

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Востока с использованием элементов АИИС КУЭ ПС 220 кВ «НПС-17» ООО «ВОСТОКНЕФТЕПРОВОД»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Востока с использованием элементов АИИС КУЭ ПС 220 кВ «НПС-17» ООО «ВОСТОКНЕФТЕПРОВОД» (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 «НПС-17» ООО «ВОСТОКНЕФТЕПРОВОД».

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту - ИВКЭ), включающий себя: устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе «Сикон С70».

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - 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) 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 (далее по тексту - УССВ); автоматизированные рабочие места (далее по тексту - АРМ) на базе персонального компьютера (далее по тексту - ПК); каналобразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных, программное обеспечение (далее по тексту - ПО) ПК «Пирамида 2000».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на выходы 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 по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача полученных данных осуществляется в базу данных сервера ИВК «Пирамида 2000». В сервере БД ИВК «Пирамида 2000» информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы сохраняются на «жестком» диске.

Между ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС» и ЦСОД ООО «ВОСТОКНЕФТЕПРОВОД» организован информационный обмен результатами измерений, состояний средств и объектов измерений. Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК формирует файл отчета с результатами измерений, в виде электронных документов в формате XML (формат 80020, 80030 в соответствии с Приложением 11.1.1 к положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка), передает его в ПАО «ФСК ЕЭС» - коммуникационный сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп».

Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по точкам поставки подстанций ПС 220 кВ «НПС-17» ООО «ВОСТОКНЕФТЕПРОВОД» в сечении коммерческого учета производится с коммуникационного сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» в виде файла-отчета с результатами измерений, 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), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК (сервера ЦСОД). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (далее по тексту - УССВ) УСВ-2, синхронизирующего собственное системное время по сигналам поверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника, входящего в состав УСВ-2. Время серверов, установленных в основном и резервном ЦСОИ ООО «ВОСТОКНЕФТЕПРОВОД», синхронизировано со временем УСВ-2, синхронизация осуществляется один раз в час, вне зависимости от наличия расхождения.

Время УСПД синхронизируется со временем сервера, синхронизация осуществляется один раз в сутки, вне зависимости от наличия расхождения. Сличение времени счетчиков со временем УСПД производится каждый сеанс связи со счетчиками (один раз в 30 минут). Корректировка времени осуществляется при расхождении со временем «Сикон С70» при наличии расхождения ± 2 с, но не чаще, чем раз в сутки.

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 ПК «Пирамида 2000» (далее по тексту - ПО ПК «Пирамида 2000»), специализированное программное обеспечение (далее по тексту - СПО) Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС «Метроскоп» (далее по тексту - АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»).

ПО ПК «Пирамида 2000» 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 ПК «Пирамида 2000» установленного в ИВК указаны 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 «Доставка данных» (Delivery.exe)	Программа отправки XML-отчетов	1.0.0.0	04fcc1f93fb0e701ed68cdc4ff54e970	MD5
Модуль «Синхронизация времени» (TimeSynchro.exe)	Программа синхронизации времени серверу сбора	1.0.0.0	a07b45593fe1aa425be8853c74c29326	MD5
Конфигуратор ИКМ (OperS50.exe)	Программа конфигурирования сервера сбора	2.0.0.0	F46c7a9943da0ebf13e450ddebca340	MD5
Пирамида 2000 - АРМ (P2kClient.exe)	Программа формирования отчетов	0.9.0.0	f0655ce38fac1527a62a1b34402303f5	MD5
Оперативный сбор 2000 (Oper.exe)	Программа оперативного сбора данных	1.4.9.27	a882a7539732f98fd7a0442d92f042e6	MD5

СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» используется для обработки, организации учета и хранения результатов измерения, а также их отображения и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп», установленного в ИВК, указаны в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E
Другие идентификационные данные, если имеются	-

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 4 и 5, 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 характеристики приведены в таблице 3, 4, 5.

Таблица 3 - 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 «НПС-17»						
1	ПС 220/10 НПС - 17, ОРУ - 220кВ, Ввод 220кВ Т - 1	ТФЗМ 220 Б - III класс точности 0,2S К _{ТТ} =200/5 Зав. № 6764; 6763; 6760 Регистрационный № 26006-06	НАМИ-220 класс точности 0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 Зав. № 1081; 1067; 1070 Регистрационный № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 0111080005 Регистрационный № 27524-04	Сикон С70 зав. № 04392 Регистрационный № 28822-05	активная реактивная
2	ПС 220/10 НПС - 17, ОРУ - 220кВ, Ввод 220кВ Т - 2	ТФЗМ 220 Б - III класс точности 0,2S К _{ТТ} =200/5 Зав. № 6762; 6761; 6765 Регистрационный № 26006-06	НАМИ-220 класс точности 0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 Зав. № 1065; 1058; 1082 Регистрационный № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 0111080012 Регистрационный № 27524-04		активная реактивная

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (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 0,2S)	$0,01(0,02)I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	1,0	1,1	1,8	1,2	1,3	1,9
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	0,6	0,8	1,3	0,8	1,0	1,4
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,5	0,6	0,9	0,7	0,8	1,1
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,5	0,6	0,9	0,7	0,8	1,1

Таблица 5 - Метрологические характеристики ИК (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 0,5)	$0,01(0,02)I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	2,1	1,5	2,8	2,1
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,3	1,0	1,7	1,4
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,9	0,7	1,2	1,0
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,9	0,7	1,1	1,0

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 °С;
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 $0,99 \cdot U_{н}$ до $1,01 \cdot U_{н}$;
- диапазон силы тока - от $I_{н}$ до $1,2 \cdot I_{н}$;
- 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 СЭТ-4ТМ.03:

- 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 СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- УСПД Сикон С70 - среднее время наработки на отказ не менее 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 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Кол-во, шт.
1	2
Трансформатор тока ТФЗМ 220 Б - III	6
Трансформатор напряжения НАМИ-220	6
Счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03	2
УСПД типа Сикон С70	1
Методика поверки	1
Паспорт-формуляр АУВП.411711.600.30.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 64686-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Востока с использованием элементов АИИС КУЭ ПС 220 кВ «НПС-17» ООО «ВОСТОКНЕФТЕПРОВОД». Методика поверки», утвержденному ИЦ 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 СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с документом ИЛГШ.411151.124 РЭ1;
- для УСПД Сикон С70 - по документу ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые промышленные Сикон С70. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 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;

- термогигрометр 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

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Востока с использованием элементов АИИС КУЭ ПС 220 кВ «НПС-17» ООО «ВОСТОКНЕФТЕПРОВОД». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений АИИС КУЭ RA.RU.311298/088 от 20.05.2016.

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 «НПС-17» ООО «ВОСТОКНЕФТЕПРОВОД»

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: (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.