

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПС 330 кВ Кропоткин» с Изменением №1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПС 330 кВ Кропоткин» с Изменением №1 является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПС 330 кВ Кропоткин», Свидетельство об утверждении типа RU.E.34.033.A №41610, регистрационный номер №45926-10, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 33.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПС 330 кВ Кропоткин» с Изменением №1 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии за установленные интервалы времени, измерений времени и интервалов времени. Область применения АИИС КУЭ – коммерческий учет электроэнергии на «ПС 330 кВ Кропоткин» ОАО «ФСК ЕЭС».

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодический (1 раз в 30 минут, час, сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- передача в заинтересованные организации результатов измерений;
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений со стороны сервера заинтересованной организации к информационно-вычислительному комплексу электроустановки;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5; измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5; счётчик типа Альфа А2 класса точности 0,2S для активной электроэнергии и 0,5 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2.

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325.

Автоматизированный сбор и хранение результатов измерений со второго уровня, функцию подготовки и передачу отчетных документов пользователям обеспечивает информационно-вычислительный комплекс (ИВК) МЭС Юга.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

Результаты измерений счетчиками активной и реактивной электроэнергии собираются УСПД, где производится накопление и хранение результатов измерений по подстанции.

Во всех компонентах АИИС КУЭ автоматически поддерживается единое время. Время в АИИС КУЭ постоянно синхронизируется с единым календарным временем с помощью устройства синхронизации системного времени (УССВ) на базе приемника сигналов спутникового времени, принимающего сигналы глобальной системы позиционирования. Коррекция производится при отклонении времени устройства от единого времени системы на ± 1 с и более. Значение времени внутренних часов счетчиков корректируется при каждом обмене данными с УСПД. Время в системе соответствует текущему московскому времени.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД содержат значение коррекции и времени (дата, часы, минуты) ее выполнения.

Программное обеспечение

Функции программного обеспечения (метрологически не значимой части):

- периодический (1 раз в 30 минут) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений с заданной дискретностью учета (30 минут);
- автоматическая регистрация событий в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- автоматическое получение отчетов, формирование макетов согласно требованиям получателей информации, предоставление результатов измерений и расчетов в виде таблиц, графиков с возможностью получения печатной копии;
- использование средств электронной цифровой подписи для передачи результатов измерений в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ (КО));
- конфигурирование и параметрирование технических средств программного обеспечения;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- сбор недостающих данных после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- передача данных по присоединениям в сервера ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «АТС» и другим субъектам ОРЭ, заинтересованным в получении результатов измерений;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ.

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- обработка результатов измерений в соответствии с параметрированием УСПД;
- автоматическая синхронизация времени (внутренних часов).

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Драйвер чтения данных	ameta.exe	3.29.2.0	35b3e2dc5087e2e4d3c4486f8a3c20e4	md5
Драйвер чтения данных	ametc.exe	3.29.2.0	c8aad3ec27367bf8072d757e0a3c009b	md5
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe	3.29.4.0	764bbe1ed87851a0154dba8844f3bb6b	md5
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe	3.29.4.0	b3bf6e3e5100c068b9647d2f9bfde8dd	md5
Программа – планировщик опроса и передачи данных	amrserver.exe	3.29.4.0	582b756b2098a6dabb52eae57e3e239	md5
Биллинговый сервер	billsrv.exe	3.27.0.0	7ddbaab9ee48b3b93bb8dc5b390e73cf	md5
Драйвер работы с базой данных	cdbora2.dll	3.29.0.0	7dfc3b73d1d1f209cc4727c965a92f3b	md5
Библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll	2.0.0.0	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	md5

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010 и обеспечивается:

- установкой пароля на счетчик;
- установкой пароля на сервер;
- защитой результатов измерений при передаче информации (использованием электронной цифровой подписи).

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Метрологические и технические характеристики

Состав дополнительного измерительного канала АИИС КУЭ и его метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав дополнительных измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики.

№ точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
33	ООО «Ростэк»	ТВЛМ-10	НТМИ-6	A2R1-4-	RTU-325	Активная	± 1,0	± 2,9
		200/5 КТ 0,5	6000/100 КТ 0,5	AL-C29-T КТ 0,2S/0,5		Реактивная	± 2,6	± 4,6

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой);

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

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение $(0,98 \div 1,02) U_{ном}$; ток $(1 \div 1,2) I_{ном}$, $\cos\phi = 0,9$ инд.;
- температура окружающей среды $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение $(0,9 \div 1,1) U_{ном}$; ток $(0,05 \div 1,2) I_{ном}$;
- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до 70 $^\circ\text{C}$, для счетчиков типа Альфа А2 от минус 40 до 60 $^\circ\text{C}$; для УСПД RTU-325 от минус 0 до 75 $^\circ\text{C}$.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $I=0,05I_{ном}$, $\cos\phi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 20 до 35 $^\circ\text{C}$.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчика на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УСПД на одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счётчик электроэнергии – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 48$ ч;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее $T = 40000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч;

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- в журнале событий ИВКЭ:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - корректировки времени;

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД.
 - пароли на ИВК (сервере), предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, не менее 70 суток; при отключении питания – не менее 30 лет.
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому ИК – не менее 45 суток (функция автоматическая); при отключении питания – не менее 3 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПС 330 кВ Кропоткин» с Изменением №1.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ «ПС 330 кВ Кропоткин» с Изменением №1 определяется проектной документацией на создание первоначальной и добавленной частей АИИС КУЭ, а также эксплуатационной документацией – паспортом-формуляром, в который входит полный перечень технических средств, из которых комплектуются основные и добавленные измерительные каналы АИИС КУЭ.

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на ее комплектующие средства измерений.

Поверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПС 330 кВ Кропоткин» с Изменением №1. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Пензенский ЦСМ» 29 декабря 2011 г.

Рекомендуемые средства поверки:

- мультиметры Ресурс-ПЭ – 2 шт.;
- радиочасы РЧ-011/2.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений количества электрической энергии и мощности приведена в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Кропоткин» с Изменением №1». Свидетельство об аттестации № 01.00230/32-2011 от 29.12.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПС 330 кВ Кропоткин» с Изменением №1:

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

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Энсис Технологии»

Адрес: 111250, г. Москва, проезд завода «Серп и Молот», д. 6.

Телефон (495) 797-99-66 Факс (495) 797-99-67

Заявитель

ООО «Ростовналадка»

Юридический адрес: 344103, г. Ростов-на-Дону, пер. Араратский, 21.

Телефон (863) 295-99-55

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; www.penzacsm.ru

Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: pcsm@sura.ru

Аттестат аккредитации: ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30033-10.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е. Р. Петросян

М.П.

«___» _____ 2012 г.