

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по объектам ПС 110 кВ «Тихвин-Западная» (ПС-147), ПС 110 кВ «Лаврики» (ПС-218), ПС 110 кВ «Тосно-Новая» (ПС-539), ПС 110 кВ «Новожилово» (ПС-559), ПС 110 кВ «Кудрово» (ПС-335)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по объектам ПС 110 кВ «Тихвин-Западная» (ПС-147), ПС 110 кВ «Лаврики» (ПС-218), ПС 110 кВ «Тосно-Новая» (ПС-539), ПС 110 кВ «Новожилово» (ПС-559), ПС 110 кВ «Кудрово» (ПС-335) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии.

Описание средства измерений

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

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из:

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

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя серверы ПАО «Ленэнерго», ООО «РКС-энерго», устройство синхронизации времени УСВ-1 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28716-05 (Reg. № 28716-05), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
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 мин);

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

передача результатов измерений в организации-участники ОРЭМ;

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);

сбор, хранение и передачу журналов событий счетчиков;

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 электроэнергии ИИК 1 – 8, 11 – 18, 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 ООО «РКС-энерго» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии ИИК 9, 10, считывает 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

Серверы ПАО «Ленэнерго» и ООО «РКС-энерго» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляют обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов.

Измерительные данные с сервера ПАО «Ленэнерго» с периодичностью не реже одного раза в сутки в автоматизированном режиме поступают на сервер ООО «РКС-энерго», в том числе с возможным использованием отчетов в формате макетов электронного документооборота XML. Сервер ООО «РКС-энерго» (или оператор АРМ) осуществляет передачу информации в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента. Сервер ООО «РКС-энерго» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML, а также иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят часы устройства синхронизации времени, счетчиков, сервера ПАО «Ленэнерго», сервера ООО «РКС-энерго». В качестве устройства синхронизации времени используется УСВ-1, а также NTP-сервер точного времени. УСВ-1 осуществляет прием сигналов точного времени от GPS-приемника непрерывно.

Сравнение показаний часов сервера ООО «РКС-энерго» и NTP-сервера происходит один раз в час. Синхронизация осуществляется независимо от расхождения показаний часов сервера ООО «РКС-энерго» и NTP-сервера.

Сравнение показаний часов сервера ПАО «Ленэнерго» и УСВ-1 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация осуществляется независимо от показаний часов сервера ПАО «Ленэнерго» и УСВ-1.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 1 – 8, 11 – 18 и сервера ПАО «Ленэнерго» происходит при обращении к счетчикам ИИК 1 – 8, 11 – 18, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИИК 1 – 8, 11 – 18 и сервера ПАО «Ленэнерго» осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 1 – 8, 11 – 18 и сервера ПАО «Ленэнерго» на величину более чем ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 9, 10 и сервера ООО «РКС-энерго» происходит при обращении к счетчикам ИИК 9, 10, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИИК 9, 10 и сервера ООО «РКС-энерго» осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 9, 10 и сервера ООО «РКС-энерго» на величину более чем ± 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
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	56f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование ИИК	Состав ИИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Тихвин-Западная (ПС-147), РУ-10 кВ, 1с. 10 кВ, яч. 147-07 КЛ-10 кВ	ТОЛ-10-1 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 16687-07	A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Сервер ПАО «Ленэнерго», сервер ООО «РКС-энерго», УСВ-1 Зав. № 856, Рег. № 28716-05
2	ПС 110 кВ Тихвин-Западная (ПС-147), РУ-10 кВ, 1с. 10 кВ, яч. 147-11 КЛ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 16687-07	A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
3	ПС 110 кВ Тихвин-Западная (ПС-147), РУ-10 кВ, 2с. 10 кВ, яч. 147-02 КЛ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 16687-07	A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
4	ПС 110 кВ Тихвин-Западная (ПС-147), РУ-10 кВ, 2с. 10 кВ, яч. 147-12 КЛ-10 кВ	ТОЛ-10-1 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 16687-07	A1805RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
5	ПС 110 кВ Лаврики (ПС-218), ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ИМВ 145 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 47845-11	СРВ 123 кл.т. 0,2 кт.н. 110000/√3: 100/√3 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-17	
6	ПС 110 кВ Лаврики (ПС-218), ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ИМВ 145 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 47845-11	СРВ 123 кл.т. 0,2 кт.н. 110000/√3: 100/√3 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-17	
7	ПС 110 кВ Тосно-Новая (ПС-539), ЗРУ-10 кВ, 1с. 10 кВ, яч. 106, ф. 106	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 500/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 16687-07	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
8	ПС 110 кВ Тосно-Новая (ПС-539), ЗРУ-10 кВ, 2с. 10 кВ, яч. 206, ф. 206	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 500/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 16687-07	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ПС 110 кВ Новожилово (ПС-559), ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТОГФ-110 кл.т. 0,2S кт.т. 200/5 Рег. № 44640-10	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 кт.н. 110000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	сервер ООО «РКС-энерго»
10	ПС 110 кВ Новожилово (ПС-559), ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТОГФ-110 кл.т. 0,2S кт.т. 200/5 Рег. № 44640-10	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 кт.н. 110000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
11	ПС 110 кВ Кудрово (ПС-335), РУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч. 304, ф. 335-304	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 1000/5 Рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Сервер ПАО «Ленэнерго», сервер ООО «РКС-энерго», УСВ-1 Зав. № 856, Рег. № 28716-05
12	ПС 110 кВ Кудрово (ПС-335), РУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч. 305, ф. 335-305	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 1000/5 Рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
13	ПС 110 кВ Кудрово (ПС-335), РУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч. 309, ф. 335-309	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
14	ПС 110 кВ Кудрово (ПС-335), РУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч. 310, ф. 335-310	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
15	ПС 110 кВ Кудрово (ПС-335), РУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч. 406, ф. 335-406	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
16	ПС 110 кВ Кудрово (ПС-335), РУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч. 407, ф. 335-407	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
17	ПС 110 кВ Кудрово (ПС-335), РУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч. 410, ф. 335-410	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
18	ПС 110 кВ Кудрово (ПС-335), РУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч. 411, ф. 335-411	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

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-1 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 ИИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{I_{1(2)}}\%, I_{1(2)}\% I_{изм} < I_{5\%}$	$d_{5\%}\%, I_{5\%}\% I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{20\%}\%, I_{20\%}\% I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{100\%}\%, I_{100\%}\% I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 4 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
5, 6, 9, 10 ТТ - 0,2S; ТН - 0,2; Счетчик - 0,2S	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,9	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,6	±1,1	±1,0	±1,0
	0,5	±2,1	±1,4	±1,2	±1,2
7, 8 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
11 – 18 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
Номер ИИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{I_{2(2)}}\%, I_{2(2)}\% I_{изм} < I_{5\%}$	$d_{5\%}\%, I_{5\%}\% I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{20\%}\%, I_{20\%}\% I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{100\%}\%, I_{100\%}\% I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 4 ТТ - 0,5S; ТН - 0,5; Счетчик – 1,0	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
5, 6, 9, 10 ТТ - 0,2S; ТН - 0,2; Счетчик - 0,5	0,44	±2,9	±2,5	±2,0	±2,0
	0,6	±2,5	±2,3	±1,8	±1,8
	0,71	±2,4	±2,2	±1,7	±1,7
	0,87	±2,2	±2,1	±1,7	±1,7

Продолжение таблицы 3

Номер ИИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при изменении реактивной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{I(2)\%, I_2\% \leq I_{изм} < I_5\%}$	$d_{5\%, I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}}$	$d_{20\%, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}}$	$d_{100\%, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}}$
7, 8 ТТ - 0,2S; ТН - 0,5; Счетчик - 0,5	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
11 – 18 ТТ - 0,5S; ТН - 0,5; Счетчик - 0,5	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
Пределы абсолютной погрешности синхронизации часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC(SU) ±5 с					
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИИК 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 ИИК

Наименование характеристики	Значение
<p>Нормальные условия применения:</p> <p>параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ частота, Гц коэффициент мощности cos j температура окружающей среды, °C относительная влажность воздуха при +25 °C, %</p>	<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>Рабочие условия применения:</p> <p>параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, УСВ-1, °C относительная влажность воздуха при +25 °C, %</p>	<p>от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{смк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +5 до +35 от 75 до 98</p>

Продолжение таблицы 4

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики СЭТ-4ТМ.03М Рег. № 36697-08: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч Счетчики СЭТ-4ТМ.03М Рег. № 36697-12: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч Счетчики СЭТ-4ТМ.03М Рег. № 36697-17: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч Счетчики А1800: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-1: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 165000 2 220000 2 120000 2 35000 2
Глубина хранения информации Счетчики СЭТ-4ТМ.03М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее Счетчики А1800: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее Серверы: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113,7 10 172 10 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

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

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ИМВ 145	6 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТОГФ-110	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	30 шт.
Трансформатор напряжения	СРВ 123	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	4 шт.
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Счетчик электрической энергии много-функциональный	A1805RALQ-P4GB-DW-4	4 шт.
Счетчик электрической энергии много-функциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	2 шт.
Счетчик электрической энергии много-функциональный	СЭТ-4ТМ.03М	12 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	2 шт.
Сервер (ООО «РКС-энерго»)	Intel Xeon	1 шт.
Сервер (ПАО «Ленэнерго»)	HP Proliant ML370	1 шт.
Методика поверки	РТ-МП-5655-500-2018	1 экз.
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.330 ПФ	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-5655-500-2018 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по объектам ПС 110 кВ «Тихвин-Западная» (ПС-147), ПС 110 кВ «Лаврики» (ПС-218), ПС 110 кВ «Тосно-Новая» (ПС-539), ПС 110 кВ «Новожилово» (ПС-559), ПС 110 кВ «Кудрово» (ПС-335). Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 07.12.2018 г.

Основные средства поверки:

трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;

трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;

счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-08) – по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;

счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-12) – по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2012 г.;

счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-17) – по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2017 г.;

счетчиков Альфа А1800 – по методике поверки ДЯИМ.411152.018 МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2012 г.;

УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки 221 00.000МП» утверждённым ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2004 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, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) 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 в виде оттиска клейма поверителя и (или) наклейки.

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» по объектам ПС 110 кВ «Тихвин-Западная» (ПС-147), ПС 110 кВ «Лаврики» (ПС-218), ПС 110 кВ «Тосно-Новая» (ПС-539), ПС 110 кВ «Новожилово» (ПС-559), ПС 110 кВ «Кудрово» (ПС-335). Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0027/2018-01.00324-2011 от 09.11.2018 г.

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, ул. Пушкарская, д. 46, офисы №№ 514, 515, 517

Телефон: +7 (4922) 47-09-36

Факс: +7 (4922) 47-09-37

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

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.