



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.021.A № 44160

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС-110 кВ "Лаура"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **043**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Закрытое акционерное общество "Региональная инженерно-
технологическая энергокомпания – Союз" (ЗАО "РИТЭК – СОЮЗ"),
г. Краснодар**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **48006-11**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

БЕКВ.422231.043.МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **21 октября 2011 г. № 5491**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2011 г.

Серия СИ

№ 002204

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС-110 кВ «Лаура» (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 «Лаура», 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 «Лаура» – 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 ГОСТ 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 «Лаура» 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 «Лаура», 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 «Лаура».

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 – участниках 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 счётчиками количества электро-

энергии 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 ± 2 с. Уровень ИВК (сервер) осуществляет коррекцию времени счетчиков, сличение времени осуществляется при каждом сеансе связи (допустимое рассогласование не превышает ± 2 с). Допустимая погрешность измерений календарного времени системы ± 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	Вид элек- троэнергии
	ТТ	ТН	Счетчик		
1	2	3	4	5	6
ПС-110 кВ «ЛАУРА»					
КЛ-110 кВ W1G ПС Псехако №1 ИК № 1	СТIG-110 К _{ТТ} = 250/5 к.т.0,2S 053870 053871 .053873	VDGW2-110X К _{ТН} =110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ=0,2; №D700569A	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т.0,2S/0,5 № 01204519	RTU325L- E2-M-B8- IN-D № 005315	Активная реактивная
КЛ-110 кВ W2G КПГЭС ИК № 2	СТIG-110 К _{ТТ} =250/5 Кл.т. 0,2S № 053872 № 053874 № 053873	VDGW2-110X К _{ТН} =110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ=0,2; № D700570A	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т.0,2 S/0,5 № 01204518		Активная реактивная
КЛ-110 кВ W3G ПС Мзымта ИК № 3	СТIG-110 КТ=0,2S; К _{ТТ} =250/5; №053867 № 053875 № 053876	VDGW2-110X КТ=0,2; К _{ТН} =110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ № D700571A	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т.0,2S/0,5 № 01204520		Активная реактивная
КЛ-110 кВ W4G ПС Псехако №2 ИК № 4	СТIG-110 КТ=0,2S; К _{ТТ} =250/5; № 053869 № 053877 № 053868	VDGW2-110X КТ=0,2; К _{ТН} =110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ № D700572A	A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ=0,2S/0,5 № 01204521		Активная реактивная

1	2	3	4	5	6
ф. "ООО "Газпроминвест- арена" ИК № 7	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ=0,5S; Ктт=800/5 № 11372-09 № 11364-09 № 11357-09	НАЛИ-СЭЩ- 10 КТ=0,5; Кт=10000/100 № 00231-09	A1805RAL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1; № 01204619	RTU325L- E2-M-B8- IN-D ..№ 005315	Активная реактивная
ф. "Лыжный комплекс на 16000 зрителей" ИК № 8	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ=0,5S; Ктт=300/5 № 10843-09 № 10703-09 № 05488-09	НАЛИ-СЭЩ- 10 КТ=0,5; Ктн=10000/100 № 00231-09	A1805RAL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1; № 01204616		Активная реактивная
ф." Очистные сооружения ку- рорта "Роза Ху- тор" ИК № 9	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ=0,5S; Ктт=200/5 № 10673-09 № 10559-09 № 10588-09	НАЛИ-СЭЩ- 10 КТ=0,5; Кт=10000/100 № 00231-09	A1805RAL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1; № 01204626		Активная реактивная
ф. "Фристайл центр" ИК № 10	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ=0,5S; Ктт=200/5 № 10668-09 № 10669-09 № 10672-09	НАЛИ-СЭЩ-10 КТ=0,5; Кт=10000/100 № 00231-09	A1805RAL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1; № 01204615		Активная реактивная
ф. "Трамплин на 1500 мест" ИК № 12	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ=0,5S; Ктт=200/5 № 10654-09 №10656-09 № 10652-09	НАЛИ-СЭЩ-10 КТ=0,5; Ктн=10000/100 № 00231-09	A1805RAL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1; № 01204614		Активная реактивная
ф. ячейка 25 Резерв ИК № 13	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ=0,5S; Ктт=1000/5 № 10850-09 №10674-09 № 10554-09	НАЛИ-СЭЩ-10 КТ=0,5; Ктн=10000/100 № 00231-09	A1805RAL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1,0; № 01204620		Активная реактивная
ф. "Трансформ. ПС 10/0.4кВ (I секция)" ИК № 14	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ=0,5S; Ктт=1500/5 № 10683-09 №10793-09 № 10622-09	НАЛИ-СЭЩ-10 КТ=0,5; Ктн=10000/100 № 00231-09	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1,0; № 01204618		Активная реактивная
ф. "Трансформ. ПС 10/0.4кВ (II секция)" ИК № 15	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ=0,5S; Ктт=1500/5 № 04849-09 №06297-09 № 10695-09	НАЛИ-СЭЩ-10 КТ=0,5; Ктн=10000/100 № 00233-09	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1,0 № 01204618		Активная реактивная

1	2	3	4	5	6
ф. ячейка 26 Резерв ИК № 16	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ=0,5S; Ктт=1000/5 № 10663-09 №10551-09 № 10569-09	НАЛИ-СЭЩ-10 КТ=0,5; Ктн=10000/100 № 00233-09	A1805RAL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1,0 № 01204621	RTU325L- E2-M-B8- IN-D № 005315	Активная реактивная
ф."ООО "Альпика- Сервис" ИК № 17	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ=0,5S; Ктт=300/5 № 08192-09 №10799-09 № 05463-09	НАЛИ-СЭЩ-10 КТ=0,5; Ктн=10000/100 № 00233-09	A1805RAL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1 № 01204623		Активная реактивная
ф. "Водозабор на правом берегу р.Мзымта" ИК № 18	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ=0,5S; Ктт=200/5 № 10699-09 №10722-09 № 10712-09	НАЛИ-СЭЩ-10 КТ=0,5; Ктн=10000/100 № 00233-09	A1805RAL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1 № 01204628		Активная реактивная
ф. "Водозабор на левом берегу р.Мзымта" ИК № 19	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ=0,5S; Ктт=200/5 № 10742-09 №10700-09 № 10736-09	НАЛИ-СЭЩ-10 КТ=0,5; Ктн=10000/100 № 00233-09	A1805RAL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1 № 01204624		Активная реактивная
ф. "Водозабор на р.Ачипсе (Лаура)" ИК № 20	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ=0,5S; Ктт=200/5 № 10780-09 №10744-09 № 10743-09	НАЛИ-СЭЩ-10 КТ=0,5; Ктн=10000/100 № 00233-09	A1805RAL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1 № 01204617		Активная реактивная
ф. "Станция подвижной ра- диосвязи "Тетра" ИК № 21	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ=0,5S; Ктт=200/5 № 10752-09 №10627-09 № 10761-09	НАЛИ-СЭЩ-10 КТ=0,5; Ктн=10000/100 № 00233-09	A1805RAL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1 № 01204627		Активная реактивная
ТСН-1 ИК № 22	TAR 3D КТ=0,5; Ктт=400/5; № 81813 № 81814 № 81815	—	A1805RL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1 № 01204523		Активная реактивная
ТСН-2 ИК № 23	TAR 3D КТ=0,5; Ктт=400/5; № 81816 № 81817 № 81818	—	A1805RL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1 № 01204525		Активная реактивная

1	2	3	4	5	6
Хоз.нужды ИК № 24	TAR 3D КТ=0,5; КТТ=400/5; № 33998 № 33995 № 34006	—	A1805RL- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1 № 01204524		Активная реактивная
КЛ-110 кВ "Краснополян- ская ГЭС" ОРУ-110 кВ, ГЩУ, КЛ-110 кВ W4G ПС ЛАУРА ИК № 25	TAT КТ=0,2S; КТТ=600/5; № 10041482 № 10041483 № 10041481	НАМИ-110 УХЛ1 КТ=0,2; КТН=110000/√3 /100/√3 I с.ш.: № 2043 № 2035 № 2016; II с.ш.: № 1203 № 2081 № 2086	A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ=0,2S/0,5; №01208298	RTU325L- E2-M-B8- IN-D № 005315	Активная реактивная





Общий вид основных составных частей АИИС КУКЭ ПС 110 кВ «Лаура»

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 «Лаура» 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» - АС_РЕ_40, прикладное ПО).

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

- «Альфа ЦЕНТР» – выполняет основные функции: автоматический параллельный опрос до сорока счётчиков 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 счётчиков 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 АС_РЕ_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
ПО «Альфа-ЦЕНТР»	Программа –планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	АС_РЕ_40 BD 4.05.01.05	6528 ID 17 39 83 94 80	MD5
	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 «Лаура» приведены в таблице 3.

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

Наименование характеристики	Значение
Число измерительных каналов АИИС КУЭ ПС-110 кВ «ЛАУРА»	22
Абсолютная погрешность измерения календарного времени	± 5, с
Диапазон первичного тока (I1) для ИК № 1 - 4	От 2,5 до 300, А
Диапазон первичного тока (I1) для ИК № 7	От 8 до 960, А
Диапазон первичного тока (I1) для ИК № 8, 17	От 3 до 360,А

Наименование характеристики	Значение
Диапазон первичного тока (I1) для ИК № 9, 10, 12, 13, 16, 18 - 21	От 2 до 240,А
Диапазон первичного тока (I1) для ИК № 14, 15	От 15 до 1800,А
Диапазон первичного тока (I1) для ИК № 22, 23	От 20 до 480,А
Диапазон первичного тока (I1) для ИК № 25	От 6 до 720,А
Диапазон первичного тока (I1) для ИК № 24	От 10 до 240,А
Диапазон первичного напряжения (U1) для ИК № 1 -4, 25	От 99000/√3 до 121000/√3, В
Диапазон первичного напряжения (U1) для ИК № 5 - 21	От 9000 до 11000, В
Диапазон первичного напряжения (U1) для ИК № 22 - 24	От 342 до 418, В
Диапазон вторичного напряжения (U2) для ИК № 1- 4.	От 90/√3 до 110/√3, В
Диапазон вторичного напряжения (U2) для ИК №7 – 10, 12 - 21	От 90 до 110,В
Нагрузка ТТ для ИК № 1-4; при номинальной мощности вторичной нагрузки 20 ВА и $\cos \varphi_2 = 0,8$	От 5 до 20, В А
Нагрузка ТТ для ИК №7 – 10, 12 - 24; при номинальной мощности вторичной нагрузки 10 ВА и $\cos \varphi_2 = 0,8$,	От 3,75 до 10, В А
Нагрузка ТН для ИК №1-4 при номинальной мощности вторичной нагрузки 50 ВА и $\cos \varphi_2 = 0,8$	От 12,5 до 50, В А
Нагрузка ТН для ИК №7- 10, 12 - 21 при номинальной мощности вторичной нагрузки 200 ВА и $\cos \varphi_2 = 0,8$	От 50 до 200, В А
Коэффициент мощности $\cos \varphi$	От 0,5 до 1,0
δ_{wp} (δ_{pp}) ИК № 1 – 3, 25 в рабочих условиях эксплуатации: в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\cos \varphi$
	1,0 0,9 0,8 0,5
	±1,0 - - -
	±0,9 ±1,0 ±1,1 ±1,8
	±0,5 ±0,6 ±0,7 ±1,3
	±0,4 ±0,5 ±0,6 ±1,0
	±0,4 ±0,5 ±0,6 ±1,0
δ_{wq} (δ_{pq}) ИК № 1 – 3, 25 в рабочих условиях эксплуатации: в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\sin \varphi$
	0,9 0,6
	— —
	±1,6 ±2,2
	±1,0 ±1,3
	±0,7 ±0,9
	±0,7 ±0,9
δ_{wp} (δ_{pp}) ИК №1 – 3, 25 в нормальных условиях эксплуатации: в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\cos \varphi$
	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
δ_{wq} (δ_{pq}) ИК № 1 – 3, 25 в нормальных условиях эксплуатации: в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\sin \varphi$
	0,9 0,6
	— —
	±1,5 ±2,1
	±0,9 ±1,3
±0,7 ±0,9	

Наименование характеристики	Значение			
в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	±0,7		±0,9	
в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	±0,7		±0,9	
$\delta_{wp} (\delta_{pp})$ ИК № 4 в рабочих условиях эксплуатации: в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	cos φ			
	1,0	0,9	0,8	0,5
	±1,0	—	—	—
	±0,9	±1,0	±1,1	±1,8
	±0,6	±0,6	±0,7	±1,3
	±0,5	±0,5	±0,6	±1,0
	±0,5	±0,5	±0,6	±1,0
$\delta_{wq} (\delta_{pq})$ ИК № 4 в рабочих условиях эксплуатации: в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	sin φ			
	0,9		0,6	
	—		—	
	±1,6		±2,2	
	±1,0		±1,3	
	±0,7		±0,9	
	±0,7		±0,9	
$\delta_{wp} (\delta_{pp})$ ИК № 4 в нормальных условиях эксплуатации: в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	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	±1,2
	±0,4	±0,5	±0,5	±0,9
	±0,4	±0,5	±0,5	±0,9
$\delta_{wq} (\delta_{pq})$ ИК №4 в нормальных условиях эксплуатации: в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	sin φ			
	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 № 7-10, 12-21 в рабочих условиях эксплуатации: в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	cos φ			
	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 № 7-10, 12-21 в рабочих условиях эксплуатации: в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	sin φ			
	0,9		0,6	
	—		—	
	±3,4		±5,1	
	±2,2		±3,1	
	±1,6		±2,2	
	±1,6		±2,2	

Наименование характеристики	Значение			
$\delta_{wp} (\delta_{pp})$ ИК № 7-10, 12-21 в нормальных условиях эксплуатации: в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	cos φ			
	1,0	0,9	0,8	0,5
	±2,1	—	—	—
	±1,9	±2,3	±2,7	±4,9
	±1,1	±1,4	±1,7	±3,1
	±1,0	±1,1	±1,3	±2,2
	±1,0	±1,1	±1,3	±2,2
$\delta_{wq} (\delta_{pq})$ ИК №7-10, 12-21 в нормальных условиях эксплуатации: в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	sin φ			
	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 № 22 - 24 в рабочих условиях эксплуатации: в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	cos φ			
	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
	±0,9	±1,0	±1,2	±2,0
$\delta_{wq} (\delta_{pq})$ ИК № 22 -24 в рабочих условиях эксплуатации: в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	sin φ			
	0,9	0,6		
	±2,9	±4,6		
	±1,7	±2,5		
	±1,5	±1,9		
	±1,5	±1,9		
	±1,5	±1,9		
$\delta_{wp} (\delta_{pp})$ ИК № 22 - 24 в нормальных условиях эксплуатации: в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	cos φ			
	1,0	0,9	0,8	0,5
	±1,7	±2,3	±2,8	±5,4
	±1,0	±1,2	±1,6	±2,7
	±0,8	±0,9	±1,1	±1,9
	±0,8	±0,9	±1,1	±1,9
	±0,8	±0,9	±1,1	±1,9
$\delta_{wq} (\delta_{pq})$ ИК № 22 - 24 в нормальных условиях эксплуатации: в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$ в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	sin φ			
	0,9	0,6		
	±2,8	±4,6		
	±1,6	±2,4		
	±1,3	±1,8		
	±1,3	±1,8		
	±1,3	±1,8		

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 - $(220 \pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - параметры сети для ИК: напряжения - $(0,99 - 1,01) \cdot U_{н}$; сила тока - $(0,05 - 1,2) \cdot I_{н}$; диапазон коэффициента мощности cos φ (sin φ) - от 0,5 до 1,0 (от 0,6 до 0,9); частота - $(50 \pm 0,15)$ 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)·U_{н1}; сила первичного тока - (0,01 - 1,2)·I_{н1} для ИК № 1 - 4, 7 - 10; 12 - 21; силы первичного тока - (0,05 - 1,2)·I_{н1} для ИК № 22 - 24; диапазон коэффициента мощности cosφ (sinφ) – от 0,5 до 1,0 (от 0,6 до 0,9); частота - (50 ± 0,15) Гц;

- температура окружающего воздуха - от +10°С до +30°С;
- относительная влажность воздуха - (70±5) %;
- атмосферное давление - (750±30) мм рт.ст.

Для электросчетчиков:

- параметры сети для ИК: напряжение - (0,9 ÷ 1,1)·U_{н2}; сила вторичного тока - (0,05 - 1,2)·I_{н2}; диапазон коэффициента мощности cosφ (sinφ) – от 0,8 до 1,0 (0,6); частота - (50 ± 0,15) Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,05 мТл;
- температура окружающего воздуха – от +10°С до +30°С;
- относительная влажность воздуха - (70±5) %;
- атмосферное давление - (750±30) мм рт.ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение - (220±10) В; частота - (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха - от +15°С до +25°С;
- относительная влажность воздуха - (70±5) %;
- атмосферное давление - (750±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 в установленном на ПС – 110 кВ «ЛАУРА» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Знак утверждения типа

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 «Лаура».

Комплектность средства измерений

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

Таблица 4 - АИИС КУЭ ПС 110 кВ «Лаура»

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	12
ТОЛ-СЭЦ-10 (32139-06)		42

1	2	3
TAR 3D (32875-06)		9
TAT (45806-10)		3
VDGW2-110X (42563-09)	Измерительные трансформаторы напряжения	4
НАМИ-110 УХЛ1 (24218-08)		6
НАЛИ-СЭЩ-10 (38394-08)		2
«АЛЬФА А1800» (31857-06) - А1802RAL-P4GB-DW-4	многофункциональные счетчики электроэнергии	5
«АЛЬФА А1800» (31857-06) - А1805RAL-P4GB-DW-4		14
«АЛЬФА А1800» (31857-06) - А1805RL-P4GB-DW-4		3
ЛИМГ	колодки испытательные	25
РИ-3	Разветвители интерфейсов	24
MP3021-T-5A-3x4BA	догрузочные резисторы для трансформаторов тока	57
MP3021-H-57,7B-3x10BA	догрузочные резисторы для трансформаторов напряжения	6
RTU-325T-E2-M4-B8 (44626-10)	устройство сбора и передачи данных	1
ПМОФ 90-888888/II Д132У3	пакетный переключатель	2
SIEMENS MC35i	GSM-терминал	1
Антей 905	GSM антенна на магнитном основании с усилением 5 дБ	1
Switch Ethernet 24 port Cisco Catalyst 2960-24TT	сетевой коммутатор	1
на базе Gilant SkyEdge PRO	спутниковый терминал VSAT	1
Моха NPort 5130	преобразователь интерфейса 1-портовый асинхронный RS-422/485 в Ethernet	2
hakel DTR 2/6	устройство для защиты от импульсных перенапряжений цифр. интерфейса RS-485	2
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	
Pilot Pro	сетевой фильтр	
APC Smart-UPS SUA1000VA RMI 2U	источник бесперебойного питания	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 ноутбука	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 дополнительного питания счетчиков 395x310x220 мм	1
Rittal.DK 7920.740	шкаф учета, на базе Rittal TS 8 800x2000x600 мм	1

1	2	3
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 счетчиков 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		1
Программное обеспечение Office 2007 Win32 Russian CD		1
Запасные части, инструмент, приспособления и средства измерения (ЗИП)		
A1802RAL-P4GB-DW-4	Счётчик электрической энергии и мощности серии «АЛЬФА А1800»	1
<i>Изделия с ограниченным ресурсом</i>		
hager MCN302	автоматический выключатель	4
hager MBN202		4
hager MBN206		2
Chinfa DRA 18-12	блок питания	1
TRACOPOWER TSP 180-124		1
TRACOPOWER TSP-BCM24		1
TRACOPOWER TSP-BAT24-034	модуль контроллера батареи	1
Pilot Pro	батарея резервного питания	1
	сетевой фильтр 220 В	1
<i>Эксплуатационная документация</i>		
БЕКВ.422231.043.ИЗ	Руководство пользователя на АИИС КУЭ ПС-110 кВ «ЛАУРА»	1
БЕКВ.422231.043.ИЭ	Инструкция по эксплуатации. Технологическая инструкция на АИИС КУЭ ПС-110 кВ «ЛАУРА»	1
БЕКВ.422231.043.ПФ	Паспорт-формуляр на АИИС КУЭ ПС-110 кВ «ЛАУРА»	1
БЕКВ.422231.043.В1	Перечень входных сигналов и данных на АИИС КУЭ ПС-110 кВ «ЛАУРА»	1
БЕКВ.422231.043.В2	Перечень выходных сигналов (документов) на АИИС КУЭ ПС-110 кВ «ЛАУРА»	1
БЕКВ.422231.043.И4	Инструкция по формированию и ведению базы данных на АИИС КУЭ ПС-110 кВ «ЛАУРА»	1
БЕКВ.422231.043.МИ	Методика измерений на АИИС КУЭ ПС-110 кВ «ЛАУРА»	1
БЕКВ.422231.043.МП	Методика поверки	1

Поверка

осуществляется по методике поверки БЕКВ.422231.043 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС-110 кВ «Лаура». Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Краснодарский ЦСМ» в мае 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/√3... 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 в 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 «Лаура», Методика измерений количества электрической энергии, БЕКВ.422231.043.МИ.

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

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.422231.043.РЭ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС-110 кВ «Лаура».

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

Испытательный центр

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.