

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по объектам Всеволожские горэлектросети, ПС-514 110/10 кВ, ПС-98 «Мега-Парнас» 110/10 кВ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по объектам Всеволожские горэлектросети, ПС-514 110/10 кВ, ПС-98 «Мега-Парнас» 110/10 кВ (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, формирования отчетных документов и передачи информации в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

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

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 (далее по тексту - счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень - измерительно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ) включающие устройства сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 (Госреестр № 28822-05), СИКОН С50 (Госреестр № 28523-05), устройства синхронизации времени (УСВ) УСВ-1 (Госреестр № 28716-05), УСВ-2 (Госреестр № 41681-10), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя серверы ПАО «Ленэнерго», ООО «РКС-энерго», УСВ УСВ-1, автоматизированные рабочие места (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени 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 участникам ОРЭМ, прием информации о результатах измерений и состоянии средств измерений от смежных субъектов ОРЭМ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, 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).

Принцип действия

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи 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 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим календарным временем. Результаты измерений электроэнергии (W , кВт·ч, Q , квар·ч) передаются в целых числах.

УСПД, установленные на ПС №525 110/10 кВ, ПС-514 110/10 кВ, ПС-98 «Мега-Парнас» 110/10 кВ один раз в 30 минут по проводным линиям связи опрашивают счетчики, считывают параметры электросети и 30-минутный профиль мощности. Считанные профили используются УСПД для вычисления значений электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. В счетчиках для обеспечения возможности быстрой замены, коэффициенты трансформации установлены равными единице. УСПД выступают в качестве промежуточного хранилища измерительной информации, журналов событий.

Сервер ПАО «Ленэнерго» с периодичностью один раз в сутки по GSM-каналу опрашивает УСПД и считывает с них 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных.

Данные измерений, а также данные о состоянии технических и программных средств ИИК ТИ, ИВКЭ (журналы событий, статусы работоспособности ИИК ТИ) в автоматическом режиме один раз в сутки передаются на сервер ООО «РКС-энерго» по межмашинному обмену с использованием средств репликации БД ИИС «Пирамида».

Сервер ООО «РКС-энерго» сохраняет вложения электронных сообщений, получаемых от сервера ПАО «Ленэнерго» на жесткий диск с последующим импортом информации в базу данных (БД).

Сервер ООО «РКС-энерго» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в АО «АТС» с электронной подписью субъекта ОРЭ, АО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Доступ к информации, хранящейся в базе данных серверов, осуществляется с АРМ операторов АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы УСВ, счетчиков, УСПД, серверов ПАО «Ленэнерго», ООО «РКС-энерго». В качестве УСВ используются УСВ-1 и УСВ-2, к которым подключены GPS-приемники. УСВ-1 и УСВ-2 осуществляют прием сигналов точного времени от GPS-приемников непрерывно.

Сравнение показаний часов серверов ПАО «Ленэнерго», ООО «РКС-энерго» и УСВ-1 происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в час. Синхронизация часов серверов ПАО «Ленэнерго», ООО «РКС-энерго» и УСВ-1 осуществляется независимо от показаний часов серверов ПАО «Ленэнерго», ООО «РКС-энерго» и УСВ-1.

Сравнение показаний часов УСПД ИИК 1, 2 и УСВ-1 происходит один раз в 60 секунд. Синхронизация осуществляется независимо от величины расхождения показаний часов УСПД ИИК 1, 2 и УСВ-1.

Сравнение показаний часов УСПД ИИК 3, 4 и сервера ПАО «Ленэнерго» происходит один раз в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД ИИК 3, 4 и сервера ПАО «Ленэнерго» на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД ИИК 5, 6 и УСВ-2 происходит один раз в 60 секунд. Синхронизация осуществляется независимо от величины расхождения показаний часов УСПД ИИК 5, 6 и УСВ-2.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем ± 1 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)	Метрологически значимая часть ПО
1	2
Наименование 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
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню высокий по 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 объекта	Состав ИИК					Вид электро энергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС №525 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, яч. 315, ф. 525-315	ТЛО-10 кл. т. 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 13243; 13242; 13247 Госреестр № 25433-03	ЗНОЛ.06 кл. т. 0,5 Ктн = 10000:√3/ /100:√3 Зав. № 18445; 17018; 18983 Госреестр № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02.2 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 10061994 Госреестр № 20175-01	Сикон С70 Зав.№ 02170 Госреестр № 28822-05	Сервер ПАО «Ленэнерго», Сервер ООО «РКС-энерго»	активная реактивная
2	ПС №525 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, яч. 411, ф. 525-411	ТЛО-10 кл. т. 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 13260; 13264; 13254 Госреестр № 25433-03	ЗНОЛ.06 кл. т. 0,5 Ктн = 10000:√3/ /100:√3 Зав. № 18980; 18687; 18364 Госреестр № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02.2 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 10061881 Госреестр № 20175-01			активная реактивная
3	ПС-514 110/10/6 кВ, РУ-10 кВ, 3 с. 10 кВ, яч.514-311, ф.514-305	ТЛО-10 кл. т. 0,5S Ктт = 200/5 Зав. № 2026; 2986; 2022 Госреестр № 25433-08	ЗНОЛ.06 кл. т. 0,5 Ктн = 10000:√3/ /100:√3 Зав. № 5033; 5054; 9951 Госреестр № 3344-08	Меркурий 230 ART2-00 PQRSIDN кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 15604831 Госреестр № 23345-07	Сикон С50 Зав.№ 641 Госреестр № 28523-05		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
4	ПС-514 110/10/6 кВ, РУ-10 кВ, 4 с. 10 кВ, яч.514-405, ф.514-402	ТЛО-10 кл. т. 0,5S Ктт = 200/5 Зав. № 2002; 2021; 2015 Госреестр № 25433-08	ЗНОЛ.06 кл. т. 0,5 Ктн = 10000:√3/ /100:√3 Зав. № 9954; 9948; 10616 Госреестр № 3344-08	Меркурий 230 ART2-00 PQRSIDN кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 15604816 Госреестр № 23345-07	Сикон С50 Зав.№ 641 Госреестр № 28523-05	Сервер ПАО «Ленэнерго», Сервер ООО «РКС-энерго»	активная реактивная
5	ПС-98 «Мега-Парнас» 110/10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с. 10 кВ, яч. 109, ф. 98-109	ТЛО-10 кл. т. 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 19107; 19112; 19102 Госреестр № 25433-08	ЗНОЛП-ЭК-10 кл. т. 0,5 Ктн = 10000:√3/ /100:√3 Зав. № 2219; 2217; 2241 Госреестр № 40014-08	СЭТ- 4ТМ.03М.05 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0809100610 Госреестр № 36697-08	СИКОН С70 Зав.№ 05642 Госреестр № 28822-05		активная реактивная
6	ПС-98 «Мега-Парнас» 110/10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с. 10 кВ, яч. 206, ф. 98-206	ТЛО-10 кл. т. 0,5S Ктт = 1000/5 Зав. № 18984; 18981; 18982 Госреестр № 25433-08	ЗНОЛП-ЭК-10 кл. т. 0,5 Ктн = 10000:√3/ /100:√3 Зав. № 19602; 19598; 19599 Госреестр № 40014-08	СЭТ- 4ТМ.03М.05 кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812091362 Госреестр № 36697-08	СИКОН С70 Зав.№ 05643 Госреестр № 28822-05		активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации d, %			
		I ₁₍₂₎ % I _{изм} < I ₅ %	I ₅ % I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % I _{изм} < I ₁₂₀ %
1 - 6 (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
Номер ИИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации d, %			
		I ₁₍₂₎ % I _{изм} < I ₅ %	I ₅ % I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % I _{изм} < I ₁₂₀ %
3 - 6 (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
1, 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,44	±12,3	±4,9	±3,6	±3,2
	0,6	±10,3	±3,8	±2,7	±2,6
	0,71	±9,5	±3,4	±2,4	±2,4
	0,87	±8,8	±3,0	±2,2	±2,2

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ±5 с/сут.

Примечания:

1. Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ нормируется от $I_2\%$.
2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин).
3. В качестве характеристик погрешности ИИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
 - сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos j = 0,9$ инд;
 - температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °С.
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$;
 - сила тока от $0,01 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$;
 - температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии ИИК № 1 - 2 по ГОСТ 30206-96, ИИК № 3 - 6 по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии ИИК № 1 - 2 по ГОСТ 26035-83, ИИК № 2 - 6 по ГОСТ Р 52425-2005.
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена

компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- счетчики СЭТ-4ТМ.02 - среднее время наработки на отказ не менее 55000 часов;
- счетчики Меркурий 230 - среднее время наработки на отказ не менее 150000 часов;
- УСПД СИКОН С50 - среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;
- УСПД СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;
- УСВ-1 - среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 2$ часа;
- для УСПД $T_v \leq 2$ часа;
- для сервера $T_v \leq 1$ час;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час;
- для модема $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСПД, УСВ, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики Меркурий 230 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 85 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.02, СЭТ-4ТМ.03М - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 113 суток; 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 - не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений - не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол.	Примечание
Трансформатор тока	ТЛО-10	18	
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	12	
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6	
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02.2	2	
	Меркурий 230 ART2-00 PQRSIDN	2	
	СЭТ-4ТМ.03М.05	2	
УСПД	СИКОН С70	3	
	СИКОН С50	1	
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	4	зав. № 931, 1332, 1311
	УСВ-2	1	зав. № 14652
Сервер ООО «РКС-энерго»	Intel Xeon	1	
Сервер ПАО «Ленэнерго»	HP ProLiant ML370G5	1	
Методика поверки	РТ-МП-3588-500-2016	1	
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС. 326.ПФ	1	

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-3588-500-2016 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по объектам Всеволожские горэлектросети, ПС-514 110/10 кВ, ПС-98 «Мега-Парнас» 110/10 кВ. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» в октябре 2016 года.

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

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения - по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.02 - по методике поверки ИЛГШ.411152.87РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2001 г.;
- счетчиков Меркурий 230 - по методике поверки АВЛГ.411152.021 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- УСПД СИКОН С50 - по методике поверки по методике ВЛСТ 198.00.000 И1, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2004 г.
- УСПД СИКОН С70 - по методике поверки по методике ВЛСТ 220.00.000 И1, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2005 г.

Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-04);

Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методики измерений приведены в документах:

- «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по объекту Всеволожские горэлектросети. Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0022/2016-01.00324-2011 от 22.06.2016 г.;
- «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по объекту ПС-514 110/10 кВ. Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0023/2016-01.00324-2011 от 23.06.2016 г.;
- «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по объекту ПС-98 «Мега-Парнас» 110/10 кВ. Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0024/2016-01.00324-2011 от 24.06.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по объектам Всеволожские горэлектросети, ПС-514 110/10 кВ, ПС-98 «Мега-Парнас» 110/10 кВ

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

ООО «ЭнергоСнабСтройСервис»

ИНН 7706292301

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

Адрес (почтовый): 600021, г. Владимир, ул. Пушкарская, д.46, 4-й этаж

Телефон: (4922) 47-09-36; Факс: (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

Тел.: +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

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.