

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по объектам Волховские горэлектросети, Сосновоборские горэлектросети, ПС-294 «Колтуши» 110/10/6 кВ

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по объектам Волховские горэлектросети, Сосновоборские горэлектросети, ПС-294 «Колтуши» 110/10/6 кВ (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии.

### 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-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 28822-05 (Рег. № 28822-05), RTU-327 (Рег. № 41907-09), устройство синхронизации времени (УСВ) УСВ-2 (Рег. № 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», АО «ЛЮЭСК», ООО «РКС-энерго», УСВ-1 (Рег. № 28716-05), автоматизированные рабочие места (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;

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

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);

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

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

диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;  
ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);  
предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

#### 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 минут.

УСПД, установленные на ПС-168 110/10 кВ, ПС-294 «Колтуши» 110/10/6 кВ, один раз в 30 минут по проводным линиям связи опрашивают счетчики и считывают 30-минутные профили электроэнергии (для ИИК 3, 4) и мощности (для ИИК 5, 6). 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 ИИК 3 - 6 и считывает с них 30-минутный профиль электроэнергии (для ИИК 3, 4) и мощности (для ИИК 5, 6) для каждого канала учета за сутки, а также журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных (под управлением СУБД MS SQL Server).

Сервер АО «ЛОЭСК» по радиотелефонной связи стандарта GSM в режиме пакетной передачи данных с использованием технологии GPRS или в режиме канальной передачи данных с использованием технологии CSD опрашивает счетчики ИИК 1 - 2 и считывает с них 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных (под управлением СУБД MS SQL Server). Далее сервер АО «ЛОЭСК» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов.

Серверы ПАО «Ленэнерго», АО «ЛОЭСК» в автоматическом режиме один раз в сутки формируют отчеты в формате XML (макет электронного документа 80020) и отправляют данные коммерческого учета на сервер ООО «РКС-энерго». Сервер ООО «РКС-энерго» сохраняет вложения электронных сообщений, получаемых от серверов АО «ЛОЭСК», ПАО «Ленэнерго», на жесткий диск с последующим импортом информации в базу данных (под управлением СУБД MS SQL Server). Сервер ООО «РКС-энерго» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в АО «АТС», 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 шкала координированного времени UTC. В СОЕВ входят часы УСВ, счетчиков, УСПД, серверов ПАО «Ленэнерго», АО «ЛОЭСК», ООО «РКС-энерго». В качестве УСВ используются УСВ-1, УСВ-2 и УССВ-35 HVS.

Сравнение показаний часов серверов ПАО «Ленэнерго», АО «ЛОЭСК», ООО «РКС-энерго» и УСВ-1 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация осуществляется независимо от показаний часов серверов и УСВ-1.

Сравнение показаний часов УСПД ИИК 5,6 и УСВ-2 происходит один раз в 60 секунд. Синхронизация осуществляется независимо от показаний часов УСПД ИИК 5,6 и УСВ-1.

Сравнение показаний часов УСПД ИИК 3,4 и УССВ-35 НВС происходит один раз в час. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД ИИК 3,4 и УССВ-35 НВС на величину более чем  $\pm 500$  мс.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 3 - 6 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 3 - 6 и УСПД на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 1 - 2 и сервера АО «ЛОЭСК» происходит один раз в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 1- 2 и сервера АО «ЛОЭСК» на величину более чем  $\pm 2$  с.

### Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения (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

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Уровень защиты программного обеспечения «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	Диспетчерское наименование ИИК	Состав ИИК АИИС КУЭ					Вид электро энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	КТПН № 797 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ тр-ра Т-1	–	–	ПСЧ- 4ТМ.05МД.25 кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 1304130071 Рег. № 51593-12	–	Сервер АО «ЛЮЭСК», Сервер ООО «РКС-энерго»	активная реактивная
2	СТП № 64 "Пороги-2" 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ тр-ра Т-1	Т-0,66 кл. т. 0,5S Ктт = 150/5 Зав. № 470570; 470569; 470568 Рег. № 52667-13	–	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 13120480 Рег. № 23345-07	–		активная реактивная
3	ПС-294 "Колтуши" 110/10/6 кВ, РУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч. 304, ф. 294-304	ТЛО-10 кл. т. 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 40030; 39966; 39972 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл. т. 0,5 Ктн = 10500:√3/100:√3 Зав. № 40109; 40112; 40108 Рег. № 47583-11	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01234169 Рег. № 31857-11	RTU-327 Зав. № 009397 Рег. № 41907-09	Сервер ПАО «Ленэнерго», Сервер ООО «РКС-энерго»	активная реактивная
4	ПС-294 "Колтуши" 110/10/6 кВ, РУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч. 404, ф. 294-404	ТЛО-10 кл. т. 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 39967; 39990; 40023 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл. т. 0,5 Ктн = 10500:√3/100:√3 Зав. № 40106; 40114; 40098 Рег. № 47583-11	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01234142 Рег. № 31857-11			активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
5	ПС-168 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, 3 с. 10 кВ, ф. 31	ТЛО-10 кл. т. 0,5S Ктт = 600/5 Зав. № 14-42502; 14-42499; 14-42500 Рег. № 25433-11	НТМИ-10-66 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1791 Рег. № 831-69	Меркурий 230 ART-00 PQRSIGDN кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 19092859 Рег. № 23345-07	СИКОН С70 Зав. № 03923 Рег. № 28822-05	Сервер ПАО «Ленэнерго», Сервер ООО «РКС-энерго»	активная реактивная
6	ПС-168 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, 2 с. 10 кВ, ф. 14	ТЛО-10 кл. т. 0,5S Ктт = 600/5 Зав. № 14-42498; 14-42501; 14-42503 Рег. № 25433-11	НТМИ-10-66 кл. т. 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1074 Рег. № 831-69	Меркурий 230 ART-00 PQRSIGDN кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 19096806 Рег. № 23345-07			активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при изменении активной электрической энергии в рабочих условиях применения d, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (Счетчик 1,0)	1,0	-	±3,1	±2,9	±2,9
	0,9	-	±3,2	±2,9	±2,9
	0,8	-	±3,3	±3,0	±3,0
	0,7	-	±3,4	±3,0	±3,0
	0,5	-	±3,5	±3,2	±3,2
2 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,3	±1,5	±1,4	±1,4
	0,9	±2,7	±1,7	±1,5	±1,5
	0,8	±3,2	±1,9	±1,6	±1,6
	0,7	±3,7	±2,2	±1,7	±1,7
	0,5	±5,5	±3,1	±2,2	±2,2
3, 4 (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
5, 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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Номер ИИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения 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 (Счетчик 2,0)	0,44	-	±5,8	±5,6	±5,6
	0,6	-	±5,6	±5,3	±5,3
	0,71	-	±5,4	±5,1	±5,1
	0,87	-	±5,2	±4,9	±4,9
2 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	0,44	±6,4	±4,7	±3,9	±3,9
	0,6	±5,0	±4,0	±3,4	±3,4
	0,71	±4,4	±3,7	±3,2	±3,2
	0,87	±3,8	±3,4	±3,1	±3,1
3, 4 (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
5, 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

Предел абсолютной погрешности синхронизации часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC ±5 с.

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 применения 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;

относительная влажность воздуха от 30 до 80 % при 25 °С.

5 Рабочие условия применения 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 до плюс 35 °С;

для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;

для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001;

относительная влажность воздуха от 75 до 98 % при 25 °С.

6 Трансформаторы тока изготовлены по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 для ИИК 1- 4, по ГОСТ 31819.22-2012 для ИИК 5, 6; в режиме измерения реактивной электроэнергии ГОСТ Р 52425-2005 для ИИК 1, 2, по ГОСТ 31819.23-2012 для ИИК 5, 6, для ИИК 3, 4 согласно описанию типа Рег. № 31857-11.

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 Альфа А1800 - среднее время наработки на отказ не менее 120000 ч часов;
- счетчики ПСЧ-4ТМ.05МД - среднее время наработки на отказ не менее 165000 ч часов;
- счетчики Меркурий 230 - среднее время наработки на отказ не менее 150000 часов;
- УСПД СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;
- УСПД RTU-327 - среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- УСВ-1 - среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- УСВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

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

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 Альфа А1800 - не менее 172 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- счетчики ПСЧ-4ТМ.05МД - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- счетчики Меркурий 230 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания - 85 суток;
- 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 паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

## Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений указана в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	Т-0,66	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	12 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД.25	1 шт.
	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	1 шт.
	A1802RALXQV-P4GB-DW-4	2 шт.
	Меркурий 230 ART-00 PQRSIGDN	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	1 шт.
	RTU-327	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-1 зав. № 1324, 1332, 856	3 шт.
	УСВ-2 зав. № 3259	1 шт.
	УССВ-35 HVS зав. № 001580	1 шт.
Сервер ООО «РКС-энерго»	Intel Xeon	1 шт.
Сервер ПАО «Ленэнерго»	HP ProLiant ML370G5	1 шт.
Сервер АО «ЛОЭСК»	HP ProLiant ML350G5	1 шт.
Методика поверки	РТ-МП-4958-500-2017	1 шт.
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.328 ПФ	1 шт.

## Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-4958-500-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по объектам Волховские горэлектросети, Сосновоборские горэлектросети, ПС-294 «Колтуши» 110/10/6 кВ. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 30.11.2017 г.

Основные средства поверки:

трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003;

трансформаторов напряжения - по ГОСТ 8.216-2011;

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

счетчиков Меркурий 230 - по методике поверки АВЛГ.411152.021 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;

счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МД - по методике поверки ИЛГШ.411152.177 РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 03.09.2012 г.;

УСПД RTU-327 - по методике поверки по методике поверки ДЯИМ466215.007 МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.

УСВ-1 - по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки 221 00.000МП» утверждённым ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2004 г.;

УСВ-2 - по документу «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки 237 00.001МП» утверждённым ФГУП ВНИИФТРИ 12.05.2010.;

Энергомонитор 3.3Т1-С, измеряющий параметры электросети. Регистрационный № 39952-08;

Прибор комбинированный Testo 622, измеряющий рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ. Регистрационный № 39952-08;

Радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Регистрационный № 46656-11);

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

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 аттестованных документах:

«Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по объекту Волховские горэлектросети. Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0016/2017-01.00324-2011 от 07.11.2017 г.;

«Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по объекту Сосновоборские горэлектросети. Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0017/2017-01.00324-2011 от 08.11.2017 г.;

«Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по объекту ПС-294 «Колтуши» 110/10/6 кВ. Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0018/2017-01.00324-2011 от 09.11.2017 г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по объектам Волховские горэлектросети, Сосновоборские горэлектросети, ПС-294 «Колтуши» 110/10/6 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**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоСнабСтройПроект»

(ООО «ЭнергоСнабСтройПроект»)

ИНН 3329033950

Адрес: 600021, г. Владимир, ул. Мира, д. 4а, офис № 3

Юридический адрес: 600000 г. Владимир, ул. Большая Московская, д. 22а

Телефон: +7 (4922) 33-81-51, +7 (4922) 34-67-26 ; Факс: +7 (4922) 42-44-93

### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект д.31

Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11; Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: [info@rostest.ru](mailto:info@rostest.ru)

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.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.