.06-6* Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Активная	1,3	3,3
						Реактивная	2,5	6,4
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 минут.

3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 1, 2, 7-9, 12-16, 21, 22 указана для тока 2 % от  $I_{ном}$ , для остальных ИК - для тока 5 % от  $I_{ном}$ ;  $\cos \varphi = 0,8_{инд}$ .

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 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005, но ввиду отсутствия в ГОСТ Р 52425-2005 класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии счетчиков класса точности 0,5 устанавливаются равными пределам соответствующих погрешностей счетчиков активной энергии класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005.

5 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-2 на аналогичное утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

6 \*, \*\* Указанные трансформаторы входят в состав нескольких измерительных каналов.



Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	22
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от Уном</p> <p>ток, % от Iном</p> <p>для ИК №№ 1, 2, 7-9, 12-16, 21, 22</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности cosφ</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 +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от Уном</p> <p>ток, % от Iном</p> <p>для ИК №№ 1, 2, 7-9, 12-16, 21, 22</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности cosφ</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и 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 +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков СЭТ-4ТМ.03, ПСЧ-4ТМ.05:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСВ-2:</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>90000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков ПСЧ-4ТМ.05:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для сервера:</p> <p>хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>57</p> <p>10</p> <p>113</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

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;  
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;  
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:  
счетчика электрической энергии;  
сервера.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (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	ТОЛ-10-1	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	8
Трансформаторы тока	ТПЛ-СЭЦ-10	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТЛО-10	10
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	12
Трансформаторы тока	ТПК-10	4
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	6
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЦ-6	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-6	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	10
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер	HP ProLiant ML 110 G9	1
Методика поверки	МП ЭПР-048-2017	1
Паспорт-формуляр	АКУП.411711.006.ФО	1

### Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-048-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭСК». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 22.12.2017 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 «НЭСК»**

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 «Автоматизация Комплект Учет Проект» (ООО «АКУП»)

ИНН 7725743133

Адрес: 115114, г. Москва, Даниловская набережная, д. 8, стр. 29а

Телефон: (985) 343-55-07

Web-сайт: akup.ru

E-mail: [proekt-akup@yandex.ru](mailto:proekt-akup@yandex.ru)

**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.