

Приложение № 18  
к сведениям о типах средств  
измерений, прилагаемым  
к приказу Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «2» декабря 2020 г. № 1988

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» (филиал ОАО «ЛОЭСК» «Тосненские городские электрические сети»)

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» (филиал ОАО «ЛОЭСК» «Тосненские городские электрические сети») (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой трехуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ состоят из:

первый уровень – измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 41907-09 (Рег. № 41907-09), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер ПАО «Ленэнерго», сервер АИИС КУЭ, сервер ОАО «РЖД», сервер ООО «Русэнергосбыт», устройства синхронизации времени (УСВ) УСВ-2 (Рег. № 41681-09), УСВ УСВ-3 (Рег. № 51644-12. Рег. № 64242-16), сервер точного времени Метроном-50М (Рег. № 68916-17), автоматизированные рабочие места (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к шкале координированного времени UTC(SU), результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 минут);

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;

хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);

передача результатов измерений в организации - участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;

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 КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Сервер ПАО «Ленэнерго» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики ИК №№ 1 – 44 и считывает 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

Сервер АИИС КУЭ с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики ИК №№ 45 – 61, 65 – 69 и считывает 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

УСПД с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики ИК №№ 62 – 64 и считывает 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

Сервер ОАО «РЖД» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД и считывает с него 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных.

Передача информации от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «Русэнергосбыт» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Сервер ПАО «Ленэнерго», сервер ОАО «РЖД», сервер ООО «Русэнергосбыт» и сервер АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляют обработку измерительной информации, формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов. Умножение на коэффициенты трансформации происходит автоматически в счетчиках, либо в УСПД, либо в серверах.

Измерительные данные с сервера ПАО «Ленэнерго» и сервера ООО «Русэнергосбыт» не реже одного раза в сутки поступают или считываются на сервер АИИС КУЭ, в том числе с использованием отчетов в формате макетов электронного документооборота XML.

Сервер АИИС КУЭ (или оператор АРМ) осуществляет передачу информации в АО «АТС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят часы УСВ, счетчиков, УСПД, сервера ОАО «РЖД», сервера ООО «Русэнергосбыт», сервера ПАО «Ленэнерго», сервера АИИС КУЭ. В качестве УСВ используются УСВ-2, УСВ-3.

Источником сигналов точного времени для сервера АИИС КУЭ является УСВ-3. Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-3 происходит один раз в час. Синхронизация осуществляется независимо от показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-3.

Сравнение показаний часов сервера ОАО «РЖД» и УСВ-3 происходит не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов сервера ОАО «РЖД» и УСВ-3 осуществляется независимо от показаний часов сервера ОАО «РЖД» и УСВ-3.

Сравнение показаний часов сервера ООО «Русэнергосбыт» и сервера точного времени Метроном-50М происходит не реже одного раза в сутки. Синхронизация осуществляется независимо от показаний часов сервера ООО «Русэнергосбыт» и сервера точного времени Метроном-50М.

Сравнение показаний часов сервера ПАО «Ленэнерго» и УСВ-2 происходит не реже одного раза в сутки. Синхронизация осуществляется независимо от показаний часов сервера ПАО «Ленэнерго» и УСВ-2.

Сравнение показаний часов УСПД и сервера ОАО «РЖД» происходит при каждом обращении к УСПД, не реже одного раза в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и сервера ОАО «РЖД» на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 1 – 44 и сервера ПАО «Ленэнерго» происходит при каждом обращении к счетчикам ИК №№ 1 – 44, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИК №№ 1 – 44 и сервера ПАО «Ленэнерго» осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИК №№ 1 – 44 и сервера ПАО «Ленэнерго» на величину более чем  $\pm 2$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 45 – 61, 65, 66, 68 и сервера АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к счетчикам ИК №№ 45 – 61, 65, 66, 68, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИК №№ 45 – 61, 65, 66, 68 и сервера АИИС КУЭ осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИК №№ 45 – 61, 65, 66, 68 и сервера АИИС КУЭ на величину более чем  $\pm 2$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 62 – 64 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам ИК №№ 62 – 64 и УСПД, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИК №№ 62 – 64 и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИК №№ 62 – 64 и УСПД на величину более чем  $\pm 1$  с.

Синхронизация показаний часов счетчиков ИК №№ 67, 69 выполняется непрерывно, при помощи встроенного модуля GPS/ГЛОНАСС. Синхронизация часов счетчиков ИК №№ 67, 69 осуществляется независимо от показаний счетчиков ИК №№ 67, 69.

### Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
<b>Сервер АИИС КУЭ</b>	
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Сервер ПАО «Ленэнерго»	
Наименование ПО	ПО «Пирамида-Сети»
Идентификационное наименование ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Сервер ПАО «Ленэнерго», сервер ООО «Русэнергосбыт»	
Наименование ПО	ПО «АльфаЦентр»
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Сервер ОАО «РЖД»	
Наименование ПО	ПО «Энергия Альфа»
Идентификационное наименование ПО	enalpha.exe
Цифровой идентификатор ПО	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Уровень защиты ПО «Пирамида 2000», ПО «Пирамида-Сети», ПО «Энергия Альфа» «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО «АльфаЦентр» «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014

#### Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	Сервер
1	2	3	4	5	6	7
1.	ПС 110 кВ Тосно-Новая (ПС-539), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 206, КЛ-10 кВ ф.206	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 500/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ-10-2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 18178-99	A1802 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
2.	ПС 110 кВ Тосно-Новая (ПС-539), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 106, КЛ-10 кВ ф.106	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 500/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ-10-2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 18178-99	A1802 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
3.	ПС 110 кВ Тосно (ПС-483), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.02	ТОЛ-10-1 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 47959-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 20186-05	A1805 RAL-P4G-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	-	
4.	ПС 110 кВ Тосно (ПС-483), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.03	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 25433-08		A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		
5.	ПС 110 кВ Тосно (ПС-483), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.05	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 25433-08		A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		
6.	ПС 110 кВ Тосно (ПС-483), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.09	ТОЛ-10-1 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 47959-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 0186-05	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		
7.	ПС 110 кВ Тосно (ПС-483), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.04	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 20186-05	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		
8.	ПС 110 кВ Тосно (ПС-483), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.07	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 0186-05	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		
9.	ПС 110 кВ Тосно (ПС-483), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.08	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 0186-05	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		

Сервер ПАО «Ленэнерго», УСВ-2, Рег. № 41681-09, сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16

## Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5		
10.	ПС 110 кВ Тосно (ПС-483), КРУН-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.24	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 400/5 Пер. № 25433-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Пер. № 20186-05	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Пер. № 31857-06		
11.	ПС 110 кВ Тосно (ПС-483), КРУН-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.28	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Пер. № 25433-08		A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Пер. № 31857-06		
12.	ПС 110 кВ Тосно (ПС-483), КРУН-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.40	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Пер. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Пер. № 20186-05	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 зав. № 01160651 Пер. № 31857-06		
13.	ПС 110 кВ Тосно (ПС-483), КРУН-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.43	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Пер. № 2473-00		A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Пер. № 31857-06		
14.	ПС 35 кВ Тосно (ПС-716), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.02	ТЛП-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Пер. № 30709-08		A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Пер. № 31857-06		
15.	ПС 35 кВ Тосно (ПС-716), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.03	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 100/5 Пер. № 25433-08 ТЛП-10 кл.т. 0,5S кт.т. 100/5 Пер. № 30709-08	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Пер. № 16687-02	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Пер. № 31857-06		
16.	ПС 35 кВ Тосно (ПС-716), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.04	ТЛП-10 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Пер. № 30709-08		A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Пер. № 31857-06		
17.	ПС 35 кВ Тосно (ПС-716), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.06	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 75/5 Пер. № 25433-08	НТМИ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Пер. № 831-69	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Пер. № 31857-06		
18.	ПС 35 кВ Тосно (ПС-716), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.07	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 100/5 Пер. № 25433-08		A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Пер. № 31857-06		

Сервер ПАО «Ленэнерго», УСВ-2, Пер. № 41681-09, сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Пер. № 64242-16

## Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	
19.	ПС 35 кВ Тосно (ПС-716), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.11	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 100/5 Рег. № 25433-08	НТМИ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06			
20.	ПС 35 кВ Пельгора (ПС-717), РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф.02	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 100/5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-05	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		Сервер ПАО «Ленэнерго», УСВ-2, Рег. № 41681-09, сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16	
21.	ПС 35 кВ Пельгора (ПС-717), РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф.04	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 100/5 Рег. № 1261-08		A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06			
22.	ПС 35 кВ Пельгора (ПС-717), РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф.05	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 150/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-05	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06			
23.	ПС 35 кВ Пельгора (ПС-717), РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф.07	ТЛП-10 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 30709-08		A1802 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06			
24.	ПС 35 кВ Пельгора (ПС-717), РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф.08	ТЛК-10 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 9143-06 ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 2363-68		A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06			
25.	ПС 35 кВ Ульяновка (ПС-724), КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.03	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 47958-11	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 16687-13	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06			
26.	ПС 35 кВ Ульяновка (ПС-724), КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.06	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-00	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06			
27.	ПС 35 кВ Ульяновка (ПС-724), КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.09	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 1856-63		A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06			

## Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
28.	ПС 35 кВ Завод Сокол (ПС-52), ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.52-07	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	-	
29.	ПС 35 кВ Завод Сокол (ПС-52), ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.52-10	ТПК-10 кл.т. 0,5S кт.т. 400/5 Рег. № 22944-07		A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		
30.	ПС 35 кВ Завод Сокол (ПС-52), ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.52-12	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 1276-59	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06			
31.	ПС 35 кВ Завод Сокол (ПС-52), ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.52-14	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 380-49	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		
32.	ПС 35 кВ Завод Сокол (ПС-52), ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.52-16	ТПЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 54717-13	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06			
33.	ПС 35 кВ Завод Сокол (ПС-52), ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.52-19	ТПФМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 814-53	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06			
34.	ПС 35 кВ РЦ-11 (ПС-713), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.713-11	ТЛП-10 кл.т. 0,5S кт.т. 100/5 Рег. № 30709-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		
35.	ПС 110 кВ РЦ-11 (ПС-500), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.500-37	ТОЛ-10 УТ2 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 6009-77	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 16687-02	A1802 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
36.	ПС 110 кВ РЦ-11 (ПС-500), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.500-38	ТОЛ-10 УТ2 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 6009-77	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		
37.	ПС 110 кВ РЦ-11 (ПС-500), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.500-39	ТОЛ-10-1 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 15128-03	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06			

Сервер ПАО «Ленэнерго», УСВ-2, Рег. № 41681-09, сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
38.	ТП 6 кВ №4278, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66У3 кл.т. 0,5S кт.т. 400/5 Рег. № 40473-14	-	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	-	Сервер ПАО «Ленэнерго», УСВ-2, Рег. № 41681-09, сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16
39.	ПС 110 кВ Ке- рамическая (ПС- 199), КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.199- 18	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1856-63 ТВК-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 8913-82		A1805 RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		
40.	ПС 110 кВ Ке- рамическая (ПС- 199), КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.199- 23	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		
41.	ПС 110 кВ Ке- рамическая (ПС- 199), КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.199- 26	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 150/5 Рег. № 2473-69		A1805 RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		
42.	ПС 110 кВ Ке- рамическая (ПС- 199), КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.199- 31	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 100/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		
43.	ПС 110 кВ Ке- рамическая (ПС- 199), КРУН-6 кВ, КЛ-6 кВ ф.199-25	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805 RALX- P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		
44.	ПС 110 кВ Ке- рамическая (ПС- 199), КРУН-6 кВ, КЛ-6 кВ ф.199-29	ТОЛ-10-1 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 15128-01	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		
45.	ОРУ-2 10 кВ, РУ-10 кВ, яч.13, КЛ-10 кВ ф.яч.13	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10 кл.т. 0,5	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		
46.	ОРУ-2 10 кВ, РУ-10 кВ, яч.15, КЛ-10 кВ ф.яч.15	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 50/5 Рег. № 1276-59	кт.н. 10000/100 Рег. № 831-53	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		

Сервер АИИС КУЭ,  
УСВ-3,  
Рег. № 64242-16

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
47.	РП-6 кВ Форносово, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.09, КВЛ-6 кВ ф.Торфопредприятие-1 (ф.750-505)	ТПЛ-10-М кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 47958-11 ТПЛ-10-М кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27779-04		
48.	РП-6 кВ Форносово, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.08, КВЛ-6 кВ ф.Торфопредприятие-2 (ф.750-302)	ТПЛ-10-М кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 47958-16 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27779-04		
49.	РП-6 кВ Форносово, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.21, КВЛ-6 кВ ф.21 Форносово	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 150/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36355-07		
50.	РП-6 кВ Форносово, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.16, КВЛ-6 кВ ф.16 Форносово	ТПЛ-10-М кл.т. 0,5 кт.т. 150/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27779-04	-	
51.	ППВ-1015 6 кВ, отпайка от оп.4 ВЛ-6 кВ Л1304-1135 ф.21 Форносово	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 40/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	ПСЧ-4ТМ.05 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27779-04		
52.	ТП 6 кВ №1546 РУ-0,4 кВ ввод 0,4 кВ Т-1	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.21 кл.т. 1/2 Рег. № 51593-18		
53.	ТП 6 кВ №1017 РУ-0,4 кВ ввод 0,4 кВ Т-1	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.21 кл.т. 1/2 Рег. № 51593-18		
54.	ТП 10 кВ №4157 (58), РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.05, КЛ-0,4 кВ	ТШП-0,66 кл.т. 0,5S кт.т. 400/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27779-04		
55.	ТП 10 кВ №4157 (58), РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.03, КЛ-0,4 кВ	ТШП-0,66 кл.т. 0,5S кт.т. 400/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27779-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
56.	ТП 6 кВ №3 РУ-0,4 кВ Л-0,4 кВ дер. Мысленка-1	ТШП-0,66 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Пер. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 кл.т. 0,5S/1 Пер. № 27779-04	-	Сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Пер. № 64242-16
57.	ТП 6 кВ №1091 РУ-0,4 кВ ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 кл.т. 0,5S кт.т. 100/5 Пер. № 71031-18	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл.т. 0,5S/1 Пер. № 36355-07		
58.	ВЛ-6 кВ ф.725-06, отпайка ВЛ-6 кВ от оп.13, ПКУ-6 кВ	ТОЛ-10-1 кл.т. 0,5 кт.т. 5/5 Пер. № 15128-07	ЗНОЛП-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Пер. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1 Пер. № 36697-08		
59.	ТП 10 кВ №4084 РУ-0,4 кВ ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Пер. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 кл.т. 0,5S/1 Пер. № 27779-04		
60.	ТП 10 кВ №4084 РУ-0,4 кВ ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Пер. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 кл.т. 0,5S/1 Пер. № 27779-04		
61.	ТП 10 кВ №4084 РУ-0,4 кВ КЛ-0,4 кВ ф. Усадьба Марьино	Т-0,66 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Пер. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 кл.т. 0,5S/1 Пер. № 27779-04		
62.	ПС 110 кВ Поповка (ПС-482) РУ-10 кВ ф.5-10	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 50/5 Пер. № 25433-08	ЗНОЛ.06-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Пер. № 3344-08	ЕА05RAL-B-4 кл.т. 0,5S/1 Пер. № 16666-97	RTU-327 Пер. № 41907-09	Сервер ОАО «РЖД», УСВ-3, Пер. № 51644-12, сервер ООО «Русэнергосбыт», Метроном-50М Пер. № 68916-17, сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Пер. № 64242-16
63.	ПС 110 кВ Поповка (ПС-482) РУ-10 кВ ф.1-10	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 100/5 Пер. № 25433-08		ЕА05RAL-B-4 кл.т. 0,5S/1 Пер. № 16666-97		
64.	ПС 110 кВ Поповка (ПС-482) РУ-10 кВ ф.4-10	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 100/5 Пер. № 25433-08		ЗНОЛ.06-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Пер. № 3344-08		
65.	ТП 10 кВ №201, РУ-10 кВ, яч.9, КЛ-10 кВ ф.яч.13	ТОЛ-НТЗ-10-11 кл.т. 0,5S кт.т. 100/5 Пер. № 69606-17	ЗНОЛП-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Пер. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 кл.т. 0,5S/1 Пер. № 50460-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
66.	РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.2, ф.199-18	ТЛК-СТ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 400/5 Рег. № 58720-14	ЗНОЛП-НТЗ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Рег. № 69604-17	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18		Сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16
67.	ВЛ-6 кВ ф.199-23, ПКУ-6 кВ	-	-	РИМ 384.01/2 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 55522-13	-	
68.	РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.7, ф.199-26	ТЛК-СТ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 400/5 Рег. № 58720-14	ЗНОЛП-НТЗ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Рег. № 69604-17	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18		
69.	ВЛ-6 кВ ф.199-31, ПКУ-6 кВ	-	-	РИМ 384.01/2 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 55522-13		

## Примечания:

1 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 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (δ), %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,4	±1,1	±1,0	±1,0
	0,8	±1,6	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,8	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,4	±1,8	±1,6	±1,6
3 – 12, 14 – 22, 25, 26, 29, 32, 34, 37, 48, 51, 62 – 66, 68 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,4	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,8	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	±3,2	±2,1	±1,8	±1,8
	0,7	±3,8	±2,4	±2,0	±2,0
	0,5	±5,6	±3,3	±2,6	±2,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
13, 24, 27, 28, 30, 31, 33, 36, 39 – 47, 49, 50, 58 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±2,0
	0,5	-	±5,6	±3,2	±2,6
23 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,4	±1,5	±1,2	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,6	±2,1	±1,6	±1,6
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3	±2,3
35 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
38, 54 – 57, 59 – 61 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,3	±1,5	±1,4	±1,4
	0,9	±2,7	±1,7	±1,5	±1,5
	0,8	±3,2	±1,9	±1,6	±1,6
	0,7	±3,7	±2,2	±1,7	±1,7
	0,5	±5,5	±3,1	±2,2	±2,2
52, 53 (Счетчик 1,0)	1,0	-	±3,1	±2,9	±2,9
	0,9	-	±3,2	±2,9	±2,9
	0,8	-	±3,3	±3,0	±3,0
	0,7	-	±3,4	±3,0	±3,0
	0,5	-	±3,5	±3,2	±3,2
67, 69 (Счетчик 0,5S)	1,0	-	±1,3	±1,3	±1,3
	0,9	-	±1,3	±1,3	±1,3
	0,8	-	±1,4	±1,3	±1,3
	0,7	-	±1,5	±1,3	±1,3
	0,5	-	±1,6	±1,4	±1,4
Номер ИИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (δ), %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5) ГОСТ Р 52425-2005	0,44	±3,2	±2,8	±2,3	±2,3
	0,6	±2,7	±2,4	±2,0	±2,0
	0,71	±2,5	±2,3	±1,9	±1,9
	0,87	±2,3	±2,2	±1,8	±1,8
3, 65, 66, 68 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012	0,44	±6,6	±4,9	±4,1	±4,1
	0,6	±5,1	±4,1	±3,6	±3,6
	0,71	±4,4	±3,8	±3,4	±3,4
	0,87	±3,9	±3,5	±3,1	±3,1
4 – 12, 14 – 22, 25, 26, 29, 32, 34, 37, 48, 51, 62 – 64 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ 26035-83	0,44	±12,3	±4,9	±3,6	±3,2
	0,6	±10,3	±3,8	±2,7	±2,6
	0,71	±9,5	±3,4	±2,4	±2,4
	0,87	±8,8	±3,0	±2,2	±2,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
13, 24, 27, 28, 30, 31, 33, 36, 39 – 44, 47, 50 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ 26035-83	0,44	-	±7,2	±4,5	±3,2
	0,6	-	±5,3	±3,1	±2,6
	0,71	-	±4,4	±2,7	±2,4
	0,87	-	±3,6	±2,4	±2,2
45, 46, 49, 58 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ Р 52425-2005	0,44	-	±7,2	±4,7	±4,1
	0,6	-	±5,5	±3,9	±3,6
	0,71	-	±4,7	±3,6	±3,4
	0,87	-	±4,0	±3,3	±3,1
23 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5) ГОСТ 26035-83	0,44	±8,2	±3,8	±3,1	±2,7
	0,6	±7,5	±2,8	±2,0	±2,0
	0,71	±7,3	±2,3	±1,7	±1,7
	0,87	±7,0	±1,9	±1,4	±1,4
35 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5) ГОСТ 26035-83	0,44	-	±6,6	±4,1	±2,7
	0,6	-	±4,6	±2,5	±2,0
	0,71	-	±3,7	±2,1	±1,7
	0,87	-	±2,8	±1,7	±1,4
38, 57 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0) ГОСТ Р 52425-2005	0,44	±6,4	±4,7	±3,9	±3,9
	0,6	±5,0	±4,0	±3,4	±3,4
	0,71	±4,4	±3,7	±3,2	±3,2
	0,87	±3,8	±3,4	±3,1	±3,1
54 – 56, 59 – 61 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0) ГОСТ 26035-83	0,44	±12,2	±4,7	±3,2	±2,8
	0,6	±10,2	±3,7	±2,5	±2,4
	0,71	±9,4	±3,2	±2,3	±2,2
	0,87	±8,7	±2,9	±2,1	±2,1
52, 53 (Счетчик 2,0) ГОСТ 31819.23-2012	0,44	-	±5,8	±5,6	±5,6
	0,6	-	±5,6	±5,3	±5,3
	0,71	-	±5,4	±5,1	±5,1
	0,87	-	±5,2	±4,9	±4,9
67, 69 (Счетчик 1,0) ГОСТ 31819.23-2012	0,44	-	±3,5	±3,3	±3,3
	0,6	-	±3,4	±3,1	±3,1
	0,71	-	±3,3	±3,1	±3,1
	0,87	-	±3,2	±3,0	±3,0

Пределы абсолютной погрешности синхронизации часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC(SU) ±5 с

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны пределы относительной погрешности, соответствующие доверительной вероятности  $P = 0,95$ .

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ частота, Гц коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +15 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
относительная влажность воздуха при +25 °С, %	от 30 до 80
<p>Рабочие условия применения:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от <math>U_{ном}</math></p> <p>ток, % от <math>I_{ном}</math> для ИК №№ 1 – 12, 14 – 23, 25, 26, 29, 32, 34, 37, 38, 48, 51, 54 – 57, 59 – 69;</p> <p>ток, % от <math>I_{ном}</math> для ИК №№ 13, 24, 27, 28, 30, 31, 33, 35, 36, 39 – 47, 49, 50, 52, 53, 58;</p> <p>коэффициент мощности</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды для счетчиков, УСПД RTU 327, УСВ-2, УСВ-3, Метроном-50М °С</p> <p>относительная влажность воздуха при +25 °С, %</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5<sub>инд.</sub> до 0,8<sub>смк.</sub></p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +50</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от 75 до 98</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики Альфа А1800</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>Счетчики Меркурий 234:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>Счетчики ПСЧ-4ТМ.05:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>Счетчики ПСЧ-4ТМ.05МД:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>Счетчики ПСЧ-4ТМ.05М:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>Счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>Счетчики СЭТ-4ТМ.03М:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>Счетчики ЕвроАльфа:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>УСПД RTU-327:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>УСВ-2:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>УСВ-3:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>Метроном-50М:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>120000</p> <p>2</p> <p>220000</p> <p>2</p> <p>90000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>50000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>45000</p> <p>2</p> <p>50000</p> <p>1</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
Интеллектуальные приборы учета РИМ 384.01/2 среднее время наработки на отказ, ч, не менее	180000
Глубина хранения информации Счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее Серверы: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10  45 5  3,5

Надежность системных решений:

В журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:

параметрирования;

пропадания напряжения;

коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

счетчиков электроэнергии;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательной коробки;

УСПД.

Наличие защиты на программном уровне:

пароль на счетчиках электроэнергии;

пароль на УСПД;

пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	43 шт.
	ТОЛ-10-1	14 шт.
	ТЛП-10	9 шт.
	ТПОЛ-10	11 шт.
	ТЛК-10	1 шт.
	ТПЛМ-10	5 шт.
	ТВЛМ-10	3 шт.
	ТПЛ-10	8 шт.
	ТПК-10	2 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТПЛ-СЭЩ-10	2 шт.
	ТПФМ-10	2 шт.
	ТОЛ-10 УТ2	5 шт.
	Т-0,66У3	3 шт.
	ТЛМ-10	5 шт.
	ТПЛ-10-М	6 шт.
	ТШП-0,66	9 шт.
	Т-0,66	12 шт.
	ТОЛ-НТЗ-10-11	2 шт.
		ТЛК-СТ-10
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10	6 шт.
	ЗНОЛП-10	3 шт.
	ЗНОЛП-6	6 шт.
	ЗНОЛП-НТЗ-6	6 шт.
	НАМИ-10-95 УХЛ2	5 шт.
	НАМИТ-10	3 шт.
	НАМИТ-10-2	2 шт.
	НТМИ-10	2 шт.
	НТМИ-10-66	2 шт.
	НТМИ-6	1 шт.
	НТМИ-6-66	5 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	EA05RAL-B-4	3 шт.
	A1802 RALQ-P4GB-DW-4	4 шт.
	A1805 RAL-P4G-DW-4	1 шт.
	A1805 RALQ-P4GB-DW-4	38 шт.
	A1805 RALX-P4GB-DW-4	1 шт.
	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R	2 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05	4 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05.04	6 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05М	1 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05М.04	1 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05МД.21	2 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	3 шт.
		СЭТ-4ТМ.03М.01
Интеллектуальные приборы учета электроэнергии	РИМ 384.01/2	2 шт.
УСПД	RTU-327	1 шт.
Сервер ОАО «РЖД»	-	1 шт.
Сервер ООО «Русэнергосбыт»	-	1 шт.
Сервер ПАО «Ленэнерго»	-	1 шт.
Сервер АИИС КУЭ	-	1 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.
	УСВ-3	2 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	1 шт.
Методика поверки	РТ-МП-7155-500-2020	1 экз.
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.309.01 ПФ	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-7155-500-2020 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» (филиал ОАО «ЛОЭСК» «Тосненские городские электрические сети»). Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 01.06.2020 г.

#### Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М – по методике поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05 - по методике поверки ИЛГШ.411152.126 РЭ1 согласованной с ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МД (Рег. № 51593-18) – по методике поверки ИЛГШ.411152.177РЭ1, утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2017 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК (Рег. № 50460-18) – по методике поверки ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2016 г.;
- счетчиков Меркурий 234 – по методике поверки АВЛГ.411152.033 РЭ1, утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2011 г.;
- счетчиков ЕвроАЛЬФА – по документу «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАЛЬФА. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» в 2007 г.;
- счетчиков Альфа А1800 (Рег. № 31857-06) – по документу МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 2006.
- счетчиков Альфа А1800 (Рег. № 31857-11) – по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» в 2011 г.
- Интеллектуальные приборы учета электроэнергии РИМ 384.01/2 – по документу «ВНКЛ.411152.048 ДИ «Интеллектуальные приборы учета электроэнергии РИМ 384.01/2, РИМ 384.02/2. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «СНИИМ» в 2013 г.;
- УСПД RTU-327 – по методике поверки ДЯИМ.466215.007 МП, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- УСВ-2 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки. ВЛСТ 237.00.000И1», утвержденному ФГУП ВНИИФТРИ в 2010 г.;
- УСВ-3 (Рег. № 51644-12) – по методике поверки ВЛСТ.240.00.000МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.;
- УСВ-3 (Рег. № 64242-16) – по документу РТ-МП-3124-441-2016 «Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» в 2016 г.;
- Метроном-50М – по документу М0050-2016-МП «Сервер точного времени Метроном-50М. Методика поверки» утвержденному ФГБУ «ГНМЦ» Минобороны России в 2017 г.;

прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии «Энергомонитор» 3.3Т1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 39952-08;

прибор комбинированный Testo 622, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53505-13;

радиочасы МИР РЧ-02, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» (филиал ОАО «ЛОЭСК» «Госненские городские электрические сети») Аттестована ООО «МЦМО», регистрационный номер 01.00324-2011 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ**

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

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.

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоСнабСтройСервис»

(ООО «ЭССС»)

ИНН 7706292301

Адрес: 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д.4А, офис 204

Телефон: +7 (4922) 47-09-34, 47-09-36

Факс: +7(4922) 47-09-37

### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»

(ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект д. 31

Телефон: +7(495) 544-00-00, +7(499) 129-19-11

Факс: +7(499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Регистрационный номер RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации