

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1427 от 18.06.2019 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС» (по КГУП «Приморский водоканал»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС» (по КГУП «Приморский водоканал») (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой двухуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, состоящую из 17 измерительных каналов (ИК).

ИК АИИС КУЭ состоят из двух уровней.

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы точек измерений (далее – ИИК), в состав которых входят измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту Сч и/или счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД и/или сервер) с установленным программным обеспечением (ПО «АльфаЦЕНТР»), автоматизированное рабочее место (АРМ ИВК), устройство синхронизации системного времени (УССВ), включающее в себя приемник GPS-сигналов 16HVS, подключенный к СБД, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, ее обработку и хранение.

АРМ представляет собой компьютер типа IBM PC настольного исполнения с операционной системой Windows и с установленным прикладным ПО «АльфаЦЕНТР», реализующим необходимую функциональность ИВК.

В качестве СБД используется сервер с установленным программным обеспечением ПО «АльфаЦЕНТР».

АИИС КУЭ обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений активной и реактивной электроэнергии (прямого и обратного направлений) с заданной дискретностью 30 мин;
- сбор и передачу журналов событий счетчиков в базу данных ИВК;
- автоматическое выполнение измерений времени и ведение единого времени в составе СОЕВ АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- периодический (не реже 1 раза в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений (приращений электроэнергии прямого и обратного направлений) с заданной дискретностью 30 мин;
- хранение в базе данных АИИС КУЭ результатов измерений и информации о состоянии средств измерений («Журналов событий»);
- обработку, формирование и передачу результатов измерений в виде файлов XML-формата по электронной почте;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях;

- обеспечение по запросу коммерческого оператора дистанционного доступа к результатам измерений, данным журналов событий на всех уровнях АИИС КУЭ;
- обеспечение диагностики и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- обеспечение конфигурирования и настройки параметров АИИС КУЭ;
- автоматическую регистрацию событий, сопровождающих процессы измерений, в «Журнале событий» на уровне измерительно-информационного комплекса;
- предоставление доступа к измеренным значениям и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- возможность масштабирования долей именованных величин количества электроэнергии;
- расчеты потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи и восстановления питания.

Первичные фазные токи и напряжение преобразовываются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронных счетчиков. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются мгновенные значения активной, реактивной, полной мощности и интегрированные по времени значения активной и реактивной энергии без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от 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 минут.

Передача цифрового сигнала с выходов счетчиков на входы СБД осуществляется по интерфейсу RS-485 с последующим преобразованием в формат пакетных данных посредством сотовой GSM связи (GPRS соединение) и/или Ethernet (счетчик – каналобразующая аппаратура – СБД).

СБД автоматически не реже одного раза в сутки и/или по запросу проводит сбор результатов измерений и информации о состоянии средств измерений со счетчиков.

На СБД при помощи ПО «АльфаЦЕНТР» производится обработка измерительной информации (вычисление значений электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН), ее хранение, накопление и отображение, подготовка отчетных документов, а также дальнейшая передача информации в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям.

На СБД информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы. Сформированные архивные файлы сохраняются на «жестком» диске.

Информация с СБД может быть получена на автоматизированные рабочие места (АРМ) по локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия и/или по сотовой GSM связи (GPRS соединение).

Передача данных в организации–участники ОРЭМ и РРЭ, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, осуществляется с ИВК (в том числе АРМ энергосбытовой компании) через каналы связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде файлов XML-формата, сформированных в соответствии с регламентами ОРЭМ с использованием электронной подписи (ЭЦП субъекта рынка).

ИВК АИИС КУЭ имеет возможность производить сбор, обработку, хранение, отображение и передачу измерительной информации, поступающей от АИИС КУЭ предприятий-потребителей, сетевых организаций, смежных субъектов ОРЭМ и других организаций (далее – АИИС КУЭ сторонних организаций).

Данные о 30-минутных приращениях активной и реактивной электроэнергии 1 раз в сутки поступают с АИИС КУЭ сторонних организаций на ИВК в виде файлов XML-формата, в соответствии с регламентами ОРЭМ, по электронной почте. ИВК сохраняет принятую информацию в базе данных и передает ее в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) Администратора торговой системы, информационные системы региональных диспетчерских управлений АО «СО ЕЭС», информационные системы иных заинтересованных организаций (смежных субъектов ОРЭМ), смежных электросетевых организаций и т.п.) в порядке, установленном регламентами ОРЭМ.

СБД также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов, в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером БД по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят приемник GPS-сигналов 16HVS (в составе УССВ-16HVS), часы СБД ИВК и счетчиков.

УССВ-16HVS непрерывно принимает метки времени шкалы точного времени UTC от спутниковой навигационной системы и посредством интерфейса RS-232 передает их в СБД ИВК. Сличение шкалы времени СБД и меток времени УССВ происходит с цикличностью один раз в 15 минут. Коррекция шкалы времени СБД осуществляется при обнаружении рассогласования со шкалой времени UTC более чем на ± 1 с.

Сличение шкалы времени счетчиков и шкалы времени СБД производится каждый сеанс связи СБД со счетчиками. Коррекция шкалы времени счетчиков осуществляется при обнаружении рассогласования со шкалой времени СБД более чем на ± 1 с. Коррекция шкалы времени счетчика осуществляется не чаще одного раза в сутки.

Журналы событий счетчиков и СБД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую была скорректирована шкала времени счетчиков и СБД.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Другие идентификационные данные, если имеются	ac_metrology.dll

ПО ИВК «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УССВ, Сервер
1	2	3	4	5	6
1	РУ-6 кВ БГУ 1 подъем (ЛГУ 1П), яч. 8 ф.21	ТЛК-10-5 300/5 Кл. т. 0,5 Фазы АС Рег. № 9143-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УССВ-16HVS, сервер HP ProLiant DL360e Gen8
2	РУ-6 кВ БГУ 1 подъем (ЛГУ 1П), яч. 7 ф.1	ТЛК-10-5 300/5 Кл. т. 0,5 Фазы АС Рег. № 9143-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
3	РУ-6 кВ БГУ 2 подъем (ЛГУ 2П), яч. 2 ф.6	ТЛК-10-5 300/5 Кл. т. 0,5 Фазы АС Рег. № 9143-06	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
4	РУ-6 кВ БГУ 2 подъем (ЛГУ 2П), яч. 3 ф.16	ТЛК-10-5 300/5 Кл. т. 0,5 Фазы АС Рег. № 9143-06	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
5	РУ-6 кВ Н/ст. Подгороденка, яч. 3 ф.15	ТЛО-10-5 300/5 Кл. т. 0,2S Фазы АС Рег. № 25433-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
6	РУ-6 кВ Н/ст. Подгороденка, яч. 14 ф.16	ТЛО-10-5 300/5 Кл. т. 0,2S Фазы АС Рег. № 25433-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	РУ-6 кВ Н/ст. Горностай, яч. 6 ф.7	ТЛО-10-5 600/5 Кл. т. 0,2S Фазы АС Рег. № 25433-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УССВ- 16HVS, сервер HP ProLiant DL360e Gen8
8	РУ-6 кВ Н/ст. Горностай, яч. 5 ф. 29	ТЛО-10-5 600/5 Кл. т. 0,2S Фазы АС Рег. № 25433-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
9	ПС 110/6 кВ «Штыково», РУ-6 кВ, ф.10	ТОЛ-СВЭЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Фазы АС Рег. № 42663-09	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
10	ПС 110/6 кВ «Штыково», РУ-6 кВ, ф.20	ТЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Фазы АС Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 3 6697-08	
11	ПС 110/6 кВ «Штыково», РУ-6 кВ, ф.3	ТЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Фазы АС Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
12	ПС 110/6 кВ «Штыково», РУ-6 кВ, ф.17	ТЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Фазы АС Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
13	ПС 110/6 кВ «Штыково», РУ-6 кВ, ф.4	ТЛМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Фазы АС Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
14	ПС 110/6 кВ «Штыково», РУ-6 кВ, ф.19	ТЛМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
15	ПС 110/6 кВ «Муравейка», РУ-6 кВ, ф.8	ТОЛ-СЭЦ-10-21 600/5 Кл. т. 0,5 Фазы АС Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ПС 110/6 кВ «Муравейка», РУ-6 кВ, ф.14	ТОЛ-СЭЩ-10-21 600/5 Кл. т. 0,5 Фазы АС Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УССВ- 16HVS, сервер HP ProLiant DL360e Gen8
17	РУ-6 кВ Н/ст. Подгороденка, яч. 15 ф.5	ТЛО-10-5 300/5 Кл. т. 0,2S Фазы АС Рег. № 25433-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности измерительных каналов при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		d _{I(2)%} ,	d ₅ %,	d ₂₀ %,	d ₁₀₀ %,
		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	2	3	4	5	6
1, 2, 3, 4, 9 - 16 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
5, 6, 7, 8, 17 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,3	±1,1	±1,0	±1,0
	0,8	±1,5	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,6	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,2	±1,8	±1,6	±1,6
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности измерительных каналов при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		d _{I(2)%} ,	d ₅ %,	d ₂₀ %,	d ₁₀₀ %,
		I _{2%} £ I _{ИЗМ} < I _{5%}	I _{5%} £ I _{ИЗМ} < I _{20%}	I _{20%} £ I _{ИЗМ} < I _{100%}	I _{100%} £ I _{ИЗМ} £ I _{120%}
1, 2, 3, 4, 9 - 16 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,9	-	±7,1	±3,9	±2,9
	0,8	-	±4,5	±2,5	±1,9
	0,7	-	±3,7	±2,1	±1,7
	0,5	-	±2,7	±1,6	±1,3
5, 6, 7, 8, 17 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,9	±3,8	±2,5	±2,0	±1,9
	0,8	±2,7	±1,8	±1,5	±1,4
	0,7	±2,4	±1,6	±1,3	±1,3
	0,5	±2,0	±1,4	±1,1	±1,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности СОЕВ, с					±5

Продолжение таблицы 3

<p>Примечания:</p> <p>1 Погрешность измерений электрической энергии $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ нормируется от $I_2\%$.</p> <p>2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>3 В качестве характеристик погрешности указаны границы интервала допускаемой относительной погрешности, соответствующие доверительной вероятности $P = 0,95$.</p> <p>4 Допускается замена измерительных трансформаторов 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. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.</p> <p>5 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.</p> <p>6 Границы интервала 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 и измерительных трансформаторов.</p>

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия применения:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ - температура окружающей среды, °С 	<p>от 98 до 102</p> <p>от 1 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ (для ИК № 1, 2, 3, 4, 9-16) - ток, % от $I_{ном}$ (для ИК № 5, 6, 7, 8, 17) - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 1 до 120</p> <p>не ниже 0,5</p> <p>от 49 до 51</p> <p>от -40 до +50</p> <p>от +5 до +35</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>165000</p> <p>2</p> <p>103700</p> <p>1</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, - при отключении питания, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	114 30 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции 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 и АРМ, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	17
Трансформаторы напряжения	НАМИ 10-95 УХЛ2	10
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	2
Трансформаторы тока	ТЛК-10-5	8
Трансформаторы тока	ТЛО-10	10
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	10
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-16HVS	1
Сервер	HP Proliant DL 360 Gen8	1
Специализированное программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Методика поверки с Изменением № 1	МП 757/446-2010	1
Формуляр	АУВП.411711.ПВ.ЭД.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 757/446-2010 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС» (по КГУП «Приморский водоканал»). Методика поверки с Изменением № 1», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» «20» декабря 2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 39952-08;
- радиочасы МИР РЧ-02, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46656-11;
- прибор комбинированный Testo 622, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 53505-13.

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.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС» (по КГУП «Приморский водоканал»), аттестованной ФГУ «Ростест-Москва», свидетельство об аттестации № 638/446-01.00229-2010 от 17 августа 2010 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

Изготовитель

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

ИНН 7706288496

Адрес: 105066, г. Москва, улица Ольховская, дом 27, строение 3

Телефон: +7 (495) 775-73-71

Факс: +7 (495) 775-73-72

E-mail: info@rusenres.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»

(ФБУ «Ростест-Москва»)

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

Телефон (факс): +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: <http://www.rostest.ru>

E-mail: info@rostest.ru

Регистрационный номер RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц в области единства измерений Росаккредитации.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.