

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) № 16 ПС 330 кВ ОРУ 35 кВ «Машук» филиал ОАО «ФСК ЕЭС России» - МЭС Юга

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) № 16 ПС 330 кВ ОРУ 35 кВ «Машук» филиал ОАО «ФСК ЕЭС России» - МЭС Юга (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

Первый уровень – включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии типа «A1800RALQ- P4GB-DW-4» класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии) и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, образующие два измерительных канала системы по количеству точек учета электроэнергии.

Второй уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки» (ИБКЭ), включающий в себя два устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325 и специализированное программное обеспечение (ПО) «Альфа Центр», АРМ оператора, устройство синхронизации системного времени (УССВ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояние средств измерений со счетчика электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485) и далее осуществляет передачу накопленных данных по каналам связи на верхний уровень системы (сервер БД).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30, 60-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- измерение календарного времени и интервалов времени;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин., 60 мин., 1 день, 1 месяц);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений организациям, имеющим соглашения информационного обмена – участникам оптового рынка электроэнергии;

- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций - участников 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 времени в АИИС КУЭ (синхронизация времени).

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя 1-й, 2-й уровни АИИС КУЭ.

Функции сервера ИВК выполняет Сервер ЦСОД АИИС КУЭ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга г. Железноводск, п. Иноземцево.

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 и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.;
- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

С выхода счетчика цифровой сигнал по проводным линиям связи с использованием интерфейса RS 485 поступает в УСПД типа RTU 325, где осуществляется сбор, хранение и обработка измерительной информации - перевод числа импульсов в именованные величины кВт·ч, (квар·ч), умножение измеренного счётчиками количества электроэнергии на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, а также её накопление и передача на СБД по линиям связи.

Информационный обмен между уровнями ИИК и ИВКЭ осуществляется по выделенному каналу связи, организованному по интерфейсу RS-485. Основной канал связи между уровнем ИВКЭ и ИВК осуществляется по волоконно-оптической линии связи ОАО «ФСК ЕЭС», а резервный по выделенному спутниковому каналу.

Передача информации в организации – участники ОРЭ, осуществляется от сервера БД по внешнему каналу связи: основному и резервному. Основной канал связи организован через интернет-провайдера, резервный - по коммутируемому каналу стандарта GSM900/1800 регионального оператора сотовой связи.

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

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), созданной на базе устройства синхронизации системного времени типа УССВ – 35 HVS (выполнен-

ных на основе GSM-терминала Siemens Tc35i), принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически по сигналам УССВ при расхождении показаний часов на величину более чем ± 1 с., погрешность синхронизации не более 0,1 сек. Контроль времени счетчиков автоматически выполняет УСПД, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчика и УСПД на величину более чем ± 2 с.

Таким образом, погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с.

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

Программное обеспечение

В составе АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Альфа Центр» производства ООО «Эльстер Метроника», которое реализует задачи и функции АИИС КУЭ и включает в себя:

- уровень программного обеспечения счётчиков «АЛЬФА А1800» (ПО «Metercat (AlphaPlus W 2.1)»);
- уровень программного обеспечения УСПД серии RTU-325 (ОС «QNX 4»);
- уровень программного обеспечения АРМа (ОС WindowsXPRussian, ПО «Альфа Центр» - АС_РЕ_55, прикладное ПО);
- программное обеспечения мобильного автоматизированного рабочего места (АРМ) – «Альфа Центр. Мобильный АРМ »;
- программное обеспечение системы управления базами данных (СУБД) – «Альфа Центр».

Защита ПО от несанкционированного доступа, на программном и логическом уровнях, реализуется за счет многоуровневых паролей доступа, при этом для каждого пользователя устанавливаются имена и пароли, соответствующие его полномочиям.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО, установленного в ИВКЭ АИИС КУЭ

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Альфа Центр»	Программа – планировщик опроса и передачи данных C:\alphacenter\exe)	Arserver.exe	AC_PE_55 BD 4.5.	ID 12 92 66 64 38	MD_5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe			
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe			
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll			
	Библиотека шифрования пароля счетчиков А1805	encryptdll.dll			
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll			

- ПО «Альфа Центр» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.
- Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.
- Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286 - 2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК приведен в таблице 2, метрологические характеристики ИК в таблице 3.

Таблица 2 - Состав ИК

№ ИК, наименование присоедине- ний	Измерительные компоненты				Вид элек- троэнергии
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	
ОРУ-35 кВ Л-300 1 с.ш. ИК № 50	ТВЭ-35 КТ=0,5S; К _{ТТ} =600/1; № 1024-12 № 1025-12 № 1026-12 Госреестр № 13158-04	ЗНОМ-35-65 КТ=0,5; К _{ТН} =35000/√3/ 100/√3 № 1491505 № 1491428 № 1491706 Госреестр № 912-05	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1,0; К _{сч} =1; Зав. № 01232707 Госреестр № 31857-11	RTU-325 зав. № 00643, № 001494. Госреестр № 37288-08	Активная, реактивная
ОРУ-35 кВ Л- 3072 с.ш. ИК № 51	ТВЭ-35 КТ=0,5S; К _{ТТ} =600/1; № 1031-12 № 1034-12 № 1033-12 Госреестр № 13158-04	ЗНОМ-35-65 КТ=0,5; К _{ТН} =35000/√3/ 100/√3 № 1491501 № 1491510 № 1491502 Госреестр № 00912-05	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ=0,5S/1,0; К _{сч} =1; Зав. № 01232706 Госреестр № 31857-11		

В таблице 3 приведены метрологические характеристики ИК при измерении электроэнергии и средней мощности (получасовых), при доверительной вероятности $P = 0,95$.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ (измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ)				
	cosφ	$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
50; 51 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	±2	±1,9	±1,1	±0,9
	0,9	—	±2,2	±1,7	±1,3
	0,8	—	±2,8	±1,8	±1,4
	0,5	—	±4,9	±2,2	±2,3
Номер ИК	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ (измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ)				
	sin φ	$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
50; 51 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,8	—	±2,2	±3,0	±2,6
	0,5	—	±3,0	±2,2	±2,0

Примечания:

1. Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_{2\%}$.
2. Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры питающей сети: напряжение - $(220\pm4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - параметры сети: диапазон напряжения - $(0,98 - 1,02) \cdot U_n$; сила тока - $(0,01 - 1,2) \cdot I_n$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - от 0,5 до 1,0 (от 0,6 до 0,9); частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
 - магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков) - не более 0,05 мТл;
 - температура окружающего воздуха: ТН и ТТ - от минус 20°C до + 40°C; счетчиков - от +15°C до +25°C;
 - относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
 - атмосферное давление - (100 ± 4) кПа.
3. Рабочие условия эксплуатации:
для ТТ и ТН:
 - напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$,
 - сила тока от $0,01 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$;
 - температура окружающей среды: для ТТ и ТН от минус 20°C до +40°C, для счетчиков электрической от +15°C до +25°C;
 - относительная влажность воздуха - (40 - 60) %;
 - атмосферное давление - (100 ± 4) кПа.
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,05 мТл.
4. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на ПС 330 кВ «Машук» 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 1805 – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
 - УССВ – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
 - УСПД (RTU 325) – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;
 - «Альфа Центр» - среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов.
- Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:
- для счетчика $T_v \leq 2$ часа;
 - для УСПД $T_v \leq 2$ часа;
 - для сервера $T_v \leq 1$ час;
 - для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час;
 - для модема $T_v \leq 2$ часа.

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;
- журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции часов компонентов;
- журнал УСПД;
- пропадания напряжения;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение сервера;

Защищенность применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- выводы измерительных трансформаторов тока;
- электросчётчика;
- испытательной коробки;
- УСПД;

защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:

- 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.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания: для счетчиков типа Альфа А 1800 – не менее 30 лет;
- ИВКЭ – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений - не менее 35 суток;

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) № 16 ПС 330 кВ ОРУ 35 кВ «Машук» филиал ОАО «ФСК ЕЭС России» - МЭС Юга типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ № 16 ПС 330 кВ ОРУ 35 кВ «Машук» филиал ОАО «ФСК ЕЭС России» - МЭС Юга представлена в таблице 4.

Таблица 4. Комплектность АИИС КУЭ

Обозначение изделия	Наименование изделия	Кол-во
Составные части системы		
ТВЭ-35	Измерительные трансформаторы тока	6
ЗНОМ-35-65	Измерительные трансформаторы напряжения	6
Альфа 1805	Многофункциональные счетчики электроэнергии	2
РИ-3	Разветвители интерфейсов	2
ЛИМГ	коробки испытательные переходные	2
MP3021-T-1A-3x10BA	Догрузочные резисторы для трансформаторов тока	2
MP3021-H-57,7B-60BA	Догрузочные резисторы для трансформаторов напряжения	6
Zyxel	модем	2
Siemens Tc 35i	GSM-терминал Устройство синхронизации времени	1
RTU325-E1-512-M3-B8-Q-12-G	УСПД №1-ведомый	1
RTU325-E-512-M11-Q-12-G	УСПД №2-ведущий	1
АРМ		1
RS-485/RS-422	Преобразователь интерфейса 1-портовый асинхронный RS-422/485 в Ethernet	2
ПО «Альфа-Центр»АС_PE_55	Специализированное программное обеспечение	1
БЕКВ.422231.055.П-Ф	Паспорт – формуляр на АИИС КУЭ №16 ПС 330 кВ ОРУ 35 кВ «Машук» филиал ОАО «ФСК ЕЭС России» - МЭС Юга	1
БЕКВ.422231.055.РЭ	Руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ №16 ПС 330 кВ ОРУ 35 кВ «Машук» филиал ОАО «ФСК ЕЭС России» - МЭС Юга	1

Поверка

осуществляется по документу МИ 3000-2006 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки»
Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-11 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- средства поверки счетчиков электрической энергии типа Альфа – в соответствии с документом «Многофункциональные счетчики электрической энергии типа АЛЬФА. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» в феврале 1998 г;
- средства поверки УСПД в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки. ДЯИМ.466215.005 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ № 16 ПС 330 кВ ОРУ 35 кВ «Машук» филиал ОАО «ФСК ЕЭС России» - МЭС Юга». Методика аттестована метрологической службой ЗАО «РИТЭК – СОЮЗ», свидетельство об аттестации № 030/01.00190-02.2013 от 27.02.2013г.

Нормативные и технические документы устанавливающие требования к системе автоматизированной, информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) № 16 ПС 330 кВ ОРУ 35 кВ «Машук» филиал ОАО «ФСК ЕЭС России» - МЭС Юга.

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

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

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

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».

ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

МИ 2441-97 «Испытания для целей утверждения типа измерительных систем. Общие требования».

БЕКВ.422231.055.РЭ «Руководство по эксплуатации на Систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) № 16 ПС 330 кВ ОРУ 35 кВ «Машук» филиал ОАО «ФСК ЕЭС России» - МЭС Юга.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «РИТЭК-СОЮЗ»

Юридический адрес: 350033, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 2

Почтовый адрес: 350080, г. Краснодар, ул. Демуса, 50

Тел.: (861) 260-48-00

Факс: (861) 260-48-14

E-mail: mail@ritek-souz.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Ставропольский ЦСМ»

Регистрационный номер № 30056-10, по Государственному реестру средств измерений.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2013г.