

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Северное волокно» к шинам 0,4 кВ ПС 220 кВ Голышманово

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Северное волокно» к шинам 0,4 кВ ПС 220 кВ Голышманово (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, счетчики активной и реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии и вторичные измерительные цепи.

Второй уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) «ЭКОМ-3000», устройство синхронизации времени и коммутационное оборудование.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя комплекс измерительно-вычислительный АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (далее – ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)).

Первичные фазные токи преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Первичный ток в счетчиках измеряется с помощью измерительных трансформаторов тока, имеющих малую линейную и угловую погрешность в широком диапазоне измерений. В цепи трансформаторов тока установлены шунтирующие резисторы, сигналы с которых поступают на вход измерительной микросхемы. Измеряемое напряжение каждой фазы через высоколинейные резистивные делители подается непосредственно на измерительную микросхему. Измерительная микросхема осуществляет выборки входных сигналов токов и напряжений по каждой фазе, используя встроенные аналогоцифровые преобразователи, и выполняет различные вычисления для получения всех необходимых величин. С выходов измерительной микросхемы на микроконтроллер поступают интегрированные по времени сигналы активной и реактивной энергии. Микроконтроллер осуществляет дальнейшую обработку полученной информации и накопление данных в энергонезависимой памяти, а также микроконтроллер осуществляет управление отображением информации на ЖКИ, выводом данных по энергии на выходные импульсные устройства и обменом по цифровому интерфейсу. Измерение максимальной мощности счетчик осуществляет по заданным видам энергии. Усреднение мощности происходит на интервалах, длительность которых задается программно и может составлять 1, 2, 3, 5, 10, 15, 30, 60 мин.

УСПД автоматически производит сбор результатов измерений (один раз в 30 мин) и состояния средств измерений со счетчика электрической энергии по интерфейсу RS-485.

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется по сетям спутниковой связи VSAT (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи стандарта GSM в ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири. Между ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) и ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири происходит автоматическая репликация данных по сетям единой цифровой сети связи энергетики (далее – ЕЦССЭ).

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически передает полученные данные в базу данных (далее – БД) сервера ИВК ОАО «ФСК ЕЭС». В 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.

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

Система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ) выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях системы.

Контроль времени в ИК ПС автоматически выполняет УСПД, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), синхронизация часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и УСПД на величину более  $\pm 1$  с.

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически, через встроенный в УСПД GPS-приемник. В комплект GPS-приемника входит антенна и антенный кабель. Синхронизация часов УСПД происходит ежесекундно, погрешность синхронизации не более 0,1 с.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

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

### **Программное обеспечение**

Программное обеспечение АИИС КУЭ представлено программным обеспечением измерительно-вычислительного комплекса АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (Госреестр № 45048-10).

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.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Идентификационное наименование ПО	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00
Цифровой идентификатор ПО	d233ed6393702747769a45de8e67b57e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний».

### Метрологические и технические характеристики

Перечень измерительных каналов, входящих в состав АИИС КУЭ, с указанием типов и классов точности средств измерений, входящих в состав ИК, представлен в Таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№№ ИК	Наименование присоединения	Счетчик		Трансформатор тока				УСПД
		Тип	Класс точности	Фаза	Тип	Ктт	Класс точности	
34	Северное волокно-1	A1805 RALXQ- P4GB-DW-4	0.5S/1	A	ТТИ	50/5	0,5	ЭКОМ- 3000
				B	ТТИ	50/5	0,5	
				C	ТТИ	50/5	0,5	
35	Северное волокно-2	A1805 RALXQ- P4GB-DW-4	0.5S/1	A	ТТИ	50/5	0,5	
				B	ТТИ	50/5	0,5	
				C	ТТИ	50/5	0,5	

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК при измерении активной энергии

Диапазон тока	Основная относительная погрешность ИК ( $\delta$ ), %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ( $\delta$ ), %		
	$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$ емк	$\cos \varphi = 0,5$ инд	$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$ емк	$\cos \varphi = 0,5$ инд
$0,05I_H \leq I < 0,2I_H$	$\pm 1,7$	$\pm 2,9$	$\pm 3,7$	$\pm 2,1$	$\pm 3,2$	$\pm 3,9$
$0,2I_H \leq I < I_H$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,9$	$\pm 1,5$	$\pm 1,9$	$\pm 2,2$
$I_H \leq I < 1,2I_H$	$\pm 0,8$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 1,4$	$\pm 1,6$	$\pm 1,8$

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК при измерении реактивной энергии

Диапазон тока	Основная относительная погрешность ИК ( $\delta$ ), %		Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ( $\delta$ ), %	
	$\cos \varphi = 0,8$ емк	$\cos \varphi = 0,5$ инд	$\cos \varphi = 0,8$ емк	$\cos \varphi = 0,5$ инд
$0,05I_H \leq I < 0,2I_H$	$\pm 4,5$	$\pm 2,7$	$\pm 5,4$	$\pm 4,0$
$0,2I_H \leq I < I_H$	$\pm 2,4$	$\pm 1,4$	$\pm 3,8$	$\pm 3,3$
$I_H \leq I < 1,2I_H$	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$	$\pm 3,5$	$\pm 3,2$

В таблицах 3 и 4 приведены метрологические характеристики ИК для измерения электрической энергии и мощности (получасовых), при доверительной вероятности  $P = 0,95$ .

Нормальные условия эксплуатации:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 4,4)$  В; частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения  $(0,98 - 1,02)U_H$ ; диапазон силы тока  $(1,0 - 1,2)I_H$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos \varphi$  0,8инд; частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ от плюс 15 до плюс 35 °С; счетчиков: от плюс 21 до плюс 25 °С;

- УСПД от плюс 15 до плюс 25 °С;

- относительная влажность воздуха  $(70 \pm 5)$  %;

- атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа.

Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ:

- параметры сети: диапазон напряжения  $(0,9 - 1,1)U_H$ ; диапазон силы первичного тока  $(0,01(0,02) - 1,2)I_{H1}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  0,5инд – 1 – 0,8емк; частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от плюс 10 до плюс 30 °С;
- относительная влажность воздуха  $(70 \pm 5)$  %;
- атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения  $(0,9 \div 1,1) U_{H2}$ ; диапазон силы вторичного тока  $(0,05 \div 1,2) I_{H2}$ ; коэффициент мощности  $\cos\phi$  0,5; инд – 1 – 0,8 емк; частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц; магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;
- параметры окружающей среды: температура окружающего воздуха от минус 20 до плюс 30 °С; относительная влажность воздуха от 40 до 60 %; атмосферное давление  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 10)$  В; частота  $(50 \pm 1)$  Гц;
- параметры окружающей среды: температура окружающего воздуха от плюс 15 до плюс 25 °С; относительная влажность воздуха до 80 %; атмосферное давление  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.

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

Надежность применяемых компонентов:

Электросчетчик – среднее время наработки на отказ, не менее  $T = 120000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 48$  ч.

УСПД – среднее время наработки на отказ, не менее  $T = 100000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 24$  ч.

Сервер – среднее время наработки на отказ, не менее  $T = 45000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 1$  ч.

Надежность системных решений:

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

В журнале событий фиксируются факты:

- изменения параметров измерительных каналов;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени;
- коррекции времени в счетчике и сервере;
- пропадания и восстановления связи со счетчиком;
- выключения и включения сервера.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование выводов измерительных трансформаторов тока, электросчетчика, клемной коробки, УСПД;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании путем установления паролей на счетчике, УСПД, а так же паролей на сервере, предусматривающих разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

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

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – средний.

Возможность автоматизированной коррекции времени в:

- электросчетчиках;
- УСПД;
- ИВК.

Цикличность измерения и сбора информации 30 мин.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания: для счетчиков типа Альфа А1800 – не менее 30 лет;
- ИВКЭ – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений – не менее 35 сут;
- ИВК – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений – не менее 3,5 лет.

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра типографским способом и на устройства верхнего уровня методом наклейки.

### **Комплектность средства измерений**

Комплект поставки АИИС КУЭ представлен в таблице 4.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол-во
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Северное волокно» к шинам 0,4 кВ ПС 220 кВ Голышманово	П2200778.026	1
Эксплуатационная документация	П2200778.026.ЭД	1
Методика поверки		1

### **Поверка**

Поверка осуществляется по документу МП 59950-15 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Северное волокно» к шинам 0,4 кВ ПС 220 кВ Голышманово. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» 28 августа 2014 года.

Перечень основных средств поверки:

- Термогигрометр Ива-6Н;
- Прибор электроизмерительный эталонный многофункциональный «Энергомонитор-3.1К»;
- Переносной компьютер с ПО, оптическим преобразователем для работы со счетчиками электроэнергии и GPS-приемником.

Средства поверки для средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ указаны в документах на поверку данных средств измерений.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Электрическая энергия и мощность. Методика измерений электроэнергии и мощности с использованием информационно-измерительного комплекса в составе АИИС КУЭ ПС 220 кВ Голышманово ОАО «ФСК ЕЭС».

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Северное волокно» к шинам 0,4 кВ ПС 220 кВ Гольшманово**

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».
3. ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
4. 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.
5. ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**  
осуществление торговли.

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ЕРСМ Сибири» (ООО «ЕРСМ Сибири»),  
Юридический адрес: 660062, г. Красноярск, ул. Телевизорная, 7а стр.5 оф. 10/1.  
тел./факс: +7 (391) 205-20-24, e-mail: [info@epcmsiberia.ru](mailto:info@epcmsiberia.ru)

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений Федерального бюджетного учреждения «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югра, Ямало-Ненецком автономном округе» (ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ»), номер аттестата 30024-11 от 08.08.2011 г.

Юридический адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88.  
тел. (3452) 20-62-95, факс (3452) 28-00-84, e-mail: [mail@csm72.ru](mailto:mail@csm72.ru)

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30024-11 от 08.08.2011 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.