

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Октябрьской железной дороги филиала ОАО «РЖД» в границах Ленинградской области

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Октябрьской железной дороги филиала ОАО «РЖД» в границах Ленинградской области (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

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-327 (далее – УСПД), контроллер СИКОН С70, устройство синхронизации времени УСВ-1 и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ИВК Центра сбора данных ОАО «РЖД», сервер ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», сервер центра сбора и обработки данных (ЦСОД) ОАО «Ленэнерго» и ИВК «ИКМ-Пирамида», УССВ-16HVS, УССВ-35HVS, УСВ-1 и УСВ-2, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» и ПО «Пирамида-2000».

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков измерительных каналов №№ 1-11 и №№ 14-40 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД RTU-327, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации. Далее по каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, данные передаются на сервер сбора данных ОАО «РЖД», где происходит оформление отчетных документов. Передача информации об энергопотреблении на сервер ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически, путем межсерверного обмена.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков измерительных каналов №№ 12, 13, по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на GSM-модем, после чего сигнал передаётся по каналу связи стандарта GSM на входы контроллера СИКОН С70, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации. Далее через GSM контроллер результаты измерений передаются на ИВК «ИКМ-Пирамида», где происходит сбор, обработка и передача информации на ЦСОД ОАО «Ленэнерго». Данные об энергопотреблении с ЦСОД ОАО «Ленэнерго» в автоматическом режиме передаются на сервер ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде отчетов XML-формата, в рамках согласованного сторонами регламента.

Сервер ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» осуществляет передачу полученных данных в виде XML-отчетов в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и другим заинтересованным организациям ОРЭМ.

Передача информации от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ и другим смежным субъектам ОРЭ осуществляется по каналу связи сети Internet в виде xml-файлов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации системного времени УССВ типов 16HVS и 35LVS (35HVS), синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника, устройствами синхронизации времени УСВ-1, синхронизирующими собственное время по сигналам времени, получаемым от GPS/GLONASS-приемника, входящего в состав УСВ-1.

Для синхронизации часов сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» используется УССВ-16HVS. Синхронизация УССВ-16HVS и сервера происходит 1 раз в час. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем  $\pm 1$  с.

Для синхронизации сервера ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ ОАО «РЖД» используется УССВ типа 35LVS (35HVS). УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога  $\pm 1$  с происходит коррекция часов сервера.

Часы УСПД RTU-327 синхронизируются с сервером сбора данных ОАО «РЖД» при каждом сеансе связи УСПД - сервер, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее  $\pm 1$  с.

Часы счетчиков ИИК №№ 1 – 11, 14 – 40 синхронизируются с часами УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 1$  с.

Для синхронизации часов ЦСОД ОАО «Ленэнерго» используется УСВ-1. Сравнение показаний часов УСВ-1 и сервера происходит 1 раз в час. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем  $\pm 1$  с.

Часы сервера ИВК «ИКМ-Пирамида» синхронизированы с часами УСВ-2, синхронизация осуществляется 1 раз в час. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем  $\pm 1$  с.

Синхронизация часов контроллера СИКОН С70 осуществляется от УСВ-1. Коррекция осуществляется при расхождении на величину более чем  $\pm 1$  с. Каждый сеанс связи УСВ-1 с контроллером СИКОН С70 осуществляется сравнение и синхронизация часов. Часы счетчиков ИИК №№ 12, 13 синхронизируются с часами контроллера ежеминутно, коррекция часов счетчиков осуществляется при расхождении показаний на величину более чем  $\pm 2$  с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии, контроллеров СИКОН С70, УСПД RTU-327 и ИВК «ИКМ-Пирамида» отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» и ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействия со смежными системами.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» и ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
<b>ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ ОАО «РЖД»</b>					
«Альфа-ЦЕНТР»	"АльфаЦЕНТР АРМ"	AlphaCenterClientSetup.exe	4	a65bae8d7150931f811cfbc6e4c7189d	MD5
	"АльфаЦЕНТР СУБД "Oracle"	AlphaCenterSetup.exe	9	bb640e93f359bab15a02979e24d5ed48	
	"АльфаЦЕНТР Коммуникатор"	ACCommSetup.exe	3	3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6	
«ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА»	ПК "Энергия Альфа 2"	Setup.exe	2.0.0.2	17e63d59939159ef304b8ff63121df60	

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
<b>ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»</b>					
ПО «Альфа-ЦЕНТР»	Программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	3.20.0.0	559f01748d4be825c8cda4c32dc26c56	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		f2958dc53376bc1324effbc01e4de5cd	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		4e1d6c29eb14eb6192d408ea5de3de85	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll	3.20.0.0	0630461101a0d2c1f5005c116f6de042	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	
1.2.0.46 CryptoSendMail	Программа формирования и отправки криптографически защищенных сообщений	CryptoSendMail.exe	1.2.0.46	f8b11f8c085fb8290bc458f5db5f979a	MD5
<b>ЦСОД ОАО «Ленэнерго», ИВК «ИКМ-Пирамида»</b>					
ПО «Пирамида 2000»	Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	Версия 3.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
	Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll		b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	
	Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll		d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Пирамида 2000»	Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	Версия 3.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll		6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	
	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll		48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	
	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll		c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	
	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll		ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	
	Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll		530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	
	Модуль расчета величины ресинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll		1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Программный модуль УСВ-1	Программный модуль УСВ-1	usv.exe	Версия 1.0	ba558d4565c3cedb9a acb83afd6737b2	MD5

Комплексы измерительно-вычислительные для учёта электрической энергии «АльфаЦЕНТР» внесены в Государственный реестр средств измерений под регистрационным номером № 44595-10.

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электроэнергии «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» внесены в Государственный реестр средств измерений под регистрационным номером № 35052-07.

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр №21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 — Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ подстанций Октябрьской железной дороги филиала ОАО «РЖД» в границах Ленинградской области и их основные метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид элект- ро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энер- гии	ИВКЭ		Основная погреш- ность, %	Погреш- ность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС «Поповка - тяговая» 110/35/10кВ Вв-1- 10кВ	ТЛО-10 1500/5 Кл.т.0,5S Зав. №1775 Зав.№ 1776 Зав. № 1773	ЗНОЛ.06-10У3 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Зав.№ 1003724 Зав.№ 1003686 Зав.№. 1002636	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01230017	RTU-327 Зав. № 001509 Зав. № 001517 Зав. № 000539	Актив- ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тивная	± 2,5	± 5,6
2	ПС «Поповка - тяговая» 110/35/10кВ Вв-2- 10кВ	ТЛО-10 1500/5 Кл.т. 0,5S Зав. №1777 Зав.№ 1772 Зав. № 1774	ЗНОЛ.06-10У3 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Зав.№ 1003790 Зав.№ 1003685 Зав.№. 1003690	А1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01230016		Актив- ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тивная	± 2,5	± 5,6
3	ПС «Померанье - тяговая» 110/10кВ Ввод Т-1-110кВ	ТБМО-110 УХЛ1 50/1 Кл.т. 0,2S Зав. №1430 Зав.№ 1448 Зав. № 1444	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 Зав.№ 1036 Зав.№ 1037 Зав.№ 905	EA05RAL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01069464		Актив- ная	± 0,8	± 2,1
						Реак- тивная	± 1,5	± 4,9
4	ПС «Померанье - тяговая» 110/10кВ Ввод Т-2-110кВ	ТБМО-110 УХЛ1 50/1 Кл.т. 0,2S Зав. №1449 Зав.№ 1436 Зав. № 1445	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 Зав.№ 888 Зав.№ 886 Зав.№ 903	EA05RAL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01136473		Актив- ная	± 0,8	± 2,1
						Реак- тивная	± 1,5	± 4,9
5	ПС Пискаревка- тяговая 35кВ, ввод-Т-1 35кВ	GIF-30-45 300/5 Кл.т. 0,2S Зав.№ 10476458 Зав.№ 10476455 Зав. № 10476457	ЗНОМ-35-54 35000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Зав.№ 7242 Зав.№ 7128 Зав.№ 6942	EA05RAL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01130097		Актив- ная	± 1,0	± 2,2
						Реак- тивная	± 1,8	± 5,0
6	ПС Пискаревка- тяговая 35кВ, ввод-Т-2 35кВ	GIF-30-45 300/5 Кл.т. 0,2S Зав.№ 10476456 Зав.№ 10476451 Зав. № 10476454	ЗНОМ-35-54 35000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Зав.№ 5456 Зав.№ 6914 Зав.№ 8985	EA05RAL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01130064	Актив- ная	± 1,0	± 2,2	
					Реак- тивная	± 1,8	± 5,0	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	ПС «Мельничный ручей - тяговая» 110/35/10 кВ Т-1-110кВ	ТБМО-110 УХЛ1 150/1 Кл.т. 0,2S Зав. № 965 Зав.№ 962 Зав.№ 973	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 Зав.№ 942 Зав.№ 954 Зав.№ 947	EA05RAL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01097628	RTU-327 Зав. № 001509 Зав. № 001517 Зав. № 000539	Актив- ная	± 0,8	± 2,1
						Реак- тивная	± 1,5	± 4,9
8	ПС «Лебяжье- тя- говая» 110/10кВ Т-1 -110кВ	ТБМО-110 УХЛ1 75/1 Кл.т. 0,2S Зав. № 1562 Зав.№ 1598 Зав.№ 1563	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 Зав.№ 2128 Зав.№ 969 Зав.№ 699	EA05RAL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01130160		Актив- ная	± 0,8	± 2,1
						Реак- тивная	± 1,5	± 4,9
9	ПС «Лебяжье- тя- говая» 110/10кВ Т-2 -110кВ	ТБМО-110 УХЛ1 75/1 Кл.т. 0,2S Зав. № 1560 Зав.№ 1565 Зав.№ 1569	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 Зав.№ 852 Зав.№ 847 Зав.№ 845	EA05RAL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01130203		Актив- ная	± 0,8	± 2,1
					Реак- тивная	± 1,5	± 4,9	
10	ПС "Чолово- тяговая" 110/35/10кВ ВЛ-110 кВ Чолов- ская-1	VAU-110 50/1 Кл.т. 0,2S Зав. № 864938 Зав.№ 864940 Зав.№ 864939	VAU-110 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 Зав. № 864938 Зав.№ 864940 Зав.№ 864939	EA05 RAL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01130369	Актив- ная	± 0,8	± 2,1	
					Реак- тивная	± 1,5	± 4,9	
11	ПС «Теребочево - тяговая» 110/10кВ, ВЛ-110кВ Береж- ковская-1	ТБМО-110 УХЛ1 600/1 Кл.т. 0,2S Зав. № 5670 Зав.№ 5669 Зав.№ 5671	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 Зав.№ 3712 Зав.№ 3740 Зав.№ 3741	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01231409	Актив- ная	± 0,6	± 1,5	
					Реак- тивная	± 1,1	± 2,9	
12	ПС-244 «Размете- лево» 110/35/10кВ, Вв-1-10кВ	ТВЛМ -10 800/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 25578 Зав. № 25501 Зав. № 25572	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 3470	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01155451	СИКОН С70 Зав.№ 02180	Актив- ная	± 1,3	± 3,2
						Реак- тивная	± 2,5	± 5,2
13	ПС-244 «Размете- лево» 110/35/10кВ, Вв-2-10кВ	ТПОЛ-10 800/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 48263 Зав. № 48268 Зав. № 48125	НАМИ-10 У2 10000/100 Кл.т. 0,2 Зав.№ 254	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01155242	Актив- ная	± 1,1	± 3,2	
					Реак- тивная	± 2,2	± 5,1	
14	ПС «Старый Пе- тергоф-тяговая" 35/6кВ Ввод Т-5 6кВ	ТОЛ-10-ИМ-4 1500/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 183 Зав. № 641 Зав. № 642	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 6559090000001	Меркурий 233 ART2-00 KRR Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 04415997	RTU-327 Зав. № 001509 Зав. № 001517 Зав. № 000539	Актив- ная	± 1,3	± 3,3
					Реак- тивная	± 2,5	± 5,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	ПС «Старый Петергоф-тяговая» 35/6кВ Ввод Т-6 6кВ	ТОЛ-10-ИМ-4 УХЛ2 1500/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 107 Зав. № 115 Зав. № 116	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 6560090000002	Меркурий 233 ART2-00 KRR Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 05366451	RTU-327 Зав. № 001509 Зав. № 001517 Зав. № 000539	Активная	± 1,3	± 3,3
						Реактивная	± 2,5	± 5,6
16	ПС «Старый Петергоф-тяговая» 35/6кВ яч.12 КЛ-6кВ	ТОЛ-10-И-7 У2 200/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 21391 Зав. № 21390 Зав. № 21319		Меркурий 233 ART2-00 KRR Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 04424286		Активная	± 1,3	± 3,3
						Реактивная	± 2,5	± 5,6
17	ПС «Старый Петергоф-тяговая» 35/6кВ яч.11 КЛ-6кВ	ТОЛ-10-И-7 У2 200/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 21388 Зав. № 21318 Зав. № 21316	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 6559090000001	Меркурий 233 ART2-00 KRR Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 04439302		Активная	± 1,3	± 3,3
						Реактивная	± 2,5	± 5,6
18	ПС «Лигово-тяговая» 35/6кВ Ввод Т-1 6кВ (яч.7)	ТОЛ-10-ИМ-4 УХЛ2 1500/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 365 Зав. № 192 Зав. № 191	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 6559090000002	Меркурий 233 ART2-00 KRR Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 04439303		Активная	± 1,1	± 3,0
						Реактивная	± 2,3	± 4,7
19	ПС «Лигово-тяговая» 35/6кВ Ввод Т-2 6кВ (яч.8)	ТОЛ-10-ИМ-4 УХЛ2 1500/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 117 Зав. № 108 Зав. № 109	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 6560090000001	Меркурий 233 ART2-00 KRR Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 04434250	Активная	± 1,1	± 3,0	
					Реактивная	± 2,3	± 4,7	
20	ПС «Лигово-тяговая» 35/6кВ фид.Лигово 6кВ (яч.21)	ТОЛ-10-И-7 У2 300/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 184 Зав. № 92 Зав. № 89	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 6559090000002	Меркурий 233 ART2-00 KRR Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 04424297	Активная	± 1,1	± 3,0	
					Реактивная	± 2,3	± 4,7	
21	ПС «Лигово-тяговая» 35/6кВ фид.ТПЭ 6кВ (яч.24)	ТОЛ-10-И-7 У2 300/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 21478 Зав. № 21485 Зав. № 21475	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 6560090000001	Меркурий 233 ART2-00 KRR Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 04439298	Активная	± 1,1	± 3,0	
					Реактивная	± 2,3	± 4,7	
22	ПС Гатчина-тяговая 110/10кВ ОРУ 110 кВ КЛ 110 кВ Гатчинская -1	IMB123 1000/1 Кл.т. 0,2S Зав.№ 8802204 Зав.№ 8802203 Зав.№ 8802199	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 Зав.№ 5069 Зав.№ 5056 Зав.№ 5032	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01210978	Активная	± 0,6	± 1,5	
					Реактивная	± 1,1	± 2,9	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	ПС Новолисино- тяговая 110/10кВ, КВЛ 110 кВ Фор- носовская-6	IMB123 600/1 Кл.т. 0,2S Зав.№ 1HSE8801124 Зав.№ 1HSE8801126 Зав.№ 1HSE8801128	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 Зав.№ 4646 Зав.№ 4647 Зав.№ 4648	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01206077	RTU-327 Зав. № 001509 Зав. № 001517 Зав. № 000539	Актив- ная	± 0,6	± 1,5
						Реак- тивная	± 1,1	± 2,9
24	ПС Новолисино- тяговая 110/10кВ, КВЛ 110 кВ Фор- носовская-7	IMB123 600/1 Кл.т. 0,2S Зав.№ 1HSE8801129 Зав.№ 1HSE8801127 Зав.№ 1HSE8801125	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 Зав.№ 4641 Зав.№ 4656 Зав.№ 4655	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01206073		Актив- ная	± 0,6	± 1,5
						Реак- тивная	± 1,1	± 2,9
25	ПС «Лужская - тяговая» 110/10кВ Ввод-1 110кВ	ТОГФ-110 400/1 Кл.т. 0,2S Зав.№ 336 Зав.№ 334 Зав.№ 335	НАМИ-110УХЛ1 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 Зав.№ 8012 Зав.№ 8019 Зав.№ 8024	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01248006		Актив- ная	± 0,6	± 1,5
						Реак- тивная	± 1,1	± 2,4
26	ПС «Лужская - тяговая» 110/10кВ Ввод-2 110кВ	ТОГФ-110 400/1 Кл.т. 0,2S Зав.№ 349 Зав.№ 360 Зав.№ 347	НАМИ-110УХЛ1 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 Зав.№ 7891 Зав.№ 7825 Зав.№ 7569	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01244472		Актив- ная	± 0,6	± 1,5
						Реак- тивная	± 1,1	± 2,4
27	ЭЧ-3 "Поповка" 110/35/10кВ РУ-10кВ 2с.ш. яч.№17 (ф.2)	ТЛО-10 400/5 Кл.т. 0,5 S Зав.№ 1780 Зав.№ 1788 Зав.№ 1784	ЗНОЛ.06-10У3 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Зав.№. 1003790 Зав.№ 1003685 Зав.№ 1003690	A1805RLQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01230030	Актив- ная	± 1,3	± 3,3	
					Реак- тивная	± 2,5	± 5,6	
28	ЭЧ-3 "Поповка" 110/35/10кВ РУ-10кВ 1с.ш. яч.№8 (ф. 3)	ТЛО-10 400/5 Кл.т. 0,5 S Зав.№ 1781 Зав.№ 12687 Зав.№ 1787	ЗНОЛ.06-10У3 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Зав.№. 1003724 Зав.№ 1003686 Зав.№ 1002636	A1805RLQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01230022	Актив- ная	± 1,3	± 3,3	
					Реак- тивная	± 2,5	± 5,6	
29	ЭЧ-3 "Поповка" 110/35/10кВ РУ-10кВ 1с.ш. яч.№3 (ф.9)	ТЛО-10 400/5 Кл.т. 0,5 S Зав.№ 1786 Зав.№ 1785 Зав.№ 1782			A1805RLQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01230027	Актив- ная	± 1,3	± 3,3
					Реак- тивная	± 2,5	± 5,6	
30	ПС Поповка 110/35/10кВ, ЗРУ- 10кВ, 1СШ-10кВ, ф.482-03-10кВ (ф.1)	ТЛО-10 100/5 Кл.т. 0,5 S Зав.№ 1805 Зав.№ 1808 Зав.№ 1819		EA05RAL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01097606	Актив- ная	± 1,3	± 3,3	
					Реак- тивная	± 2,5	± 6,4	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
31	ПС Поповка 110/35/10кВ, ЗРУ- 10кВ, 2СП-10кВ, ф.482- 18-10кВ (ф.4)	ТЛО-10 100/5 Кл.т. 0,5 S Зав.№ 1817 Зав.№ 1806 Зав.№ 1811	ЗНОЛ.06-10У3 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Зав.№. 1003790 Зав.№ 1003685 Зав.№ 1003690	EA05RAL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01130235	RTU-327 Зав. № 001509 Зав. № 001517 Зав. № 000539	Актив- ная	± 1,3	± 3,3
32	ПС «Мга - тяго- вая» Малуксин- ская-1 110кВ	TG145 N УХЛ1 600/5 Кл.т. 0,2 S Зав.№ 03996 Зав.№ 03997 Зав.№ 03998	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 Зав.№ 1503 Зав.№ 1513 Зав.№ 1539	EA02RAL-B-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01162388		Актив- ная	± 0,6	± 1,5
33	ПС «Мга - тяго- вая» Апраксин- ская-1 110кВ	TG145 N УХЛ1 600/5 Кл.т. 0,2 S Зав.№ 04007 Зав.№ 04005 Зав.№ 04006		EA02RAL-B-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01162389		Актив- ная	± 0,6	± 1,5
34	ПС «Мга - тяго- вая» Колпинская-2 110кВ	TG145 N УХЛ1 600/5 Кл.т. 0,2 S Зав.№ 04003 Зав.№ 04004 Зав.№ 04002	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 Зав.№ 1493 Зав.№ 2052 Зав.№ 2055	EA02RAL-B-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01162391		Актив- ная	± 0,6	± 1,5
35	ПС «Мга - тяго- вая» ОВ-110 кВ	TG145 N УХЛ1 600/5 Кл.т. 0,2 S Зав.№ 04000 Зав.№ 03999 Зав.№ 04001		A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01228685		Актив- ная	± 0,6	± 1,5
36	ПС «Мга - тяго- вая» Т-1 110кВ	TG145 N УХЛ1 200/5 Кл.т. 0,5 S Зав.№ 03990 Зав.№ 03991 Зав.№ 03992	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 Зав.№ 1503 Зав.№ 1513 Зав.№ 1539	EA02RAL-B-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01162387		Актив- ная	± 1,0	± 2,9
37	ПС «Мга - тяго- вая» Т-2 110кВ	TG145 N УХЛ1 200/5 Кл.т. 0,5 S Зав.№ 03994 Зав.№ 03993 Зав.№ 03995		EA02RAL-B-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01162390		Актив- ная	± 1,0	± 2,9
38	ПС №424 "Паша" 220 кВ	ТБМО-220 УХЛ1 100/1 Кл.т. 0,2 S Зав.№ 1073 Зав.№ 1084 Зав.№ 1085	НАМИ-220 УХЛ1 220000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 Зав.№ 1950 Зав.№ 1966 Зав.№ 1960	EA05RAL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01130301		Актив- ная	± 0,8	± 2,1
						Реак- тивная	± 1,5	± 4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
39	ПС "Низовская-тяговая" 110/35/10кВ ВЛ-110кВ Лужская-6	ТБМО-110 УХЛ1 600/1 Кл.т. 0,2 S Зав.№ 2384 Зав.№ 2208 Зав.№ 2143	НАМИ-110-УХЛ1 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 Зав.№ 1723 Зав.№ 1709 Зав.№ 1894	EA05RAL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01130128	RTU-327 Зав. № 001509 Зав. № 001517 Зав. № 000539	Актив-ная  Реак-тивная	± 0,8  ± 1,5	± 2,1  ± 4,9
40	ПС "Низовская-тяговая" 110/35/10кВ ВЛ-110кВ Низовская-1	ТБМО-110 УХЛ1 600/1 Кл.т. 0,2 S Зав.№ 2147 Зав.№ 2135 Зав.№ 2348	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 Зав.№ 1858 Зав.№ 1840 Зав.№ 1891	EA05RAL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01130098		Актив-ная  Реак-тивная	± 0,8  ± 1,5	± 2,1  ± 3,9

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).

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

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации:

– параметры сети: напряжение (0,99 – 1,01)  $U_n$ ; ток (1,0 – 1,2)  $I_n$ ;  $\cos\varphi = 0,9_{\text{инд.}}$ ; частота (50 ± 0,15) Гц;

– температура окружающей среды: (23±2) °С.

5 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{Н1}$ ; диапазон силы первичного тока (0,01(0,05) – 1,2) $I_{Н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) 0,5 – 1,0(0,5 – 0,87); частота (50 ± 0,2) Гц;

– температура окружающего воздуха от минус 40°С до плюс 40°С;

– относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

– атмосферное давление от 86,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{Н2}$ ; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2) $I_{Н2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота (50 ± 0,2) Гц;

– магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;

– температура окружающего воздуха для счётчиков Меркурий 233 и Евро-АЛЬФА от минус 40°С до плюс 70°С;

– температура окружающего воздуха для счётчиков Альфа А1800 от минус 40°С до плюс 65°С;

– относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30 °С;

– атмосферное давление от 60,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

– температура окружающего воздуха от плюс 10°С до плюс 25°С;

– относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 20 °С;

– атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)%  $I_{ном} \cos\phi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 °С до плюс 30°С.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена ИВК «ИКМ-Пирамида», СИКОН, УССВ, УСПД и УСВ-1 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик Меркурий 233 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 150\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- счётчик ЕвроАЛЬФА – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 50\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- счётчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 120\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- контроллер СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  час;
- УСПД RTU-327 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 40\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  час;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  час;
- УСВ-1, УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 35\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД RTU-327 и контроллеров СИКОН С70 с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- журнал контроллера СИКОН:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и контроллере СИКОН;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

- журнал сервера ИВК «ИКМ-Пирамида»:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в сервере ИВК «ИКМ-Пирамида»;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - контроллера СИКОН;
  - сервера ИВК «ИКМ-Пирамида».

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика электрической энергии;
- контроллера СИКОН;
- УСПД;
- сервера ИВК «ИКМ-Пирамида».

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- контроллер СИКОН - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 5 лет;
- сервер – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Подстанций Октябрьской железной дороги филиала ОАО «РЖД» в границах Ленинградской области типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока	ТЛО-10	25433-08	21
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	24
Трансформаторы тока	GIF-30-45	29713-06	6
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	1856-63	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-02	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-ИМ-4	36307-07	12
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-И	15128-07	12
Трансформаторы тока	ИМВ 72-800	32002-06	9
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	44640-11	6
Трансформаторы тока	TG145-420	30489-05	18
Трансформаторы тока	ТБМО-220 УХЛ1	27069-11	3
Трансформаторы комбинированные	VAU-123	40088-08	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3344-08	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	24218-03	21
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	21
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ 35	912-54	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	11094-87	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-66 УЗ	831-69	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	16687-07	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	20344-05	3
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 233	34196-07	8
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	16666-97	18
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	31857-06	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	31857-11	8
Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327	RTU-327	41907-09	3
Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70	СИКОН С70	28822-05	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	41681-09	1
Комплексы информационно-вычислительные	ИКМ-Пирамида	45270-10	1
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 58155-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Октябрьской

железнодорожной филиала ОАО «РЖД» в границах Ленинградской области. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июле 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки";
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков электрической энергии Меркурий 233 (Госреестр № 34196-07) – согласно «Методике поверки» АВЛГ.411152.030 РЭ1, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 25 марта 2008 г.;
- счетчиков электрической энергии ЕвроАЛЬФА (Госреестр № 1666-97) – по методике поверки с помощью установок МК6800, МК6801;
- счетчиков электрической энергии Альфа А1800 (Госреестр № 31857-06) – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- счетчиков электрической энергии Альфа А1800 (Госреестр № 31857-11) – по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- контроллера СИКОН С70 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденным ВНИИМС в 2005 году;
- УСПД RTU-327 – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- устройства синхронизации времени УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 31.08.09 г.;
- устройства синхронизации времени УСВ-2 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.001И1», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.10 г.;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – в соответствии с документом «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки. ВЛСТ 230.00.000 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» 15.12.04 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1%.

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

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ подстанций Октябрьской железной дороги филиала ОАО «РЖД» в границах Ленинградской области для оптового рынка электроэнергии», аттестованной ООО «Техносоюз», аттестат об аккредитации № 01.00220-2013 от 05.07.2013 г.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Октябрьской железной дороги филиала ОАО «РЖД» в границах Ленинградской области**

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.

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли.

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»  
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)

Адрес: 105066, г. Москва, ул. Ольховская, д. 27, стр.3

Тел.: (495) 926-99-00

### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт» (ООО «Энергостандарт»)  
Юридический адрес: 123056, г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 42

### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел/факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30004-13 от 26.07.2013 г.

### **Заместитель**

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.