

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) РП 220 кВ «Черноморская»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) РП 220 кВ «Черноморская» (в дальнейшем – АИИС КУЭ РП 220 кВ «Черноморская») предназначена для измерений, коммерческого (технического) учета электрической энергии (мощности), а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ РП 220 кВ «Черноморская» предназначена для использования в составе многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ РП 220 кВ «Черноморская» представляет собой информационно-измерительную систему, состоящую из двух функциональных уровней. Измерительные каналы (ИК) системы состоят из следующих уровней:

Первый уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК) выполняет функцию автоматического проведения измерений в точке измерений. В состав ИИК входят измерительные трансформаторы тока (ТТ) и трансформаторы напряжения (ТН), вторичные измерительные цепи, счетчики электрической энергии.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее ИВКЭ), в который входит УСПД, обеспечивающее интерфейс доступа к измерительным каналам (далее – ИК), технические средства приёма-передачи данных (каналообразующей аппаратуры), коммутационные средства, рабочие станции (АРМ).

Передача данных с УСПД осуществляется на сервер филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга, который входит в АИИС КУЭ ЕНЭС, внесенную в Государственный реестр средств измерений под № 45673-10.

АИИС КУЭ РП 220 кВ «Черноморская» обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- 1) активной (реактивной) электроэнергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу электроэнергии;
- 2) средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- 3) календарного времени и интервалов времени.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и сервере сбора данных может храниться служебная информация: в точке учета, регистрация событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ и сервер.

В АИИС КУЭ РП 220 кВ «Черноморская» измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счетчиков трансформаторного включения) поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения ( $U$ ) и тока ( $I$ ) и рассчитывают активную мощность ( $P=U \cdot I \cdot \cos\varphi$ ) и полную мощность ( $S=U \cdot I$ ). Реактивная мощность ( $Q$ ) рассчитывается в счетчике по алгоритму  $Q=(S^2-P^2)^{0,5}$ . Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений  $P$  на 30-минутных интервалах времени. По запросу или в автоматическом режиме осуществ-

вляется передача измерительной информации в устройство сбора и передачи данных (УСПД). В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения, установленного на УСПД. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента к другому, используются проводные линии связи, каналы сотовой связи, телефонные линии связи.

АИИС КУЭ РП 220 кВ «Черноморская» имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД и имеет нормированную точность. Синхронизация часов на УСПД RTU-325 происходит автоматически каждую секунду от устройства синхронизации системного времени УССВ-16HVS. Синхронизация часов в счетчиках выполняется автоматически, один раз в 30 минут во время опроса. Корректировка часов осуществляется при расхождении времени счетчиков с временем УСПД на  $\pm 2$  с.

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа Notebook с последующей передачей данных на сервер ОАО «ФСК ЕЭС».

В АИИС КУЭ РП 220 кВ «Черноморская» обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в УСПД не менее 35 суток. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

Все основные технические компоненты, используемые, являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре. Устройства связи, модемы различных типов, пульты оператора, дополнительные средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение RTU-325 обеспечивает косвенные измерения и учет электрической энергии мощности при сборе данных со счетчиков, синхронизацию времени подчиненных счетчиков, имеющих встроенные часы.

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов УСПД и определяются классом применяемых ТТ и ТН, классом применяемых электросчетчиков.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в АИИС КУЭ РП 220 кВ «Черноморская», приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Модуль управления системным временем (adjust_time)	2.0	4bfd403a2588ad7d9bf2966662821a58	MD5
Расчетный модуль преобразования к именованным величинам (calculate_comm)		54dc3949e7b3116161f4132d4718f85d	
Модуль для расчета хэш-сумм (md5)		32bdf3539abadb35969af2ad3b82275d	
Внешний модуль генерации отчета цифровых идентификаторов (RTU325_calc_hash.7z)		342bd97e3b62d94f222186f8c0ad0ee6	

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические и технические характеристики

Параметр	значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электрической энергии.	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 3
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	220± 22 50 ± 0,4
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	от +10 до +30 от - 35 до +40
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25 - 100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	220; 10; 0,4
Первичные номинальные токи, кА	1,5; 1,2; 1,0; 0,3; 0,1,0,08; 0,02
Номинальное вторичное напряжение, В	100, 380
Номинальный вторичный ток, А	1, 5
Количество точек учета, шт.	14
Интервал задания границ тарифных зон, мин.	30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов, с	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 3 - Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении электрической энергии для рабочих условий эксплуатации,  $d$ , %.

№ ИК	Состав ИИК	cos φ (sin φ)	$\delta_{1(2)\%I}$ $I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$\delta_{5\%I}$ $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\delta_{120\%I}$ $I_{20\%} \leq I \leq I_{120\%}$
1 - 4	ТТ класс точности 0,2S	1	± 1,0	± 0,5	± 0,4
	ТН класс точности 0,2	0,8	± 1,3	± 0,9	± 0,6
	Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	0,5 (инд.)	± 2,0	± 1,3	± 1,0
	ТТ класс точности 0,2S	0,8	± 2,6	± 2,3	± 1,8
	ТН класс точности 0,2	(0,6)			
Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,5 (0,9)	± 2,3	± 2,2	± 1,7	

5 - 9	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	± 2,1	± 1,2	± 1,0
		0,8 (емк.)	± 3,1	± 2,0	± 1,5
		0,5 (инд.)	± 5,5	± 3,2	± 2,3
	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	± 4,8	± 3,1	± 2,4
		0,5 (0,9)	± 3,2	± 2,5	± 2,0
10 - 14	ТТ класс точности 0,5S Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	± 2,0	± 1,1	± 0,9
		0,8 (емк.)	± 3,0	± 1,9	± 1,3
		0,5 (инд.)	± 5,4	± 2,9	± 2,0
	ТТ класс точности 0,5S Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	± 4,7	± 3,0	± 2,2
		0,5 (0,9)	± 3,1	± 2,4	± 1,9

Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности для рабочих условий эксплуатации на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка часов ( $d_p$ ), рассчитываются по следующей формуле (на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах):

$$d_p = \pm \sqrt{d_s^2 + \left( \frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{cp}} \right)^2}, \text{ где}$$

$d_p$  - пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности и энергии, %;

$d_s$  - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3, %;

$K$  – масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

$K_e$  – внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт·ч);

$T_{cp}$  - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

$P$  - величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения средней мощности системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$d_{p,корр.} = \frac{\Delta t}{3600T_{cp}} \cdot 100\%, \text{ где}$$

$\Delta t$  - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах);

$T_{cp}$  - величина интервала усреднения мощности (в часах).

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки входят:

- средства измерения, приведенные в таблице 4;
- устройство сбора и передачи данных RTU-325L-E2-512-M2-B2 (зав. № 007215), Госреестр № 37288-08;
- устройство синхронизации времени УССВ 16-HVS;
- документация и ПО представлены в таблице 5.

Таблица 4 - Состав ИИК АИИС КУЭ

Канал учета		Средство измерений	
№ ИК	Наименование объекта учета (измерительного канала)	Вид СИ	Тип, метрологические характеристики, зав. №, № Госреестра
1	2	3	4
1	ВЛ 220 кВ «Черноморская-Вардане»  (W1E) (КВЛ 220 кВ «Дагомыс-Черноморская»)	ТТ	СТИГ-220 К <sub>ТТ</sub> =1000/1, Кл. т. 0,2S, S <sub>вт.об</sub> =10 В·А Зав. № LDB 1744 фаза А Зав. № LDB 1745 фаза В Зав. № LDB 1746 фаза С № 47198-11
		ТН	Основной VCU-245 К <sub>ТН</sub> =220/√3//0,1/√3 , Кл. т. 0,2, S <sub>вт.об</sub> = 30 В·А Зав. № 24500152 фаза А Зав. № 24500151 фаза В Зав. № 24500150 фаза С № 37847-08
			резервный 1 SVR-20 К <sub>ТН</sub> =220/√3//0,1/√3 , Кл. т. 0,2, S <sub>вт.об</sub> = 30 В·А Зав. № 827347 фаза А Зав. № 827348 фаза В Зав. № 827349 фаза С № 47222-11
Счетчик	резервный 2 VCU-245 К <sub>ТН</sub> =220/√3//0,1/√3 , Кл. т. 0,2, S <sub>вт.об</sub> = 30 В·А Зав. № 24500155 фаза А Зав. № 24500154 фаза В Зав. № 24500153 фаза С №37847-08	Альфа А1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч); 100 В; 1 А Зав. № 01255872 № 31857-11	

2	ВЛ 220 кВ «Черноморская- Вардане»  (W2E) (КВЛ 220 кВ «Адлерская ТЭС Черноморская»)	ТТ	СТИГ-220 КТТ =1000/1, Кл. т. 0,2S, S <sub>вт.об</sub> = 10 В·А Зав. № LDB 1748 фаза А Зав. № LDB 1751 фаза В Зав. № LDB 1747 фаза С № 47198-11
		ТН	Основной VCU-245 КТН=220/√3//0,1/√3 , Кл. т. 0,2, S <sub>вт.об</sub> = 30 В·А Зав. № 24500155 фаза А Зав. № 24500154 фаза В Зав. № 24500153 фаза С № 37847-08
			резервный 1 SVR-20 КТН=220/√3//0,1/√3 , Кл. т. 0,2, S <sub>вт.об</sub> = 30 В·А Зав. № 827344 фаза А Зав. № 827345 фаза В Зав. № 827346 фаза С № 47222-11
Счетчик	Альфа А1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч); 100 В; 1 А Зав. № 01255873 № 31857-11		
3	ВЛ 220 кВ «Черноморская - Поселковая»  (W3E) (КВЛ 220 кВ «Поселковая - Черноморская»)	ТТ	СТИГ-220 КТТ =1000/1, Кл. т. 0,2S, S <sub>вт.об</sub> = 10 В·А Зав. № LDB 1752 фаза А Зав. № LDB 1749 фаза В Зав. № LDB 1750 фаза С № 47198-11
		ТН	Основной VCU-245 КТН=220/√3//0,1/√3 , Кл. т. 0,2, S <sub>вт.об</sub> = 30 В·А Зав. № 24500158 фаза А Зав. № 24500157 фаза В Зав. № 24500156 фаза С № 37847-08
резервный 1 SVR-20 КТН=220/√3//0,1/√3 , Кл. т. 0,2, S <sub>вт.об</sub> = 30 В·А Зав. № 827344 фаза А Зав. № 827345 фаза В Зав. № 827346 фаза С № 47222-11			
резервный 2 VCU-245 КТН=220/√3//0,1/√3 , Кл. т. 0,2, S <sub>вт.об</sub> = 30 В·А Зав. № 24500152 фаза А Зав. № 24500151 фаза В Зав. № 24500150 фаза С № 37847-08			

		Счет-чик	Альфа А1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч); 100 В; 1 А Зав. № 01255874 № 31857-11
4	Ввод 220 кВ Т1 (Трансформатор Т1 (Т1Е))	ТТ	JR 0,5 К <sub>ТТ</sub> =100/1, Кл. т. 0,2S, S <sub>вт.об</sub> = 1 В·А Зав. № 3/12/4238 фаза А Зав. № 3/12/4239 фаза В Зав. № 3/12/4240 фаза С № 35406-12
		ТН	основной SVR-20 К <sub>ТН</sub> =220/√3//0,1/√3 , Кл. т. 0,2, S <sub>вт.об</sub> = 30 В·А Зав. № 827344 фаза А Зав. № 827345 фаза В Зав. № 827346 фаза С № 47222-11
			резервный 1 SVR-20 К <sub>ТН</sub> =220/√3//0,1/√3 , Кл. т. 0,2, S <sub>вт.об</sub> = 30 В·А Зав. № 827347 фаза А Зав. № 827348 фаза В Зав. № 827349 фаза С № 47222-11
			резервный 2 VCU-245 К <sub>ТН</sub> =220/√3//0,1/√3 , Кл. т. 0,2, S <sub>вт.об</sub> = 30 В·А Зав. № 24500158 фаза А Зав. № 24500157 фаза В Зав. № 24500156 фаза С № 37847-08
		Счет-чик	Альфа А1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч); 100 В; 1 А Зав. № 01255875 № 31857-11
5	Ввод 1с.ш. 10 кВ (Ввод 1 Т1К)	ТТ	ТЛП-10 К <sub>ТТ</sub> =1500/5, Кл. т. 0,5S, S <sub>вт.об</sub> = 10 В·А Зав. № 7832 фаза А Зав. № 7835 фаза В Зав. № 7833 фаза С № 30709-11
		ТН	ЗНОЛ К <sub>ТН</sub> =10/√3//0,1/√3 , Кл. т. 0,5, S <sub>вт.об</sub> = 30 В·А Зав. № 3001725 фаза А Зав. № 3001724 фаза В Зав. № 3001721 фаза С № 46738-11
		Счет-чик	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч); 100 В; 5 А Зав. № 01251266 № 31857-11
6	ТСН-1 (ТСН-1 ТН1К)	ТТ	ТЛП-10 К <sub>ТТ</sub> = 300/5 Кл. т. 0,5S, S <sub>вт.об</sub> = 10 В·А Зав. № 7824 фаза А Зав. № 7823 фаза В Зав. № 7822 фаза С № 30709-11

		ТН	ЗНОЛ К <sub>ТН</sub> =10/√3//0,1/√3 , Кл. т. 0,5, S <sub>вт.об</sub> = 30 В·А Зав. № 3001725 фаза А Зав. № 3001724 фаза В Зав. № 3001721 фаза С № 46738-11
		Счет-чик	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч); 100 В; 5 А Зав. № 01255131 № 31857-11
7	Плавка гололеда	ТТ	ТЛП-10 К <sub>ТТ</sub> =1500/5, Кл. т. 0,5S, S <sub>вт.об</sub> = 10 В·А Зав. № 7827 фаза А Зав. № 7829 фаза В Зав. № 7828 фаза С № 30709-11
		ТН	ЗНОЛ К <sub>ТН</sub> =10/√3//0,1/√3 , Кл. т. 0,5, S <sub>вт.об</sub> = 30 В·А Зав. № 3001725 фаза А Зав. № 3001724 фаза В Зав. № 3001721 фаза С № 46738-11
	(Устройство плавки гололеда (TL1K))	ТН	ЗНОЛ К <sub>ТН</sub> =10/√3//0,1/√3 , Кл. т. 0,5, S <sub>вт.об</sub> = 30 В·А Зав. № 3001725 фаза А Зав. № 3001724 фаза В Зав. № 3001721 фаза С № 46738-11
		Счет-чик	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч); 100 В; 5 А Зав. № 01255132 № 31857-11
8	ТСН-2 (ТСН-2 (TN2K))	ТТ	ТЛП-10 К <sub>ТТ</sub> =-300/5, Кл. т. 0,5S, S <sub>вт.об</sub> = 10 В·А Зав. № 7825 фаза А Зав. № 7821 фаза В Зав. № 7826 фаза С № 30709-11
		ТН	ЗНОЛ К <sub>ТН</sub> =10/√3//0,1/√3 , Кл. т. 0,5, S <sub>вт.об</sub> = 30 В·А Зав. № 3001726 фаза А Зав. № 3001722 фаза В Зав. № 3001723 фаза С № 46738-11
		Счет-чик	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч); 100 В; 5 А Зав. № 01251252 № 31857-11
		ТТ	ТЛП-10 К <sub>ТТ</sub> =1500/1, Кл. т. 0,5S, S <sub>вт.об</sub> = 10 В·А Зав. № 7830 фаза А Зав. № 7834 фаза В Зав. № 7831 фаза С № 30709-11
9	Ввод 2с.ш. 10 кВ (Ввод-2 Т2К)	ТН	ЗНОЛ К <sub>ТН</sub> =10/√3//0,1/√3 , Кл. т. 0,5, S <sub>вт.об</sub> = 30 В·А Зав. № 3001726 фаза А Зав. № 3001722 фаза В Зав. № 3001723 фаза С № 46738-11
		Счет-чик	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч); 100 В; 1 А Зав. № 01251255 № 31857-11



10	Ввод 0,4 кВ ТСН-1 (ТСН-1 (TN1N))	ТТ	ТСН 8 КТТ =1200/5, Кл. т. 0,5S, S <sub>вт.об</sub> =10 В·А Зав. № 108588 фаза А Зав. № 108589 фаза В Зав. № 108591 фаза С № 26100-03
		ТН	---
		Счетчик	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч); 380 В; 5 А Зав. № 01255877 № 31857-11
11	Ввод 0,4 кВ ТСН-2 (ТСН-2 (TN2N))	ТТ	ТСН 8 КТТ =1200/5, Кл. т. 0,5S, S <sub>вт.об</sub> =10 В·А ТСН Зав. № 108590 фаза А Зав. № 108587 фаза В Зав. № 108592 фаза С № 26100-03
		ТН	---
		Счетчик	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч); 380 В; 5 А Зав. № 01255876 № 31857-11
12	Ввод 0,4 кВ ДГУ (Генера- тор(GN))	ТТ	ТСН 8 КТТ =1200/5 Кл. т. 0,5S, S <sub>вт.об</sub> =10 В·А Зав. № 106160 фаза А Зав. № 106159 фаза В Зав. № 106161 фаза С № 26100-03
		ТН	---
		Счетчик	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч); 380 В; 5 А Зав. № 01255878 № 31857-11
13	Хоз. нужды-1 (Хозяйствен- ные нужды XN1N)	ТТ	ТОП-0,66 У3 КТТ =20/5, Кл. т. 0,5S, S <sub>вт.об</sub> =5 В·А Зав. № 032198 фаза А Зав. № 032195 фаза В Зав. № 032201 фаза С № 44142-10
		ТН	---
		Счетчик	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч); 380 В; 5 А Зав. № 01255879 № 31857-11
14	Хоз.нужды-2 (Хозяйствен- ные нужды XN2N)	ТТ	ТОП-0,66 У3 КТТ =80/5, Кл. т. 0,5S, S <sub>вт.об</sub> =5 В·А Зав. № 033366 фаза А Зав. № 033364 фаза В Зав. № 033361 фаза С № 44142-10
		ТН	---
		Счетчик	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч); 380 В; 5 А Зав. № 01255880 № 31857-11

Таблица 5 - Документация и ПО, поставляемые в комплекте с АИИС КУЭ

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации	Необходимое количество для АИИС КУЭ РП 220 кВ «Черноморская»
Асинхронный сервер RS-485 в Ethernet NPort 5430i производства «МОХА»	1(один)
Коммутатор Ethernet ZyXEL ES-2108	1(один)

Конвертор интерфейсов ADAM-4520 производства «Advantech»	1(один)
GSM-модем CINTERION	1(один)
Формуляр (593-АСК.ФО)	1(один) экземпляр
Методика поверки (591-АСК.МП)	1(один) экземпляр
Инструкция по эксплуатации (593-АСК.ИЭ)	1(один) экземпляр

### **Поверка**

осуществляется по документу 591-АСК.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ РП 220 кВ «Черноморская». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков Альфа А1800 в соответствии с методикой поверки «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- средства поверки УСПД RTU-325 в соответствии с методикой поверки «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005 МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);

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

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (мощности) РП 220 кВ «Черноморская» 591-АСК.М1.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к «Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (мощности) РП 220 кВ «Черноморская»»**

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**  
при осуществлении торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ООО «Энергостройинвест».

Адрес юридический: 188477, Ленинградская область, Кингисеппский район, д. Вистино, ул. Ижорская, д. 29/5, пом.6

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, 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.