

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Востока с использованием элементов АИИС КУЭ ПС 220 кВ «ГПП-4» ОАО «Амурметалл»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Востока с использованием элементов АИИС КУЭ ПС 220 кВ «ГПП-4» ОАО «Амурметалл» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту - ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту - ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту - Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, установленные на ПС 220 кВ «ГПП-4» ОАО «Амурметалл»;

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту - ИВКЭ), включающий в себя:

- на ПС 220 кВ «ГПП-4» ОАО «Амурметалл»: УСПД RTU-325, GSM модем TELEOFIS;

- в МЭС Востока: УСПД RTU-327, устройство синхронизации системного времени РСТВ-01-01 (ГР №40586-12), GSM модем Siemens TC35i;

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту - ИВК). Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журналы событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера Центра сбора и обработки данных (далее по тексту - ЦСОД) ПАО «ФСК ЕЭС» не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (далее по тексту - ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени; автоматизированные рабочие места (далее по тексту АРМ) на базе персонального компьютера (далее по тексту - ПК); каналообразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает в УСПД RTU-325, далее сигнал поступает на вход GSM модема TELEOFIS. К цифровому интерфейсу УСПД RTU-327, установленному в МЭС Востока, подключен GSM модем Siemens TC35i. Через соединение GSM модемов цифровой сигнал поступает в УСПД RTU-327, где производится сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут).

Коммуникационный сервер опроса ИВК «АльфаЦЕНТР» автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи Ethernet.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в базу данных (далее по тексту - БД) сервера ИВК «АльфаЦЕНТР». В сервере БД ИВК «АльфаЦЕНТР» 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 ПАО «ФСК ЕЭС», ЦСОД филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока и ЦСОД ОАО «Амурметалл» происходит автоматическая репликация данных по сетям единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ).

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК «АльфаЦЕНТР» автоматизированно формирует файл отчета с результатами измерений, и передает в формате XML с использованием ЭЦП в программно-аппаратный комплекс Коммерческого оператора оптового рынка электроэнергии и мощности (ПАК КО) ОАО «АТС» и в ОАО «СО ЕЭС».

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (далее по тексту - УССВ). Устройство синхронизации системного времени обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Синхронизация часов УСПД выполняется УССВ ИВКЭ, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и УССВ на значение, превышающее ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по оптоволоконной связи или по сети Ethernet, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений.

Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение ИВК «АльфаЦЕНТР» (далее по тексту - ПО «АльфаЦЕНТР»). ПО «АльфаЦЕНТР» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР», установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные 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 |
|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| программа-планировщик опроса и передачи данных | v. 11.07.01.01 | 7e87c28fdf5ef99142ad5734ee7595a0 | MD5 |
| драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД | | a38861c5f25e237e79110e1d5d66f37e | |
| драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД | | e8e5af9e56eb7d94da2f9dff64b4e620 | |
| драйвер работы с БД | | 0ad7e99fa26724e65102e215750c655a | |
| библиотека шифрования пароля счетчиков | | 0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c | |
| библиотека сообщений планировщика опросов | | b8c331abb5e34444170e ee9317d635cd | |

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4, нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты - высокий в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

| № ИК | Диспетчерское наименование точки учёта | Измерительные компоненты | | | | Вид электроэнергии |
|-------------------|---|--|---|---|---|------------------------|
| | | Трансформатор тока | Трансформатор напряжения | Счётчик статический трёхфазный переменного тока активной/реактивной энергии | УСПД | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| ПС 220 кВ «ГПП-4» | | | | | | |
| 1 | ПС ГПП - 4, ОРУ - 220 кВ, яч. Ввода №1 ВЛ 220 кВ ВЛ - 220 кВ Л - 252 | TG 245 класс точности 0,2S Ктт=300/5 Зав. № 2062/08; 2479/09; 2061/08 Регистрационный № 15651-06 | НАМИ-220 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=220000/√3/100/√3 Зав. № 1100; 1091; 1097 Регистрационный № 20344-05 | A2R-4-OL-C25T+ класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01079116 Регистрационный № 14555-02 | RTU-325, зав. номер 007100, Регистрационн ый номер № 37288-08; RTU-327 зав. № 005653 Регистрационн ый № 41907-09 | активная реактивная |
| 2 | ПС ГПП - 4, ОРУ - 220 кВ, яч. Ввода №2 ВЛ 220 кВ Л - 251 | TG 245 класс точности 0,2S Ктт=300/5 Зав. № 2064/08; 2066/08; 2065/08 Регистрационный № 15651-06 | НАМИ-220 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=220000/√3/100/√3 Зав. № 1093; 1101; 1095 Регистрационный № 20344-05 | A2R-4-OL-C25T+ класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01104602 Регистрационный № 14555-02 | активная реактивная | |

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК (активная энергия)

| Номер ИК | Диапазон значений силы тока | Метрологические характеристики ИК | | | | | |
|---------------------------------------|--|---|----------------------|----------------------|--|----------------------|----------------------|
| | | Основная относительная погрешность ИК, ($\pm\delta$), % | | | Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), % | | |
| | | $\cos \varphi = 1,0$ | $\cos \varphi = 0,8$ | $\cos \varphi = 0,5$ | $\cos \varphi = 1,0$ | $\cos \varphi = 0,8$ | $\cos \varphi = 0,5$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5S) | $0,01(0,02)I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$ | 1,4 | 1,5 | 2,1 | 1,9 | 2,0 | 2,5 |
| | $0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$ | 0,8 | 1,0 | 1,6 | 1,4 | 1,6 | 2,1 |
| | $0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$ | 0,7 | 0,8 | 1,1 | 1,4 | 1,5 | 1,7 |
| | $I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$ | 0,7 | 0,8 | 1,1 | 1,4 | 1,5 | 1,7 |

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИИК (реактивная энергия)

| Номер ИК | Диапазон значений силы тока | Метрологические характеристики ИК | | | |
|--------------------------------------|--|---|---|--|---|
| | | Основная относительная погрешность ИК, ($\pm\delta$), % | | Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), % | |
| | | $\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$) | $\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$) | $\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$) | $\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 1,0) | $0,01(0,02)I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$ | 3,4 | 2,6 | 5,0 | 3,9 |
| | $0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$ | 2,0 | 1,7 | 3,0 | 2,5 |
| | $0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$ | 1,4 | 1,2 | 2,0 | 1,9 |
| | $I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$ | 1,3 | 1,2 | 1,9 | 1,8 |

Примечания:

1. Погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ нормируется от $I_{2\%}$;
2. Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30°C.
3. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
4. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
5. Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения - от $0,99 \cdot U_n$ до $1,01 \cdot U_n$;
- диапазон силы тока - от I_n до $1,2 \cdot I_n$;
- коэффициента мощности $\cos j$ ($\sin j$) - 0,87(0,5);
- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

Температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 до плюс 50 °С; счетчиков - от плюс 18 до плюс 25 °С; ИВКЭ - от плюс 10 до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °С;

6. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - от $0,9 \cdot U_{Н1}$ до $1,1 \cdot U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока - от $0,05 \cdot I_{Н1}$ до $1,2 \cdot I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - 0,8-1,0 (0,6-0,5); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 30 до плюс 35 °С.

Для счетчика электроэнергии АЛЬФА:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,9 \cdot U_{Н2}$ до $1,1 \cdot U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{Н2}$ до $1,2 \cdot I_{Н2}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - 0,8-1,0 (0,6-0,5); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от плюс 10 до плюс 30 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, перечисленными в таблице 2.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчик типа АЛЬФА - среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- УСПД RTU-325, УСПД RTU-327- среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

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 и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД.

наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания - до 5 лет;
- ИВК - 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.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование | Кол-во, шт. |
|--|-------------|
| 1 | 2 |
| Трансформатор тока ТГ 245 | 6 |
| Трансформатор напряжения НАМИ-220 УХЛ1 | 6 |
| Счётчики электроэнергии многофункциональные типа АЛЬФА | 2 |
| УСПД типа RTU-325 | 1 |
| УСПД типа RTU-327 | 1 |
| Методика поверки | 1 |
| Паспорт-формуляр АУВП.411711.640.20.ПС-ФО | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП 64684-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Востока с использованием элементов АИИС КУЭ ПС 220 кВ «ГПП-4» ОАО «Амурметалл». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в мае 2016 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей».
- средства измерений МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков АЛЬФА - в соответствии с документом «Многофункциональные счётчики электрической энергии типа АЛЬФА. Методика поверки», утверждённому ВНИИМ им. Д.И. Менделеева;
- для УСПД RTU-325 - по документу ДЯИМ.466.453.005 МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки» утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- для УСПД RTU-327 - по документу ДЯИМ.466215.007 МП «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

- терогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверки, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.08.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Востока с использованием элементов АИИС КУЭ ПС 220 кВ «ГПП-4» ОАО «Амурметалл». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений АИИС КУЭ RA.RU.311298/075-2016 от 28.04.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Востока с использованием элементов АИИС КУЭ ПС 220 кВ «ГПП-4» ОАО «Амурметалл»

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

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон/факс: (495) 710-93-33/710-96-55

E-mail: info@fsk-ees.ru; <http://www.fsk-ees.ru>

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4

Телефон/факс: +7 (495) 620-08-38/620-08-48

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.