

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС-110 кВ «Роза - Хутор»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС-110 кВ «Роза – Хутор» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ПС-110 кВ «Роза - Хутор», а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30, 60-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- измерение календарного времени и интервалов времени;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин., 60 мин., 1 день, 1 месяц);
- перезапуск АИИС КУЭ;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений организациям, имеющим соглашения информационного обмена с ПС-110 кВ «Роза - Хутор» – участникам оптового рынка электроэнергии;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций - участников оптового рынка электроэнергии;
- 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 (коррекция времени).

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения и состоит из 13-ти информационно-измерительных каналов (далее – ИИК ТУ), измерительно-вычислительного комплекса (далее ИВК).

Перечень информационно-измерительных каналов точек учета, входящих в состав АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав ИК, номера регистрации в Государственном реестре средств измерений представлены в таблице 1.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – «уровень измерительного комплекса точки учета» (уровень ИК), выполняющий функцию измерений и включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S; 0,5S и 0,5 по 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001, вторичные цепи и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа «АЛЬФА А1800» класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии) и 0,5 и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 (в

части реактивной электроэнергии), установленных на объектах ПС-110 кВ «Роза - Хутор» и соответствующие связующие компоненты.

2-й уровень – «уровень информационно-вычислительного комплекса» (ИВКЭ) АИИС КУЭ, представляет собой совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенных для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики состояний средств и объектов в пределах одной электроустановки.

Уровень ИВКЭ включает в себя

- аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи и специализированное программное обеспечение (ПО) Альфа Центр АС\_РЕ\_40;
- УСПД типа RTU – 325T-E2-M4-B8, предназначенное для накопления, обработки информации, поступающей удаленным способом с уровня ИИК ТУ (счетчики) и формирования данных для передачи в автоматическом режиме на вышестоящий уровень;
- устройство синхронизации системного времени (УССВ);
- автоматизированное рабочее место персонала (далее - АРМ).

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), выполняющий функции обработки, хранения результатов измерений, диагностики состояний средств измерений (СИ) и включающий в себя одно автоматизированное рабочее место персонала (далее - АРМ) АИИС КУЭ ПС-110 кВ «Роза – Хутор», каналобразующую аппаратуру, сервер базы данных АИИС КУЭ (далее – сервер БД). Функции сервера ИВК выполняет ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - Кубанское ПМЭС и ЦСОД АИИС КУЭ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга.

Уровень ИК представляет собой функционально объединенную и территориально локализованную совокупность программно-технических средств учета электроэнергии.

На данном уровне формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений. Первичные фазные 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, реактивная мощность вычисляется по значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мгновенной мощности, вычисляется для 30-минутных интервалов времени.

В состав ИК входят измерительные трансформаторы тока и напряжения, измерительные цепи, а также счетчики, в совокупности образующие сложный измерительный канал, сигналы с выхода которого используются для получения результатов косвенных, совокупных или совместных измерений электрической энергии по всем точкам учета, задействованным в АИИС КУЭ ПС-110 кВ «Роза - Хутор».

Информационный обмен между уровнями ИИК ТУ и ИВКЭ осуществляется по выделенному каналу связи, организованному по интерфейсу RS-485. Основной канал связи между уровнем ИВКЭ и ИВК осуществляется по волоконно-оптической линии связи ОАО «ФСК ЕЭС», а резервный по выделенному спутниковому каналу.

Передача информации в организации – участники ОРЭ, осуществляется от сервера БД по внешнему каналу связи: основному и резервному. Основной канал связи организован через интернет-провайдера, резервный - по коммутируемому каналу стандарта GSM900/1800 регионального оператора сотовой связи.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на уровень ИВКЭ (УСПД), где осуществляется обработка измерительной информации – перевод числа импульсов в именованные величины кВт·ч, (квар·ч), умножение измеренного счетчиками количества электроэнергии на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передачу накопленных данных на сервер БД (АРМ).

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дату, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

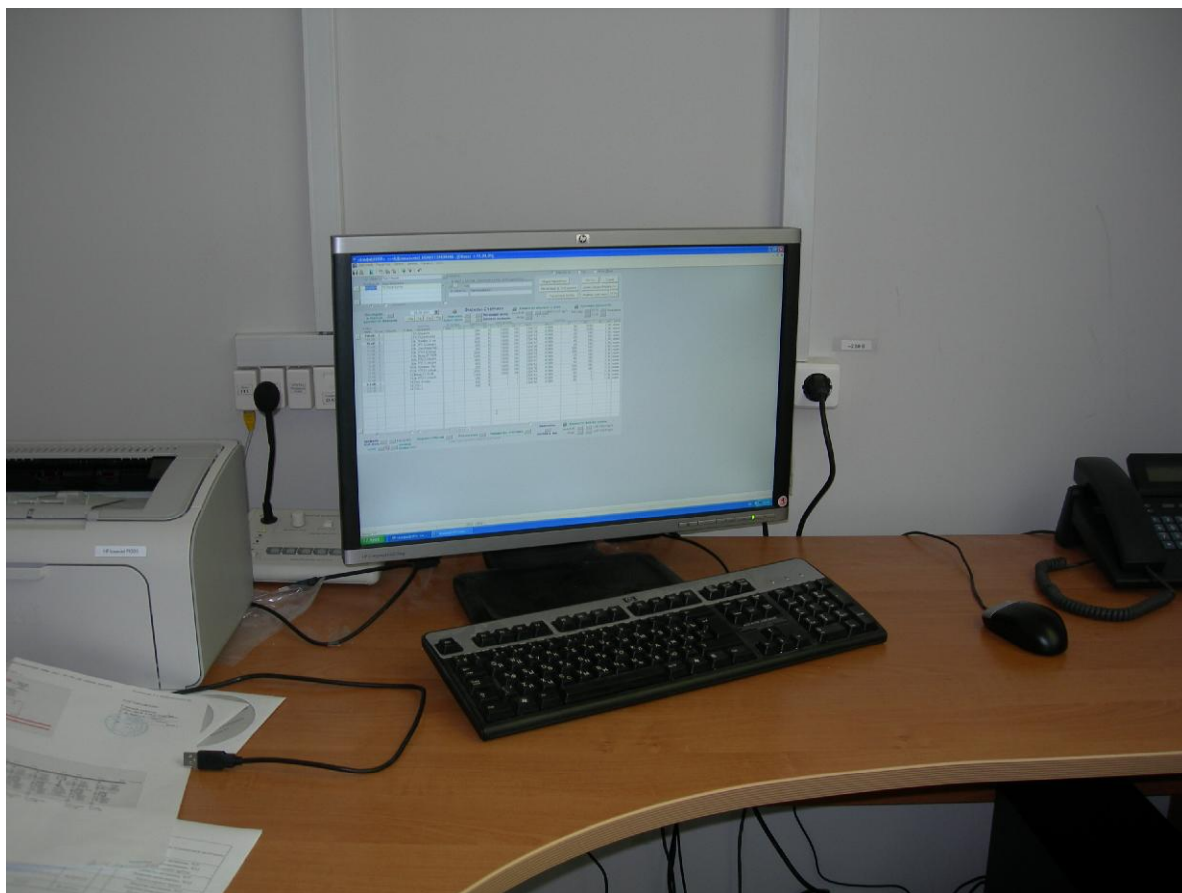
АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), на базе устройства синхронизации времени Метроника-235, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Устройство синхронизации времени обеспечивает коррекцию и поддержание системного времени информационно-вычислительных компонентов на всех уровнях АИИС КУЭ (счетчик, УСПД, сервер) по единому астрономическому времени, реализуемому во время сеансов связи между уровнями. Корректировка времени уровня ИВК производится один раз в час при рассогласовании более  $\pm 2$ с. Уровень ИВК (сервер) осуществляет коррекцию времени счетчиков, сличение времени осуществляется при каждом сеансе связи (допустимое рассогласование не превышает  $\pm 2$ с). Допустимая погрешность измерений календарного времени системы  $\pm 5$ с.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Альфа-Центр».

Таблица 1 – Состав измерительных каналов и метрологические характеристики измерительных компонентов

№№ ИК, наименование присоединений	Состав измерительного канала			УСПД, УССВ	Вид электроэнергии
	ТТ	ТН	Счетчик		
1	2	3	4	5	6
ПС-110 кВ «Роза- Хутор»					
КЛ-110 кВ W2G ПС Поселковая ИК № 1	СТИГ-110 К <sub>ТТ</sub> = 250/5 к.т.0,2S № 053958 № 053959 № 053960	VDGW2-110X К <sub>ТН</sub> =110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ=0,2; №D700752A	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т.0,2S/0,5 №01204736	УССВ №005932  RTU325L- E2-M-B8-IN- D № 005314	Активная реактивная
КЛ-110 кВ W3G ПС Мзымта ИК № 2	СТИГ-110 К <sub>ТТ</sub> =250/5 Кл.т. 0,2S № 053961 № 053957 № 053956	VDGW2-110X К <sub>ТН</sub> =110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ=0,2; № D700573A	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т.0,2 S/0,5 №01204737		Активная реактивная
ф. "РП1 (I секция)" ИК № 5	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ=0,5S; К <sub>ТТ</sub> =600/5; № 10857-09 № 11376-09 № 35329-08	НАЛИ-СЭЩ- 10 КТ=0,5; К <sub>Т</sub> =10000/100 № 00232-09	A1805RAL- P4GB-DW-4 Кл.т.0,5S/1,0 №01204740		Активная реактивная
ф. "ТП18 (I секция)" ИК № 7	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ=0,5S; К <sub>ТТ</sub> =200/5 № 04772-09 № 05409-09 № 10612-09	НАЛИ-СЭЩ- 10 КТ=0,5; К <sub>ТН</sub> =10000/100 № 00232-09	A1805RAL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1; № 01204742		Активная реактивная
ф. Ячейка 21 Резерв ИК № 8	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ=0,5S; К <sub>ТТ</sub> =1000/5 № 10666 00	НАЛИ-СЭЩ- 10 КТ=0,5; К <sub>Т</sub> =10000/100	A1805RAL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1; № 01204742		Активная реактивная

1	2	3	4	5	6
	№ 10779-09 № 10782-09	№ 00203-09			
ф. "РП2 (I секция)" ИК № 9	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ=0,5S; КТТ=1000/5 № 10549-09 № 10550-09 № 10568-09	НАЛИ-СЭЩ- 10 КТ=0,5; КТН=10000/100 № 00232-09	A1805RAL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1; № 01204744		Активная реактивная
ф. "РП2 (II секция)" ИК № 10	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ=0,5S; КТТ=1000/5 № 10578-09 № 10621-09 № 10794-09	НАЛИ-СЭЩ- 10 КТ=0,5; КТ=10000/100 № 00203-09	A1805RAL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1; № 01204745		Активная реактивная
Хоз. .нужды ИК № 11	TAR - 3D КТ= 0,5; КТТ=250/5 № 54102 № 54087 № 054043	—	A1805RL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1; № 01204751		Активная реактивная
ф. "ТП18 (II секция)" ИК № 12	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ=0,5S; КТТ=200/5 № 10783-09 №10784-09 № 10790-09	НАЛИ-СЭЩ- 10 КТ=0,5; КТН=10000/100 № 00203-09	A1805RAL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1; № 01204746	УССВ №005932  RTU325L- E2-M-B8-IN- D № 005314	Активная реактивная
ф. "Сноуборд парк" ИК № 13	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ=0,5S; КТТ=200/5 № 10791-09 №10792-09 № 10806-09	НАЛИ-СЭЩ- 10 КТ=0,5; КТН=10000/100 № 00203-09	A1805RL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1; № 01204747		Активная реактивная
ф. "РП1 (II секция)" ИК № 14	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ=0,5S; КТТ=600/5 № 35378-08 №35393-08 № 43556-08	АЛИ-СЭЩ-10 КТ=0,5; КТН=10000/100 № 00203-09	A1805RLQ- P4GB-DW-4 Кл.т.0,5S/1,0 № 01204748		Активная реактивная
ТСН-1 ИК № 15	TAR - 3D КТ=0,5; КТТ=400/5; № 81808 № 81809 № 81810	—	A1805RLP4 GB-DW-4 Кл.т.0,5S/1,0 №01204749		Активная реактивная
ТСН-2 ИК № 16	TAR - 3D КТ= 0,5; КТТ=400/5 № 81811 №81812 №81819	—	A1805RAL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1 № 01204750	Активная реактивная	



Общий вид основных составных частей АИИС КУЭ ПС 110 кВ «Роза – Хутор»

## Программное обеспечение

В составе информационно-вычислительного комплекса используется программный продукт «Альфа Центр» производства ООО «Эльстер Метроника», г. Москва.

Программное обеспечение АИИС КУЭ ПС-110 кВ «Роза Хутор» состоит из следующих уровней:

- уровень программного обеспечения счётчиков «АЛЬФА А1800» (ПО «Metercat (AlphaPlus W 2.1)»);
- уровень программного обеспечения УСПД серии RTU-325T (ОС «QNX 4»);
- уровень программного обеспечения АРМа (ОС Windows XP Russian, ПО «Альфа ЦЕНТР» - AC\_PE\_40, прикладное ПО).

Основными компонентами структурной схемы программного обеспечения АИИС КУЭ ПС-110 кВ «Роза Хутор» являются:

- «Альфа ЦЕНТР» – выполняет основные функции: автоматический параллельный опрос до сорока счетчиков серии «АЛЬФА А1800» и УСПД с использованием различных типов каналов связи и коммутационного оборудования, накопление информации в базе данных, расчет электроэнергии с учетом временных зон, нахождение максимумов мощности для каждой временной (тарифной) зоны, представление данных для анализа в табличном и графическом виде, защита данных от несанкционированного доступа;
- «Альфа ЦЕНТР Коммуникатор» – используется для описания в базе данных схем сбора данных со счетчиков электроэнергии и(или) УСПД, для ручного ( тестового) опроса устройств и управления автоматическими службами сбора и передачи данных Альфа ЦЕНТР;
- «Альфа ЦЕНТР Диагностика» – предназначен для автоматического мониторинга работы ПО «Альфа ЦЕНТР РЕ»;
- «Альфа ЦЕНТР Утилиты» – используется для создания резервных копий базы данных программы «Альфа ЦЕНТР», для просмотра служебной информации о HASP-ключе, состоянии базы данных, состоянии сервера и т.д;
- «Metercat (Alphalus W 2.1)» – предназначен для программирования и считывания информации об энергопотреблении со счетчиков электроэнергии «АЛЬФА А1800»;
- «Альфа ЦЕНТР Laptop» - предназначено для опроса счетчиков или УСПД с использованием переносного компьютера через оптопорт счетчика или мультиплексор для последующего импорта в центральную БД.

ПО AC\_PE\_40 идентифицируется посредством чтения HASP-ключа Аладдин 5-ой версии с помощью программы Альфа Центр Утилиты. ПО «Альфа-Центр». Защита ПО от несанкционированного доступа, на программном и логическом уровнях, реализуется за счет многоуровневых паролей доступа, при этом для каждого пользователя устанавливаются имена и пароли, соответствующие их правам и ролям.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2

Таблица 2 - 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
1	2	3	4	5	6
ПО «Альфа-ЦЕНТР»	Программа –планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	AC_PE_40 BD 4.05.01.05	6528 ID 17 39 83 94 80	MD5

1	2	3	4	5	6
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe			
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe			
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll			
	Библиотека шифрования пароля счетчиков А1800	encryptdll.dll			
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll			

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» согласно МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ ПС-110 кВ «Роза - Хутор» приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ ПС-110 кВ «Роза - Хутор»

Наименование характеристики	Значение			
Число измерительных каналов АИИС КУЭ ПС-110 кВ «Роза - Хутор»	13			
Абсолютная погрешность измерения календарного времени	± 5, с			
Диапазон первичного тока (I1) для ИК № 1; 2, 11	От 2,5 до 300, А			
Диапазон первичного тока (I1) для ИК № 5, 14	От 6 до 720, А			
Диапазон первичного тока (I1) для ИК № 9, 10	От 10 до 1200,А			
Диапазон первичного тока (I1) для ИК № 7, 8, 12, 13	От 2 до 240,А			
Диапазон первичного тока (I1) для ИК № 15, 16	От 20 до 480,А			
Диапазон первичного напряжения (U1) для ИК № 1- 2	От 99000/√3 до 121000/√3, В			
Диапазон первичного напряжения (U1) для ИК № 11, 15, 16	От 342 до 418,В			
Диапазон первичного напряжения (U1) для ИК № 5, 7-10, 12-14	От 9000 до 1000, В			
Диапазон вторичного напряжения (U2) для ИК № 1- 2.	От 90/√3 до 110/√3, В			
Диапазон вторичного напряжения (U2) для ИК №5, 7-10, 12-14	От 90 до 110,В			
Нагрузка ТТ для ИК № 1-2; при номинальной мощности вторичной нагрузки 20 ВА и cos φ2 = 0,8	От 5 до 20, В А			
Нагрузка ТТ для ИК №5, 7-16; при номинальной мощности вторичной нагрузки 10 ВА и cos φ2 = 0,8,	От 3,75 до 10, В А			
Нагрузка ТН для ИК №1-2 при номинальной мощности вторичной нагрузки 50 ВА и cos φ2 = 0,8	От 12,5 до 50, В А			
Нагрузка ТН для ИК № 5, 7-10, 12-14 при номинальной мощности вторичной нагрузки 200 ВА и cos φ2 = 0,8	От 50 до 200, В А			
Коэффициент мощности cos φ	От 0,5 до 1,0			
$\delta_{вр} (\delta_{pp})$ ИК № 1, 2 в рабочих условиях эксплуатации  в точке диапазона первичного тока сети: $I1 = 0,01 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I1 = 0,02 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I1 = 0,05 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I1 = 0,2 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I1 = 1,0 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	cos φ			
	1,0	0,9	0,8	0,5
	±1,0	-	-	-
	±0,9	±1,0	±1,1	±1,8
	±0,5	±0,6	±0,7	±1,3
	±0,4	±0,5	±0,6	±1,0
	±0,4	±0,5	±0,6	±1,0
	±0,4	±0,5	±0,6	±1,0

Наименование характеристики	Значение			
$\delta_{wq} (\delta_{pq})$ ИК № 1, 2 в рабочих условиях эксплуатации	sin $\varphi$			
	0,9		0,6	
	—		—	
	±1,5		±2,1	
	±0,9		±1,3	
	±0,7		±0,9	
	±0,7		±0,9	
$\delta_{wp} (\delta_{pp})$ ИК № 1, 2 в нормальных условиях эксплуатации	cos $\varphi$			
	1,0	0,9	0,8	0,5
	±1,0	—	—	—
	±0,9	±1,0	±1,1	±1,8
	±0,5	±0,6	±0,7	±1,2
	±0,4	±0,5	±0,5	±0,5
	±0,4	±0,5	±0,5	±0,5
$\delta_{wq} (\delta_{pq})$ ИК № 1, 2 в нормальных условиях эксплуатации	sin $\varphi$			
	0,9		0,6	
	—		—	
	±1,5		±1,3	
	±0,9		±4,7	
	±0,7		±0,9	
	±0,7		±0,9	
$\delta_{wp} (\delta_{pp})$ ИК 5, 7-10, 12-14 в рабочих условиях эксплуатации	cos $\varphi$			
	1,0	0,9	0,8	0,5
	±2,1	—	—	—
	±1,9	±2,3	±2,8	±4,9
	±1,2	±1,5	±1,8	±3,2
	±1,0	±1,2	±1,4	±2,4
	±1,0	±1,2	±1,4	±2,4
$\delta_{wq} (\delta_{pq})$ ИК № 5, 7-10, 12-14 в рабочих условиях эксплуатации	sin $\varphi$			
	0,9		0,6	
	—		—	
	±3,4		±5,1	
	±2,2		±3,1	
	±1,6		±2,2	
	±1,6		±2,2	
$\delta_{wp} (\delta_{pp})$ ИК 5, 7-10, 12-14 в нормальных условиях эксплуатации	cos $\varphi$			
	1,0	0,9	0,8	0,5
	±2,1	—	—	—
	±1,9	±2,3	±2,7	±4,9
	±1,1	±1,4	±1,7	±3,0
	±1,0	±1,1	±1,3	±2,2
	±1,0	±1,1	±1,3	±2,2

Наименование характеристики	Значение			
$\delta_{wq} (\delta_{pq})$ ИК № 5, 7-10, 12-14 в нормальных условиях эксплуатации	sin $\varphi$			
	0,9		0,6	
	—		—	
	±3,2		±4,9	
	±2,0		±2,9	
	±1,5		±2,1	
	±1,5		±2,0	
$\delta_{wp} (\delta_{pp})$ ИК № 11, 15, 16 в рабочих условиях эксплуатации	cos $\varphi$			
	1,0	0,9	0,8	0,5
	±1,8	±2,3	±2,9	±5,4
	±1,1	±1,3	±1,6	±2,8
	±0,9	±1,0	±1,2	±2,0
	±0,9	±1,0	±1,2	±2,0
	$\delta_{wq} (\delta_{pq})$ ИК № 11, 15, 16 в рабочих условиях эксплуатации	sin $\varphi$		
0,9		0,6		
±2,9		±4,6		
±1,7		±2,5		
±1,5		±1,9		
±1,5		±1,9		
$\delta_{wp} (\delta_{pp})$ ИК № 11, 15, 16 в нормальных условиях эксплуатации		cos $\varphi$		
	1,0	0,9	0,8	0,5
	±1,8	±2,3	±2,9	±5,4
	±1,1	±1,3	±1,6	±2,8
	±0,9	±1,0	±1,2	±2,0
	±0,9	±1,0	±1,2	±2,0
	$\delta_{wq} (\delta_{pq})$ ИК № 11,15,16 в нормальных условиях эксплуатации	sin $\varphi$		
0,9		0,6		
±2,9		±4,6		
±1,7		±2,5		
±1,5		±1,9		
±1,5		±1,9		

Примечания:

1.  $\delta_{wp} (\delta_{pp})$  - доверительные границы относительной погрешности результата измерений активной электрической энергии (мощности), при доверительной вероятности 0,95;
  2.  $\delta_{wq} (\delta_{pq})$  - доверительные границы относительной погрешности результата измерений реактивной электрической энергии (мощности), при доверительной вероятности 0,95;
  3. Нормальные условия эксплуатации:
    - параметры питающей сети: напряжение - (220±4,4) В; частота - (50 ± 0,5) Гц;
    - параметры сети для ИК: напряжение - (0,99 - 1,01)· $U_n$ ; сила тока - (0,05 - 1,2) · $I_n$ ;
- диапазон коэффициента мощности cos  $\varphi$  (sin $\varphi$ ) – от 0,5 до 1,0 (от 0,6 до 0,9); частота - (50 ± 0,15) Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков) - не более 0,05 мТл;
  - температура окружающего воздуха: ТН и ТТ - от +5°С до + 30°С; счетчиков - от +18°С до +25°С; ИВК - от +15°С до +25°С;
  - относительная влажность воздуха - (70±5) %;
  - атмосферное давление - (750±30) мм рт.ст.

4. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети для ИК: напряжение -  $(0,9 - 1,1) \cdot U_{н1}$ ; сила первичного тока -  $(0,01 - 1,2) \cdot I_{н1}$  для ИК № 1,2, 5,7 - 10; 12 – 14; сила первичного тока -  $(0,05 - 1,2) \cdot I_{н1}$  для ИК № 11, 15; 16; диапазон коэффициента мощности  $\cos\phi$  ( $\sin\phi$ ) – от 0,5 до 1,0 (от 0,6 до 0,9); частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от  $+10^\circ\text{C}$  до  $+30^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5)\%$ ;
- атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.

Для электросчетчиков:

- параметры сети для ИК: напряжение -  $(0,9 - 1,1) \cdot U_{н2}$ ; сила вторичного тока -  $(0,05 - 1,2) \cdot I_{н2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\phi$  ( $\sin\phi$ ) – от 0,8 до 1,0 (0,6); частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,05 мТл;
- температура окружающего воздуха – от  $+10^\circ\text{C}$  до  $+30^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5)\%$ ;
- атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение -  $(220 \pm 10)$  В; частота -  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от  $+15^\circ\text{C}$  до  $+25^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5)\%$ ;
- атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.

5. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ 52323-2005 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п.1 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом установленном на ПС – 110 кВ «Роза - Хутор» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

**Знак утверждения типа**

наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС-110 кВ «Роза - Хутор».

**Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ ПС-110 кВ «Роза - Хутор» (основные технические средства, задействованные в системе) представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ ПС 110 кВ «Роза – Хутор»

Обозначение изделия (номер средств измерений по Госреестру)	Наименование изделия	Количество
1	2	3
Составные части системы и изменения в комплектности		
СТИГ-110 (42469-09)	измерительные трансформаторы тока	6
ТОЛ-СЭЩ-10 (32139-06)		27
TAR 3D (32875-06)		9
VDGW2-110X (42563-09)	измерительные трансформаторы напряжения	2
НАЛИ-СЭЩ-10 (38394-08)		2

1	2	3
«АЛЬФА А1800» (31857-06) - А1802RALQ-P4GB-DW-4	многофункциональные счетчики электроэнергии	2
«АЛЬФА А1800» (31857-06) - А1805RALQ-P4GB-DW-4		8
«АЛЬФА А1800» (31857-06) - А1805RLQ-P4GB-DW-4		3
ЛИМГ	колодки испытательные	16
ПР-3	разветвители интерфейсов	16
MP3021-T-5A-4BA	догрузочные резисторы для трансформаторов тока	42
MP3021-H-57,7B-3x10BA		4
RTU-325T-E2-M4-B8 (44626-10)	устройство сбора и передачи данных	1
Siemens MC35i	GSM-терминал	12
Switch Ethernet 24 port Cisco Catalyst 2960-24TT	сетевой коммутатор	1
Антей 905	GSM антенна на магнитном ос- новании с усилением 5 дБ	4
на базе Gilant SkyEdge PRO	спутниковый терминал VSAT	1
AE1	оптический преобразователь для связи счетчиков	1
HP dc5800 MT Core2Duo E8400,1GB DDR2 PC6400,160GB SATA 3.0 HDD,DVD+/-RW, kbd/mse opt, GigaLAN, DOS [KV517EA#ACB]	АРМ	1
-	клавиатура	1
-	мышка оптическая	1
Pilot Pro	сетевой фильтр	1
APC Smart-UPS SUA1000VA RMI 2U	источник бесперебойного пита- ния	1
TFT HP LA2205wg	монитор для АРМ	1
HP 610 T5870/1Gb/160/DVDRW/15.6" HD BV/Wi- Fi/BT/Cam/DOS HP NX549EA	инженерный пульт на базе ноут- бука	1
A4 HP LaserJet P2030	принтер лазерный	1
USB/RS-232, USB-Serial	конвертор, адаптер	1
НКУ МЕТРОНИКА MC-225	шкаф УССВ	1
ЩАП-12-31-УХЛ4	шкаф АВР навесной дополни- тельного питания счетчиков 395x310x220 мм	1
Rittal.DK 7920.740	шкаф учета, на базе Rittal TS 8 800x2000x600 мм	1
Rittal.DK 7920.740	шкаф УСПД, на базе Rittal TS 8 800x2000x600 мм	1
Rittal,TS 8614.680	секционная монтажная панель для TS Rittal (700x500)	1
ПО АРМ АИИС КУЭ с лицензией на 40 счетчи- ков AC_PE_40	программное обеспечение	1
ПО для ручного сбора информации AC_L Laptop		1
ПО для параметрирования счетчиков Meter Cat W 2.1		1
Системное ПО Windows XP Pro SP2 Russian		
Программное обеспечение Office 2007 Win32 Russian CD		

1	2	3
<b>Запасные части, инструмент, приспособления и средства измерения (ЗИП)</b>		
A1802RAL-P4GB-DW-4	Счётчик электрической энергии и мощности серии «АЛЬФА А1800»	1
<b>Изделия с ограниченным ресурсом</b>		
hager MCN302	автоматический выключатель	4
hager MBN202		3
hager MBN206		6
Chinfa DRA 18-12	блок питания	1
TRACOPower TSP 180-124		1
TRACOPower TSP-BCM24	модуль контроллера батареи	1
TRACOPower TSP-BAT24-034	батарея резервного питания	1
Pilot Pro	сетевой фильтр 220В	1
<b>Эксплуатационная документация</b>		
БЕКВ.422231.044.ИЗ	Руководство пользователя на АИ-ИС КУЭ ПС-110 кВ «Роза Хутор».	1
БЕКВ.422231.044.ИЭ	Инструкция по эксплуатации. Технологическая инструкция на АИ-ИС КУЭ ПС-110 кВ «Роза Хутор».	1
БЕКВ.422231.044.ПФ	Паспорт-формуляр на АИИС КУЭ ПС-110 кВ «Роза Хутор».	1
БЕКВ.422231.044.В1	Перечень входных сигналов и данных на АИИС КУЭ ПС-110 кВ «Роза Хутор».	1
БЕКВ.422231.044.В2	Перечень выходных сигналов (документов) на АИИС КУЭ ПС-110 кВ «Роза Хутор».	1
БЕКВ.422231.044.И4	Инструкция по формированию и ведению базы данных на АИИС КУЭ ПС-110 кВ «Роза Хутор».	1
БЕКВ.422231.044.МИ	Методика измерений на АИИС КУЭ ПС-110 кВ «Роза Хутор».	1
БЕКВ.422231.044.МП	Методика поверки	1

### Поверка

осуществляется по методике поверки БЕКВ.422231.044 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС-110 кВ «Роза - Хутор». Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Краснодарский ЦСМ» в апреле месяце 2011г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения  $6/\sqrt{3} \dots 35$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;

Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-20003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

Счетчик Альфа А1800 – 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.;

Устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа RTU-325T – в соответствии с документом «Методика поверки. Устройство сбора и передачи данных RTU-325T б RTU-325H.» ДИЯМ.466215.005 МП., утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в июле 2010г.

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

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС-110 кВ «Роза - Хутор». Методика измерений количества электрической энергии, БЕКВ.422231.044.МИ.

### **Нормативные и технические документы устанавливающие требования к системе автоматизированной, информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС-110 кВ «Роза – Хутор»**

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

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

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

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

МИ 2441-97. «Испытания для целей утверждения типа измерительных систем. Общие требования».

БЕКВ.422231.044.РЭ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС-110 кВ «Роза - Хутор».

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

Осуществление торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель**

Закрытое акционерное общество «Региональная инженерно-технологическая энергокомпания – Союз» (ЗАО «РИТЭК – СОЮЗ»).

Юридический адрес: 350033, г.Краснодар, ул.Ставропольская, 2

Почтовый адрес: 350033, г.Краснодар, ул. Демуса, 50

Тел./факс: (861) 260-48-14

E-mail: [mail@ritek-souz.ru](mailto:mail@ritek-souz.ru)

### **Испытатель**

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУ «Краснодарский ЦСМ»

Регистрационный номер № 30021-10, по Государственному реестру. 350040, г. Краснодар, ул. Айвазовского, д. 104а. Тел.: (861)233-76-50, факс 233-85-86.

### **Заместитель**

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.п.

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2011г.