

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1778 от 28.11.2016 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Артем»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Артем» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности потребляемой с ОРЭМ по расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, построенная на основе ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (Госреестр № 45048-10) и ИВК «АльфаЦЕНТР» (Госреестр № 44595-10), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Артем» состоят из трех уровней:

1-й уровень - информационно-измерительные комплексы, включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии класса точности по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии), установленные на объектах ПС 330 кВ «Артем».

2-й уровень - измерительно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ), включающие в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325H (Госреестр № 44626-10), устройство синхронизации системного времени (УССВ), линии связи сбора данных со счетчиков, аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи, автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора ИВКЭ.

3-ий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) состоит из коммуникационного сервера опроса и сервера базы данных (БД) ЦСОД (центр сбора и обработки данных) ОАО «ФСК ЕЭС», и сервера ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга, устройства синхронизации времени, АРМ пользователей, аппаратуры приема-передачи данных и технических средств для организации локальной вычислительной сети (ЛВС), разграничения прав доступа к информации.

Связь УСПД уровня ИВКЭ ПС 330 кВ «Артем» с ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» реализуется автоматически с помощью единой технологической сети связи электроэнергетики (ЕТССЭ), организованной на базе волоконно-оптических линий связи (ВОЛС) и системы спутниковой связи.

Для работы с системой на уровне подстанции (ПС) предусматривается организация АРМ оператора ИВК. АРМ оператора ИВК филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга представляет собой персональный компьютер, на котором установлена клиентская часть ПО «АльфаЦЕНТР» (Госреестр № 44595-10). АРМ по ЛВС предприятия связано с сервером для этого в настройках ПО «АльфаЦЕНТР» указывается IP-адрес сервера.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в базах данных серверов ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» не менее 3,5 лет, отвечающих требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники 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 календарного времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);
- передача журналов событий АИИС КУЭ.

Принцип действия:

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, полной мощности и интегрированные по времени значения активной и реактивной энергии. УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и информации о состоянии средств измерений со счетчика электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Передача цифрового сигнала с выходов счетчиков на входы УСПД уровня ИВКЭ осуществляется:

- по интерфейсу RS-485 (счетчик - УСПД);
- по интерфейсу RS-485 с последующим преобразованием в оптический сигнал (счетчик - медиаконвертер - ВОЛС - медиаконвертер - УСПД уровня ИВКЭ).

В УСПД уровня ИВКЭ осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение результатов измерений и автоматическая передача накопленных данных на уровень ИВК АИИС КУЭ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга, а также отображение информации по подключенным к УСПД уровня ИВКЭ устройствам.

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью ЕТССЭ, организованной на базе ВОЛС. По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически передает полученные данные в базу данных (БД) сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп».

На сервере БД ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске. Между ЦСОД ОАО «ФСК ЕЭС» и ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга происходит автоматическая репликация данных по сетям ЕТССЭ.

Передача данных с уровня ИВКЭ на уровень ИВК АИИС КУЭ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга либо (ИВК АИИС КУЭ ОАО «ФСК ЕЭС» г. Москва) осуществляется по двум основным, резервному и технологическому каналам:

- основной канал передачи информации (первый) - в формате Ethernet с последующим преобразованием в формат канала ВОЛС (УСПД уровня ИВКЭ - коммутатор - оборудование связи - ВОЛС - сервер БД уровня ИВК АИИС КУЭ ОАО «ФСК ЕЭС» г. Москва);
- основной канал передачи информации (второй) - в формате Ethernet с последующим преобразованием в формат канала ВОЛС (УСПД уровня ИВКЭ - коммутатор - оборудование связи - ВОЛС - сервер БД ИВК АИИС КУЭ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга);
- резервный канал передачи информации - посредством аппаратуры спутниковой связи на базе VSAT-технологии SkyEdg™ (УСПД уровня ИВКЭ - коммутатор - оборудование связи - аппаратура спутниковой связи - сервер БД уровня ИВК АИИС КУЭ ОАО «ФСК ЕЭС» г. Москва);
- технологический канал передачи информации: в формате RS-232 (УСПД уровня ИВКЭ - GSM модем - GSM модем - сервер БД уровня ИВК АИИС КУЭ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга).

Данные с УСПД могут быть получены на АРМ пользователей по сети Ethernet.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

Для выдачи информации об энергопотреблении в ОАО «АТС» предусмотрен временной регламент, описывающий периодичность выдачи информации и объем передаваемых данных. Данные могут передаваться в формате XML-файла. Службы филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга и ОАО «ФСК ЕЭС» г. Москва, ответственные за работу на оптовом рынке электрической энергии, заверяют файл с данными электронно-цифровой подписью (ЭЦП), после чего он поступает в ИАСУ КУ ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Артем» оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе GARMIN GPS35-HVS, включающего в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS).

Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему.

Время УСПД уровня ИВКЭ синхронизировано со временем устройства синхронизации системного времени, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более $\pm 0,1$ с. УСПД уровня ИВКЭ осуществляет коррекцию времени счетчиков. Сличение времени счетчиков со временем УСПД, выполняется не реже чем 1 раз в 30 мин при сеансе связи УСПД со счетчиками. Корректировка времени счетчиков осуществляется УСПД автоматически при обнаружении рассогласования времени УСПД и счетчиков более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электрической энергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректуре.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии, ПО ССД и СБД АИИС КУЭ. Программные средства ССД и СБД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО УСПД RTU-325Н, ПО «АльфаЦЕНТР» производства ООО «ЭльстерМетроника» г. Москва, ПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) производства ЗАО «НПФ Прорыв» Московская обл., ПО СОЕВ.

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведён в таблице 1.

Таблица 1 - Метрологически значимые модули ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	УСПД RTU-325H структура архивов
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Версия 2.07
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	9b6c26529eb8215679f5abeca4be3b60
Другие идентификационные данные	DB_V207.UPD

Таблица 1.2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	УСПД RTU-325H Системное ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Версия 2.24
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	2516b7e7013d032d0ca8927f3e4bf2ab
Другие идентификационные данные	SYSTEM_V224.UPD

Таблица 1.3

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	УСПД RTU-325H Прикладное ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Версия 2.12
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	465359a8281bbf87435be94dab706d1f
Другие идентификационные данные	rtu325_v212Ksp2

Таблица 1.4

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Альфа-Центр» АС_РЕ Программа -планировщик
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Версия 11
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	76372807044089a65cd080903d75da1c
Другие идентификационные данные	Amrserver.exe

Таблица 1.5

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Альфа-Центр» АС_РЕ Драйвер ручного опроса
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Версия 11
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	8122ca2065c954f4313e06d796216da8
Другие идентификационные данные	Amrc.exe

Таблица 1.6

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Альфа-Центр» АС_РЕ Драйвер автоматического опроса
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Версия 11
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	f4d2febf06052361ef61b6da5d93d1b7
Другие идентификационные данные	Amra.exe

Таблица 1.7

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Альфа-Центр» АС_РЕ Драйвер работы с БД
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Версия 11
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	bedb2ca99aa2eb25888199230253af51 7
Другие идентификационные данные	Cdbora2.dll

Таблица 1.8

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Альфа-Центр» АС_РЕ Библиотека шифрования
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Версия 11
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	044f3f77946cfb6cbdeffaa23922367f
Другие идентификационные данные	encryptdll.dll

Таблица 1.9

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Альфа-Центр» АС_РЕ Библиотека сообщений
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Версия 11
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	503494bf35a0aeece8c5c8579a5e0103a
Другие идентификационные данные	alphamess.dll

Специализированное программное обеспечение (СПО), установленного в ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (Госреестр № 45048-10), ПО «АльфаЦЕНТР» (Госреестр № 44595-10), не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Артем».

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Артем» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК (1-2 уровень) АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Артем» приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Артем» в рабочих условиях эксплуатации приведены в таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Артем» (1-2 уровень)				Вид электро-энергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)	
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 330 кВ «Артем», ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал Тяговая	ТВГ-110 кл. т 0,5S Ктт = 1000/1 Зав. № A2536-9; A2553-9; A2803-9 Госреестр № 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 4837; 4833; 4839; 4841; 4838; 4835 Госреестр № 24218-08	A1805RAL-P4-GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01224859 Госреестр № 31857-11	RTU-325H Зав.№ 005844 Госреестр № 44626-10	активная реактивная
2	ПС 330 кВ «Артем», ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ТВГ-110 кл. т 0,5S Ктт = 1000/1 Зав. № A2703-9; A2704-9; A2705-9 Госреестр № 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 4837; 4833; 4839; 4841; 4838; 4835 Госреестр № 24218-08	A1805RAL-P4-GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01224861 Госреестр № 31857-11	RTU-325H Зав.№ 005844 Госреестр № 44626-10	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3	ПС 330 кВ «Артем», ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт I цепь	ТВГ-110 кл. т 0,5S Ктт = 1000/1 Зав. № A2670-9; A2671-9; A2555-9 Госреестр № 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 4837; 4833; 4839; 4841; 4838; 4835 Госреестр № 24218-08	A1805RAL-P4- GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01224867 Госреестр № 31857-11	RTU-325H Зав.№ 005844 Госреестр № 44626-10	активная реактивная
4	ПС 330 кВ «Артем», ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт II цепь	ТВГ-110 кл. т 0,5S Ктт = 1000/1 Зав. № A2652-9; A2653-9; A2654-9 Госреестр № 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 4837; 4833; 4839; 4841; 4838; 4835 Госреестр № 24218-08	A1805RAL-P4- GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01224868 Госреестр № 31857-11	RTU-325H Зав.№ 005844 Госреестр № 44626-10	активная реактивная
5	ПС 330 кВ «Артем» ВЛ 110 кВ Компас (W2G)	ТВГ-110 кл. т 0,5S Ктт = 1000/1 Зав. № A2842-9; A2841-9; A2840-9 Госреестр № 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 4837; 4833; 4839; 4841; 4838; 4835 Госреестр № 24218-08	A1805RAL-P4- GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01224864 Госреестр № 31857-11	RTU-325H Зав.№ 005844 Госреестр № 44626-10	активная реактивная
6	ПС 330 кВ «Артем» ВЛ 110 кВ Буйнакск (W1G)	ТВГ-110 кл. т 0,5S Ктт = 1000/1 Зав. № A2799-9; A2797-9; A2798-9 Госреестр № 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 4837; 4833; 4839; 4841; 4838; 4835 Госреестр № 24218-08	A1805RAL-P4- GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01224863 Госреестр № 31857-11	RTU-325H Зав.№ 005844 Госреестр № 44626-10	активная реактивная
7	ПС 330 кВ «Артем» ВЛ 10 кВ (W1K)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S Ктт = 600/5 Зав. № 23518- 10; 23514-10; 23492-10 Госреестр № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6(10) кл. т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 2441-10; 2442-10; 2443-10 Госреестр № 35955-07	A1805RAL-P4- GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01224876 Госреестр № 31857-11	RTU-325H Зав.№ 005844 Госреестр № 44626-10	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ПС 330 кВ «Артем» ВЛ 10 кВ (W2K)	ТОЛ-СЭЦ-10 кл. т 0,5S Ктт = 600/5 Зав. № 23528-10; 23487-10; 23488-10 Госреестр № 32139-06	НОЛ-СЭЦ-6(10) кл. т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 2473-10; 2474-10; 2475-10 Госреестр № 35955-07	A1805RAL-P4-GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01224873 Госреестр № 31857-11	RTU-325H Зав.№ 005844 Госреестр № 44626-10	активная реактивная
9	ПС 330 кВ «Артем» Ввод 0,4 кВ ТСН (TN2)	ТС кл. т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 47033; 47030; 47032 Госреестр № 26100-03	-	A1805RL-P4-GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01224887 Госреестр № 31857-11	RTU-325H Зав.№ 005844 Госреестр № 44626-10	активная реактивная
10	ПС 330 кВ «Артем» Хознужды 0,4 кВ	ТС кл. т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 24029; 24031; 24034 Госреестр № 26100-03	-	A1805RL-P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01224886 Госреестр № 31857-11	RTU-325H Зав.№ 005844 Госреестр № 44626-10	активная реактивная
11	ПС 330 кВ «Артем» Ввод 0,4 кВ ТСН (TN1)	ТС кл. т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 24038; 24037; 24036 Госреестр № 26100-03	-	A1805RL-P4-GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01224885 Госреестр № 31857-11	RTU-325H Зав.№ 005844 Госреестр № 44626-10	активная реактивная

Таблица 3

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК (активная электрическая энергия)			
		$\delta_{1(2)\%}, I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%}, I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 - 6	1,0	±2,4	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,6	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	±3,0	±2,1	±1,8	±1,8
(ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчики 0,5S)	0,7	±3,5	±2,4	±1,9	±1,9
	0,5	±5,0	±3,3	±2,5	±2,5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
7 - 8	1,0	±2,4	±1,7	±1,6	±1,6
	0,9	±2,6	±1,9	±1,7	±1,7
	0,8	±3,0	±2,2	±1,9	±1,9
(ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчики 0,5S)	0,7	±3,5	±2,5	±2,1	±2,1
	0,5	±5,1	±3,4	±2,7	±2,7
9 - 11	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,7
(ТТ 0,5; Счетчики 0,5S)	0,7	-	±3,7	±2,3	±1,9
	0,5	-	±5,6	±3,1	±2,4
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК (реактивная электрическая энергия)			
		$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 - 6	0,9	±8,2	±4,7	±3,1	±2,9
	0,8	±5,6	±3,4	±2,3	±2,2
(ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчики 1,0)	0,7	±4,9	±3,0	±2,1	±2,1
	0,5	±4,0	±2,6	±1,9	±1,9
7 - 8	0,9	±8,3	±4,9	±3,4	±3,2
	0,8	±5,7	±3,5	±2,5	±2,4
(ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,7	±4,9	±3,1	±2,2	±2,2
	0,5	±4,0	±2,6	±2,0	±2,0
9 - 11	0,9	-	±7,5	±3,9	±2,8
	0,8	-	±4,9	±2,7	±2,2
(ТТ 0,5; Счетчики 1,0)	0,7	-	±4,2	±2,4	±2,0
	0,5	-	±3,2	±2,1	±1,8

Примечания:

1. Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ нормируется от $I_2\%$.

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны пределы соответствующие вероятности 0,95.

3. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

4. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

5. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
- сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos j = 0,9$ инд;
- температура окружающей среды: от 15 до 25 °С.

6. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$,
- сила тока от $0,01 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИИК 1-8 и от $0,05 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИИК 9-11.

- температура окружающей среды:
- для счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С;
- для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
- для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005;

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии «Альфа А1800» - среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- УССВ - GARMIN GPS35-HVS - среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- УСПД RTU-325Н - среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов.
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 24$ часа;
- для УСПД $T_v \leq 24$ часа;
- для сервера $T_v \leq 1$ час;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час;
- для модема $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, УСПД, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД, сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии и Альфа А1800- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 5 лет при 25°С и не менее 2 лет при 50°С;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 3,5 лет;
- ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений - не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество
Трансформатор тока	ТВГ-110	18
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор тока	ТС	9
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформатор тока	НОЛ-СЭЩ-6(10)	6
Электросчетчик	Альфа А1800	11
Шкаф УСПД	ИБП UPS 1000; УСПД RTU-325H; сотовый модем стандарта GSM TC-65; конвертер MOXA ICF-1150-M-ST; коммутатор Ethernet 3COM 2808	1 комплект
Шкаф УССВ	преобразователь интерфейса ADAM 4520 D2E; блок питания ADAM 4520 PWR-242	1 комплект
Шкаф конвертора	(конвертор MOXA ICF-1150-M-ST; блок питания конвертора TracoPower TLC 024-124)	1 комплект
Приемник сигналов GPS	GARMIN GPS35-HVS	1 шт.
АРМ	Intel PIV/3,0/1024Mb/ 320Gb/DVD-W/Win XP Pro/MS Office/TFT 19"	1 шт.
Программное обеспечение	ПО «Альфа-Центр» AC_PE_30	1 комплект
Программное обеспечение	ПО «Альфа-Центр» Laptor ACL	1 комплект
Методика поверки	МП 1270/446-2012	1
Паспорт-формуляр	СТПА.411711.A01.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1270/446-2012 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Артем». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в апреле 2012 года.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- ТТ - по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН - по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счётчик Альфа А1800 - по методике поверки МП-2203-0042-2006 утверждённой ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2006 г.;
- средства поверки УСПД в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки. ДИЯМ.466215.005 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 году;
- оборудование для поверки ИВК в соответствии с методикой поверки ИВК «Альфа-Центр» (ДИЯМ.466453.006МП), утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами «МИР РЧ-01»;

- радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
- Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°C, цена деления 1°C.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Артем». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений 007/01.00316-2012/2012 от 25.05.2012

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Артем»

- 1 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
- 2 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- 3 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- 4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- 5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
- 6 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.
- 7 ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

Изготовитель

ООО «Экситон-Стандарт», ИНН 5261063935
Адрес (юридический): 603009, РФ, г. Нижний Новгород, ул. Столетова, 6
Адрес (почтовый): 603146, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород, Клеверный проезд, д. 8
Телефон: (831) 461-54-67; Факс: (831) 461-48-49

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31
Тел.: +7 (495) 544-00-00
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.