

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «14» января 2022 г. № 78

Регистрационный № 84376-22

Лист № 1  
Всего листов 13

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) по ГТП ООО «РКС-энерго» («Лужские горэлектросети»)

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) по ГТП ООО «РКС-энерго» («Лужские горэлектросети») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

**Описание средства измерений**

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

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

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 (ИВК), включает в себя сервер ПАО «Россети Ленэнерго», сервер АИИС КУЭ, сервер ОАО «РЖД», сервер ООО «Русэнергосбыт», устройства синхронизации времени (УСВ) УСВ-2 (Рег. № 41681-10), 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 не имеет модификаций. Доступ к элементам и средствам измерений АИИС КУЭ ограничен на всех уровнях при помощи механических и программных методов и способов защиты.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ в виде цифрового обозначения, заводские номера средств измерений уровней ИИК, ИВК, идентификационные обозначения элементов уровня ИВК указаны в формуляре.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

автоматический периодический (один раз в сутки) и/или по запросу 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 ИК;

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 «Россети Ленэнерго» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики ИК №№ 1 – 15 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 №№ 16 – 24 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 счетчики ИК №№ 25 – 27 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.

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

Сервер ПАО «Россети Ленэнерго», сервер АИИС КУЭ, сервер ОАО «РЖД», сервер ООО «Русэнергосбыт» 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 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, сервера ОАО «РЖД», сервера ООО «Русэнергосбыт», сервера ПАО «Россети Ленэнерго», сервера АИИС КУЭ. В качестве УСВ используются УСВ-2, УСВ-3, сервер точного времени Метроном-50М.

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

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 1 – 15 и сервера ПАО «Россети Ленэнерго» происходит при каждом обращении к счетчикам ИК №№ 1 – 15, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИК №№ 1 – 15 и сервера ПАО «Россети Ленэнерго» осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИК №№ 1 – 15 и сервера ПАО «Россети Ленэнерго» на величину более чем  $\pm 2$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 16 – 24 и сервера АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к счетчикам ИК №№ 16 – 24, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИК №№ 16 – 24 и сервера АИИС КУЭ осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИК №№ 16 – 24 и сервера АИИС КУЭ на величину более чем  $\pm 2$  с.

### 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»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll

Продолжение таблицы 1

1	2
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Сервер ПАО «Россети Ленэнерго»	
Наименование ПО	ПО «Пирамида-Сети»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 8
Идентификационное наименование ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Идентификационное наименование ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Идентификационное наименование ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Идентификационное наименование ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Идентификационное наименование ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Идентификационное наименование ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Идентификационное наименование ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Идентификационное наименование ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Идентификационное наименование ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Идентификационное наименование ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Наименование ПО	ПО «АльфаЦентр»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Идентификационное наименование модулей ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Сервер ООО «Русэнергобыт»	
Наименование ПО	ПО «АльфаЦентр»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Идентификационное наименование модулей ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Продолжение таблицы 1

1	2
Сервер ОАО «РЖД»	
Наименование ПО	ПО «Энергия Альфа»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	enalpha.exe
Идентификационное наименование модулей ПО	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Уровень защиты ПО «высокий» 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 ИИК			ИВК
		ТТ	ТН	Счетчик	
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Луга (ПС-48), РУ-1 10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-05	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. №32139-06	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М-5-57,7/100-СТА Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09	Сервер ПАО «Россети Ленэнерго», УСВ-2 Рег. № 41681-10, сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16
2	ПС 110 кВ Луга (ПС-48), РУ-2 10 кВ, 3с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-13	ТЛО-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М-5-57,7/100-СТА Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09	
3	ПС 110 кВ Луга (ПС-48), РУ-2 10 кВ, 3с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-14	ТЛО-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М-5-57,7/100-СТА Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09	
4	ПС 110 кВ Луга (ПС-48), РУ-1 10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-15	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. №32139-06	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М-5-57,7/100-СТА Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09	
5	ПС 110 кВ Луга (ПС-48), РУ-1 10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-16	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. №32139-06	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М-5-57,7/100-СТА Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09	
6	ПС 110 кВ Луга (ПС-48), РУ-1 10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-19	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. №32139-06	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М-5-57,7/100-СТА Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ПС 110 кВ Луга (ПС-48), РУ-1 10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-22	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. №32139-06	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М-5-57,7/100-СТА Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09	Сервер ПАО «Россети Ленэнерго», УСВ-2 Рег. № 41681-10, сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16
8	ПС 110 кВ Луга (ПС-48), РУ-2 10 кВ, 4с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-23	ТЛЮ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М-5-57,7/100-СТА Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09	
9	ПС 110 кВ Луга (ПС-48), РУ-1 10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-26	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. №32139-06	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М-5-57,7/100-СТА Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09	
10	ПС 110 кВ Луга (ПС-48), РУ-2 10 кВ, 4с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.48-27	ТЛЮ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	КИПП-2М-5-57,7/100-СТА Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09	
11	ПС 35 кВ Южная (ПС-36), КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.36-01	ТПЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
12	ПС 35 кВ Южная (ПС-36), КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.36-02	ТЛП-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-08	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 18178-99	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
13	ПС 35 кВ Южная (ПС-36), КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.36-07	ТЛП-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-08	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
14	ПС 35 кВ Южная (ПС-36), КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.36-08	ТЛП-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-08	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 18178-99	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
15	ПС 110 кВ Жельцы (ПС-144), КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, ЛЭП-10 кВ ф.144-01	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 11094-87	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	КРУН-2 10 кВ ввод 10 кВ	ТПЛ-10-М 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. №22192-03	НОЛ.08-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 49075-12	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	Сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16
17	ТП 10 кВ №728 РУ- 0,4 кВ ввод 0,4 кВ Т- 1	Т-0,66 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-14	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	
18	ТП 10 кВ №1 РУ-0,4 кВ ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-14	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	
19	ТП 10 кВ №56 РУ-0,4 кВ ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	
20	ТП 10 кВ №2 (№89) РУ-0,4 кВ ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-30 250/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
21	КРУН-1 10 кВ ввод 10 кВ	ТОЛ-10-1 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47957-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ- 4ТМ.05МК.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
22	ТП 10 кВ №4 РУ-10 кВ ввод 10 кВ	ТВЛМ-10 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 45040-10	НОЛ.08-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 49075-12	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
23	ВЛ-10 кВ ф.48-08, отпайка от оп.187, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ 50/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 51676-12	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
24	ВЛ-10 кВ ф.144-02, отпайка от оп.6, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-11	ЗНОЛП-НТЗ 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
25	ПС 110 кВ Толмачево-тяговая (ПС-406), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ф.03	ТЛО-10 200/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 25433-03	ЗНОЛ.06-10 У3 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	EA05-RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	сервер ОАО «РЖД», сервер ООО «Русэнергосбыт», УСВ-3 Рег. № 51644-12, Метроном-50М, Рег. № 68916-17
26	ПС 110 кВ Толмачево-тяговая (ПС-406), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ф.09	ТЛО-10 100/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 25433-03	ЗНОЛ.06-10 У3 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	EA05-RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
27	ПС 110 кВ Толмачево-тяговая (ПС-406), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ф.10	ТЛО-10 100/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06-10 У3 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11 Рег. № 3344-04	EA05-RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	

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 УСВ на аналогичное утвержденного типа.

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 ИИК	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 – 10 (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
11, 15, 16, 22 (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
12 – 14, 21, 23, 24 (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
17 - 20 (ТТ 0,5S; ТН -; 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
25 - 27 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,0	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,1	±1,7	±1,6	±1,6
	0,8	±2,2	±1,8	±1,7	±1,7
	0,7	±2,4	±2,0	±1,8	±1,8
	0,5	±2,9	±2,5	±2,2	±2,2
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 – 10 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5) ГОСТ 52323-2005	0,44	±6,0	±4,0	±3,0	±3,0
	0,6	±4,3	±3,1	±2,4	±2,4
	0,71	±3,6	±2,8	±2,1	±2,1
	0,87	±3,0	±2,4	±1,9	±1,9
	0,44	-	±7,2	±4,7	±4,1
11, 15, 16, 22 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ 52323-2005	0,6	-	±5,5	±3,9	±3,6
	0,71	-	±4,7	±3,6	±3,4
	0,87	-	±4,0	±3,3	±3,1
	0,44	±6,6	±4,9	±4,1	±4,1
	12 – 14, 21, 23 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ 52323-2005 ГОСТ 31819.23-2012	0,6	±5,1	±4,1	±3,6
0,71		±4,4	±3,8	±3,4	±3,4
0,87		±3,9	±3,5	±3,1	±3,1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
24 (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
17 - 19 (ТТ 0,5S; ТН -; 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
20 (ТТ 0,5S; ТН -; Счетчик 1,0) ГОСТ 52323-2005	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
25, 26 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ 26035-83	0,44	±10,9	±3,9	±2,9	±2,5
	0,6	±8,5	±3,3	±2,4	±2,2
	0,71	±7,6	±3,0	±2,2	±2,1
	0,87	±6,7	±2,8	±2,1	±2,1
27 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ 52323-2005	0,44	±4,2	±3,9	±3,6	±3,6
	0,6	±3,8	±3,6	±3,4	±3,4
	0,71	±3,6	±3,5	±3,2	±3,2
	0,87	±3,4	±3,3	±3,1	±3,1

Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы 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
<p>Нормальные условия применения:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от <math>U_{ном}</math></p> <p>ток, % от <math>I_{ном}</math></p> <p>частота, Гц</p> <p>коэффициент мощности <math>\cos \varphi</math></p> <p>температура окружающей среды, °C</p> <p>относительная влажность воздуха при +25 °C, %</p>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +15 до +25</p> <p>от 30 до 80</p>
<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– 10, 12 – 14, 17 – 21, 23 – 27</p> <p>ток, % от <math>I_{ном}</math> для ИК №№ 11, 15, 16, 22</p> <p>коэффициент мощности</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ, ТН, °C</p> <p>температура окружающей среды для счетчиков, УСВ-2, УСВ-3 °C</p> <p>относительная влажность воздуха при +25 °C, %</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>емк.</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>

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Счетчики КИПП-2М—57,7/100-СТА:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	150000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Счетчики ПСЧ-4ТМ.05:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Счетчики ПСЧ-4ТМ.05М:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Счетчики EA05-RAL-B-4:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	80000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
УСВ-2:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
УСВ-3:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113,7
при отключении питания, лет, не менее	10
Серверы:	
хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

В журналах событий счетчиков 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.

Наличие защиты на программном уровне:

пароль на счетчиках электроэнергии;

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

### Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра печатным способом.

## Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	21 шт.
	ТЛО-10	18 шт.
	ТПЛ-10	4 шт.
	ТЛП-10	6 шт.
	ТЛМ-10	2 шт.
	Т-0,66	6 шт.
	ТШП-0,66	3 шт.
	ТТИ-30	3 шт.
	ТОЛ-10-1	3 шт.
	ТВЛМ-10	2 шт.
	ТОЛ-НТЗ	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	5 шт.
	НТМИ-10-66	2 шт.
	НАМИ-10	1 шт.
	НОЛ.08-10	4 шт.
	ЗНОЛП-НТЗ-10	6 шт.
	ЗНОЛ.06-10 УЗ	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	КИПП-2М-5-57,7/100-СТА	10 шт.
	A1805RALQ-P4GB-DW-4	5 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	2 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05.04	4 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05МК.09	1 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05М	1 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05	1 шт.
EA05-RAL-B-4	3 шт.	
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	1 шт.
Сервер	-	4 шт.
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.307 ПФ	1 экз.

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) по ГТП ООО «РКС-энерго» («Лужские горэлектросети»)). Уникальный номер записи об аккредитации 01.00324-2011 в Реестре аккредитованных лиц.

### 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 «Межрегиональный центр метрологического обеспечения» (ООО «МЦМО»)  
ИНН 7715671659  
Адрес: 600021, г. Владимир, улица Мира, д. 4А, помещение VIII  
Телефон: +7 (4922) 47-09-34

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (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](mailto:info@rostest.ru)  
Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц

