

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83132-21

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии по ГТП ООО «РКС-энерго» «Сосновоборские горэлектросети»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

Принцип действия основан на:

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

- периодическом (один раз в сутки) и/или по запросу автоматическом сборе данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;

- хранении 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;

- периодическом (один раз в сутки) и/или по запросу автоматическом сборе служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);

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

- обеспечении защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

- диагностике и мониторинге функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- конфигурировании и настройке параметров АИИС КУЭ;

- ведении системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

- предоставлении дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

АИИС КУЭ состоит из:

первый уровень – измерительно-информационные комплексы (далее–ИИК), включающие всебя измерительные трансформаторы тока (далее–ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее – 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 «Россети Ленэнерго», сервер АИИС КУЭ, устройства синхронизации времени (УСВ) УСВ-2 (Рег. № 41681-10), УСВ-3 (Рег. № 64242-16), автоматизированные рабочие места (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика 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.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с единым календарным временем.

Сервер АИИС КУЭ с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики ИК №№ 32 – 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.

УСПД с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики ИК №№ 32 – 37 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 ПАО «Россети Ленэнерго», 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 «Россети Ленэнерго» 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 ПАО «Россети 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 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 УСПД и сервера АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к УСПД, не реже одного раза в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и сервера АИИС КУЭ на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 1 – 31 и сервера ПАО «Россети Ленэнерго» происходит при каждом обращении к счетчикам ИК №№ 1 – 31, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИК №№ 1 – 31 и сервера ПАО «Россети Ленэнерго» осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИК №№ 1 – 31 и сервера ПАО «Россети Ленэнерго» на величину более чем ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 38 – 44 и сервера АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к счетчикам ИК №№ 38-44, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИК №№ 38 - 44 и сервера АИИС КУЭ осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИК №№ 38 - 44 и сервера АИИС КУЭ на величину более чем ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 32 – 37 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам ИК №№ 32 – 37 и УСПД, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИК №№ 32 – 37 и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИК №№ 32 – 37 и УСПД на величину более чем ± 1 с.

Нанесение знака поверки на средство измерения не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ПО «Пирамида 2000», ПО «Пирамида-Сети» и ПО «АльфаЦентр», которое используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Уровень защиты ПО «Пирамида 2000», ПО «Пирамида-Сети» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО «АльфаЦентр» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Сервер АИИС КУЭ	
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Идентификационное наименование модулей ПО:	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	Metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3

Продолжение таблица 1

1	2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Сервер ПАО «Россети Ленэнерго»	
Наименование ПО	ПО «Пирамида-Сети»
Идентификационное наименование модулей ПО:	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB1 5476
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754 D5C7
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16C E27
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560F C917
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6 E373
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056 FA4D
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	SafeValuesDataUpdate.dll

Продолжение таблица 1

1	2
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6F C8AB
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C 6A39
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Продолжение таблица 1	
1	2
Идентификационное наименование модулей ПО:	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F8059793236443 0D5
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6E E645
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Сервер ПАО «Россети Ленэнерго»	
Наименование ПО	ПО «АльфаЦентр»
Идентификационное наименование модулей ПО:	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211 C54
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		ТТ	ТН	Счётчик	Сервер/ УСВ
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Сосновый Бор-2 (ПС-169), КРУН-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.101	ТЛО-10 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. №25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	Сервер ПАО «Рос- сети Ленэнерго», УСВ-2, Рег. № 41681-10, сервер АИИС КУЭ, УСВ- 3, Рег. № 64242-16
2	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-21	ТЛП-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	
3	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-05	ТОЛ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. №47959-16	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	
4	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-17	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	
5	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-04	ТОЛ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. №47959-16	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	
6	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-27	ТЛП-10 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-26	ТЛП-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-08	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	Сервер ПАО «Рос- сети Ленэнерго», УСВ-2, Рег. № 41681-10, сервер АИИС КУЭ, УСВ- 3, Рег. № 64242-16
8	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-22	ТЛП-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-08	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	
9	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-20	ТЛП-10 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-08	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	
10	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-16	ТПЛ 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779- 04	
11	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-25	ТПЛ 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779- 04	
12	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-29	ТЛК-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 9143-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355- 07	
13	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-32	ТЛК-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 9143-06	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355- 07	
14	ПС 110 кВ Соснов- ый Бор-1 (ПС- 168), КРУН-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-30	ТЛО-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-07	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	
15	ПС 110 кВ Сосно- вый Бор-1 (ПС- 168), КРУН-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-26	ТВК-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 8913-82	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-24	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	Сервер ПАО «Рос- сети Ленэнерго», УСВ-2, Рег. № 41681-10, сервер АИИС КУЭ, УСВ- 3, Рег. № 64242-16
17	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-21	ТВК-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 8913-82	ЗНОЛП 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 23544-07	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	
18	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-25	ТВК-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 8913-82	ЗНОЛП 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 23544-07	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	
19	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-27	ТЛО-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	ЗНОЛП 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 23544-07	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	
20	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-11	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ210000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	
21	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-07	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ210000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	
22	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-05	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	
23	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-01	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ210000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-04	ТЛП-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-08	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	Сервер ПАО «Рос- сети Ленэнерго», УСВ-2, Рег. № 41681-10, сервер АИИС КУЭ, УСВ- 3, Рег. № 64242-16
25	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-08	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	
26	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ, ф.168-10	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	A1805 RALQ- P4GB-DW-4, Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	
27	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-12	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	A1805 RALQ- P4GB-DW-4, Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	
28	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-14	ТЛО-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Меркурий 230 ART-00 PQR- SIGDN , Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345- 07	
29	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-31	ТЛО-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 23544-07	Меркурий 230 ART-00 PQR- SIGDN, Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345- 07	
30	ТП-4013 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод тр-ра 0,4 кВ	Т-0,66 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266- 11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
31	ТП-4003 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод тр- ра 0,4 кВ	Т-0,66 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355- 07	Сервер ПАО «Рос- сети Ленэнерго», УСВ-2, Рег. № 41681-10, сервер АИИС КУЭ, УСВ- 3, Рег. № 64242-16
32	ПС 110 кВ ПГВ П/Я Р-6681 (ПС- 503), РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.503-19	ТОЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 38395-08	НАМИТ-10, исп. НАМИТ-10-2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	A1805RALXQ V-P4GB- DW-4, Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	Сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16, УСПД RTU-327, Рег. № 41907-09
33	ПС 110 кВ ПГВ П/Я Р-6681 (ПС- 503), РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.503-23	ТОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 38395-08	НАМИТ-10, исп. НАМИТ-10-2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	A1805RALXQ V-P4GB- DW-4, Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	
34	ПС 110 кВ ПГВ П/Я Р-6681 (ПС- 503), РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.503-25	ТОЛ-10-1 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10, исп. НАМИТ-10-2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	EA05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666- 07	
35	ПС 110 кВ ПГВ П/Я Р-6681 (ПС- 503), РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.503-18	ТОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 38395-08	НАМИТ-10, исп. НАМИТ-10-2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	A1805 RALXQV- P4GB-DW-4, Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857- 06	
36	ПС 110 кВ ПГВ П/Я Р-6681 (ПС- 503), РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.503-22	ТОЛ-10-1 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10, исп. НАМИТ-10-2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	EA05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666- 07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
37	ПС 110 кВ ПГВ П/Я Р-6681 (ПС-503), РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.503-24	ТОЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 38395-08	НАМИТ-10, мод. НАМИТ-10-2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	A1805 RALXQV- P4GB-DW-4, Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16, УСПД RTU-327, Рег. № 41907-09
38	КРУН-10 кВ В-101-1, КВЛ 10 кВ ф.101	ТОЛ-НТ3 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТ3 10000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16
39	РП-8 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.12, ф. 503-18	ТОЛ-НТ3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	НАМИТ, мод. НАМИТ-10-2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 70324-18	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	
40	РП-8 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.1, ф. 503-23	ТОЛ-НТ3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	НАМИТ, мод. НАМИТ-10-2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 70324-18	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	
41	ТП-ОС-4 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.1, ф.503-19	ТОЛ-НТ3 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТ3 10000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	
42	КРП-8 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.4, КЛ-2 10 кВ	ТОЛ-НТ3 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТ3 10000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	
43	КРП-8 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.1, КЛ-1 10 кВ	ТОЛ-НТ3 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТ3 10000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
44	ТП-ОС-5 10 кВ, РУ-10 кВ, с.ш. 10 кВ, яч.3, ф. 503-24	ТОЛ-НТЗ 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 10000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593- 18	сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16

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 2 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов. 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 их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$),%
1-9, 14-29, 32-37	Активная	1,4	2,8
	Реактивная	2,1	4,0
10-13, 38-44	Активная	1,4	2,8
	Реактивная	2,1	3,9
30, 31	Активная	1,2	2,5
	Реактивная	1,8	5,2
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с			± 5

Примечания:

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

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

3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos\varphi=0,8$ ($\sin\varphi=0,6$), токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, и при $\cos\varphi=0,8$ ($\sin\varphi=0,6$), токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до плюс 40 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	44
<p>Нормальные условия: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха при +25 °С, % 	<p>от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +15 до +25 от 30 до 80</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1 – 12, 14 – 23, 25, 26, 29, 32, 34, 37, 38, 48, 51, 54 – 57, 59 – 69 - ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 13, 24, 27, 28, 30, 31, 33, 35, 36, 39 – 47, 49, 50, 52, 53, 58 - коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ - температура окружающей среды для счетчиков, УСПД RTU 327, УСВ-2, УСВ-3, °С - температура окружающей среды для ТТ, °С - температура окружающей среды для ТН, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность воздуха при +25 °С, % - частота, Гц 	<p>от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк} от +5 до +35 от -45 до +50 от -45 до +50 от 80 до 106,7 от 75 до 98 от 49,6 до 50,4</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <ul style="list-style-type: none"> для счетчиков типа Альфа А1800: <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Меркурий 234: <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МД: <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05М: <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК: <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>120000 2 220000 2 165000 2 140000 2 165000 2</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>для счетчиков типа ЕвроАльфа:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>для УСПД RTU-327:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>для УСВ-2:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>для УСВ-3:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<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>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее 	<p>45</p> <p>10</p>
<p>для сервера УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу, лет, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>для серверов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>45</p> <p>5</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.

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК.

- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5–Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛП-10	12
Трансформатор тока	ТОЛ	6
Трансформатор тока	ТОЛ – 10 УЗ	12
Трансформатор тока	ТЛО-10	30
Трансформатор тока	ТЛК-10	6
Трансформатор тока	ТВК-10	6
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор тока	ТЛО-10-І	6
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	18
Трансформатор тока	ТПЛ	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66 УЗ	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛІ	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(ІІ)-НТЗ	15
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	27
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М	5
Счётчик электрической энергии трехфазный статический	Меркурий 230	2
Счётчик электрической энергии трехфазный статический	Меркурий 234	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАльфа	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МД	6
Комплекс технических средств	ПО «Пирамида 2000»	1
Комплекс технических средств	ПО «Пирамида-Сети»	1
Комплекс технических средств	ПО «АльфаЦентр»	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	Сервер АИИС КУЭ	1
Сервер ИВК	Сервер ПАО «Россети Ленэнерго»	1
Методика поверки	МП	1
Паспорт-Формуляр	ЭССО.411711.АИИС.314 ПФ	1
Руководство по эксплуатации	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии по ГТП ООО «РКС-энерго» «Сосновоборские горэлектросети», аттестованном ООО «МЦМО», регистрационный номер 01.00324-2011 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии по ГТП ООО «РКС-энерго» «Сосновоборские горэлектросети».

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.

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Межрегиональный Центр Метрологического Обеспечения» (ООО «МЦМО»)

ИНН7715671659

Адрес: 600021, область Владимирская, город Владимир, улица Пушкинская, дом 46, офисы 514, 515, 517

Телефон: +7 (4922) 47-09-34

E-mail: mcmo@esssp.vladinfo.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ивановской области"

Адрес: 153000, г.Иваново, ул. Почтовая, д. 31/42

Телефон: +7 (4932) 32-84-85

Факс: +7 (4932) 41-60-79

E-mail: post@ivcsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Ивановский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311781 от 22.08.2016г.

