

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ «ПС 500 кВ Пенза-2» с Изменением № 1.

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы информационно-измерительной автоматизированной коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ «ПС 500 кВ Пенза-2» с Изменением № 1 (далее АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы информационно-измерительной автоматизированной коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ «ПС 500 кВ Пенза-2», свидетельство об утверждении типа RU.E.34.033.A № 41538, регистрационный № 45876-10, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 19, 20.

АИИС КУЭ предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии за установленные интервалы времени, измерений времени и интервалов времени. Результаты измерений АИИС КУЭ могут быть использованы для коммерческих расчётов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ состоит из следующих уровней:

1) Уровень измерительно-информационного комплекса (ИИК), выполняющий функцию автоматического проведения измерений в точке измерений и включающий в себя:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ);
- многофункциональные счетчики электрической энергии.

2) Уровень устройства сбора и передачи данных (УСПД) подстанции, выполняющий функции консолидации информации по подстанции и включающий в себя:

- устройство сбора и передачи данных, обеспечивающее интерфейс доступа к уровню ИИК;
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

Автоматизированный сбор и хранение результатов измерений со второго уровня, функция подготовки и передачи отчетных документов пользователям обеспечивается информационно-вычислительным комплексом (ИВК) МЭС Волги.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) формируется на всех уровнях АИИС КУЭ и выполняет законченную функцию измерений текущего времени, осуществляет привязку к координированному времени UTC, обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии.

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- измерения приращений активной и реактивной электрической энергии на заданных интервалах времени;
- измерения средних значений активной и реактивной электрической мощности на заданных интервалах времени;
- ведение системы обеспечения единого времени.

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.

В компонентах АИИС КУЭ автоматически поддерживается единое время. Время в АИИС КУЭ постоянно синхронизируется с координированным временем UTC с помощью устройства синхронизации системного времени (УССВ) – GPS-приемника, принимающего сигналы глобальной системы позиционирования. Коррекция производится при отклонении времени устройства от единого времени АИИС КУЭ на ± 1 с и более. Значение времени часов счетчиков корректируется при каждом обмене данными с УСПД. Время в АИИС КУЭ соответствует текущему московскому времени.

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

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.

В журналах событий счетчика электрической энергии и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов обеспечивается механической защитой от несанкционированного доступа и пломбированием: счетчика; промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения; испытательной коробки; УСПД.

Программное обеспечение

Функции программного обеспечения (метрологически незначимой части):

– периодический и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений приращений электроэнергии и средних значений электрической мощности с заданной дискретностью учета;

– хранение результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений в базе данных;

– обеспечение безопасности хранения данных и программного обеспечения;

– обеспечение ежедневного резервирования баз данных на внешних носителях информации;

– разграничения доступа к базам данных для различных групп пользователей и фиксация всех действий пользователей с базой данных;

– формирование отчетных документов в согласованном формате, в том числе в XML формате, установленном для информационного обмена между субъектами оптового рынка электроэнергии и передачи их по электронной почте;

– предоставление пользователям регламентированного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений в виде визуальных, печатных и электронных форм;

– обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;

– конфигурирование и настройка параметров функционирования технических средств и программного обеспечения;

– диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств.

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

- обработка результатов измерений в соответствии с параметрированием УСПД;
- автоматическая синхронизация времени (внутренних часов).

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).

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 |
|---|---|---|---|---|
| Модуль управления системным временем RTU-325 | adjust_time | 3.00 | a9b6290cb27bd3d4b62e671436cc8fd7 | md5 |
| Расчетный модуль преобразования к именованным величинам RTU-325 | calculate_comm | 3.00 | 4cd52a4af147a1f12befa95f46bf311a | md5 |
| Модуль для расчета хэш-сумм MD5 RTU-325 | md5 | 3.00 | 32bdf3539abadb35969af2ad3b82275d | md5 |
| Внешний модуль для расчета цифровых идентификаторов RTU-325 | RTU325_calc_hash.7z | 3.00 | 5ff26ad82498efba1790dbab7dcca44a | md5 |

Метрологические и технические характеристики

Уровень подстанции реализован на базе УСПД RTU-325 (Госреестр № 19495-03).

Состав дополнительных измерительных каналов АИИС КУЭ и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав дополнительных измерительных каналов АИИС КУЭ «ПС 500 кВ Пенза-2» и их метрологические характеристики

| Канал измерений | | Состав измерительного канала | | | | Вид электрической энергии | Погрешность, % | | |
|-----------------|---|------------------------------|--|------|-------------|---|--|---|--|
| Номер ИК | Наименование присоединения | Вид | Класс точности, Коэффициент трансформации, № в Госреестре СИ | Фаза | Обозначение | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | | |
| 19 | ПС 500 кВ Пенза-2 ОАО «Евротел» Панель №11 (I С.Ш.) | ТТ | КлТ=0,5S Ктт=30/5 15174-06 | A | ТОП-0,66 | – активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная | $\delta_{1.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,0;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,0;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,6;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,8;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,5.$ | | |
| | | | | B | ТОП-0,66 | | | | |
| C | ТОП-0,66 | | | | | | | | |
| Счетчик | КлТ=0,2S/0,5 16666-07 | EA02RAL-P4B-4W | | | | | | | |
| 20 | ПС 500 кВ Пенза-2 ОАО «Евротел» Панель №8а (II С.Ш.) | ТТ | КлТ=0,5S Ктт=30/5 15174-06 | A | ТОП-0,66 | | | – активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная | $\delta_{1.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,0;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,0;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,6;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,8;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,5.$ |
| | | | | B | ТОП-0,66 | | | | |
| C | ТОП-0,66 | | | | | | | | |
| Счетчик | КлТ=0,2S/0,5 16666-07 | EA02RAL-P4B-4W | | | | | | | |

В столбце 8 таблицы 2 приведены границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности, равной 0,95, при следующих условиях:

$\delta_{1.a.o}$ – границы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии при $I = 0,1 \cdot I_{ном}$ для $\cos\varphi = 0,8$;

$\delta_{2.a.o}$ – границы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии при $I = I_{ном}$ для $\cos\varphi = 0,8$;

$\delta_{1.p.o}$ – границы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии при $I = 0,1 \cdot I_{ном}$ для $\sin\varphi = 0,6$;

$\delta_{2.p.o}$ – границы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии при $I = I_{ном}$ для $\sin\varphi = 0,6$;

$\delta_{1.a.p}$ – границы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях применения при $I = 0,1 \cdot I_{ном}$ для $\cos\varphi = 0,8$;

$\delta_{2.a.p}$ – границы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях применения при $I = I_{ном}$ для $\cos\varphi = 0,8$;

$\delta_{1.p.p}$ – границы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии при в рабочих условиях применения $I = 0,1 \cdot I_{ном}$ для $\sin\varphi = 0,6$;

$\delta_{2.p.p}$ – границы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения при $I = I_{ном}$ для $\sin\varphi = 0,6$;

Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на подстанции порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени в счетчиках добавленных измерительных каналов ± 5 с.

Нормальные условия применения компонентов дополнительных измерительных каналов:

- температура окружающего воздуха, °С:
для ТТ от минус 40 до + 50;
для счетчиков от 21 до 25;
- допустимое отклонение напряжения питающей сети переменного тока, % ± 1;
- допустимое отклонение частоты питающей сети переменного тока, % ± 0,3;
- индукция внешнего магнитного поля (для счетчиков), мТл не более 0,05.

Рабочие условия применения компонентов добавленных измерительных каналов:

- температура окружающего воздуха, °С:
для ТТ от минус 30 до +40;
для счетчиков от минус 10 до +40;
- допустимое отклонение напряжения питающей сети переменного тока, % ± 10;
- частота питающей сети, Гц от 49 до 51
- индукция внешнего магнитного поля (для счётчиков), мТл от 0 до 0,5

Параметры надежности применяемых АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электрической энергии – среднее время наработки на отказ: не менее 50 000 ч; среднее время восстановления работоспособности 48 ч;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 40 000 ч, среднее время восстановления работоспособности 1 ч.

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении электрического питания не менее 5 лет при 25 °С,
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу при отключении питания – не менее 3 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится с помощью принтера на титульные листы (место нанесения – сверху, справа) эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

В комплект добавленных измерительных каналов АИИС КУЭ входят технические средства, представленные в таблице 3.

Таблица 3 – Технические средства добавленных измерительных каналов

| № | Наименование | Обозначение | Кол-во |
|---|-------------------------------|----------------|--------|
| 1 | Трансформатор тока | ТОП-0,66 | 6 |
| 2 | Счётчик электрической энергии | EA02RAL-P4B-4W | 2 |

Поверка

осуществляется по документу МП 45876-11 «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ «ПС 500 кВ Пенза-2» с Изменением № 1. Методика поверки», утверждённым руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» 17.10.2011 г.

Рекомендуемые средства поверки и требуемые характеристики:

- мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями ± 0,1 °. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения: ± 0,2 % (в диапазоне измерений от 15 до 300 В); ± 2,0 % (в диапазоне измерений от 15 до 150 мВ). Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока: ± 1,0 % (в диапазоне измерений от 0,05 до 0,25 А); ± 0,3 % (в диапазоне изме-

рений от 0,25 до 7,5 А). Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,02$ Гц;

– радиочасы РЧ-011. Пределы допускаемой погрешности синхронизации времени со шкалой UTC (SU) $\pm 0,1$ с.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ «ПС 500 кВ Пенза-2». № ФР.1.34.2010.09059 в Федеральном информационном фонде.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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 сферах государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО «НЭС»

241520, Брянская обл., Брянский район, с. Супонево, ул. Фрунзе, 32А

Телефон: (4832) 92-13-89, 92-13-49, Факс: (4832) 92-25-11, E-mail: office@nes.032.ru

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.

«___» _____ 2011 г.