

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии (мощности) производимой, потребляемой на собственные нужды и отпускаемой потребителям ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ», сбора, хранения и обработки полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения по 7 (семи каналам).

Измерительные каналы АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

1-ый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД), устройство синхронизации системного времени (УССВ), АРМы и программное обеспечение (ПО) «Энфорс Энергия+», «Энфорс АСКУЭ».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электроэнергии. 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. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности вычисляется для интервалов времени 30 мин (умножение на коэффициенты трансформации осуществляется в сервере ИВК АИИС КУЭ).

Цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на вход блока синхронизации и связи, далее через коммутируемые модемы поступает на сервер БД ИВК, где осуществляется обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, а также оформление отчетных документов.

ИВК предназначен для обеспечения выполнения задач автоматического сбора, диагностики, обработки и хранения информации об измеренном количестве электроэнергии, а также обеспечения интерфейсов доступа к информации. Учетная информация, передаваемая внешним пользователям с сервера ИВК через Internet (основной канал связи) и GSM-модем (резервный канал связи), отражает 30-минутные результаты измерения потребления электроэнергии по точке учета. Передача информации реализована с использованием электронных документов в виде макетов в формате XML 51070 и 80020.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ). В АИИС КУЭ синхронизация часов производится от эталона, в качестве которого выступает устройство синхронизации системного времени (УССВ) КСС-011.

Сличение часов счетчиков с УССВ из состава блока синхронизации и связи КСС-011 и коррекция производится 1 раз в сутки в независимости от величины расхождения. Сравнение показаний часов сервера с часами счетчиков производится 1 раз в 30 минут, корректировка часов сервера выполняется при расхождении показаний часов сервера с часами счетчиков на величину более  $\pm 1$  с.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не более  $\pm 5$  с/сут.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Энфорс Энергия+» и «Энфорс АСКУЭ». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	«Энфорс Энергия+»
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.6.9.39
Цифровой идентификатор ПО:	
Программа администрирования и настройки admin.EXE	a527146daf2c00353aae0fc4806e362b
Программа опроса и передачи данных collector_energyplus.exe	ae3e6376159e74a4f067b2fe054f970e
Идентификационное наименование ПО	«Энфорс АСКУЭ»
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	2.2.11.36
Цифровой идентификатор ПО:	
Программа расчета вычисляемых показателей calcformula.exe	c4a7601a38ddcee614ef64ac989cf7ba
Программа пересчета суммарных показателей dataproc.exe	63bd1c7b5d1d810ed43b38c44c04fbd5
Программа администрирования и настройки enfadmin.exe	ada434637f501b10222ab23c3e6b4539
Программа просмотра событий сервера enfcl_log.exe	ef23dbcc712b12a1710e60210631233a
Программа автоматического подключения к СУБД enflogon.exe	1d4e2650bccd8dab83636736f3a412ca
Программа просмотра событий счетчиков ev_viewer.exe	6ffc968e91e9e1c7403c1f9d0330b581
Программа загрузки данных со счетчиков в СУБД loaddatafromtxt.exe	ec7610cd90587773714179b2a940804d
Программа формирования макетов 51070 newm51070.exe	c8821ab45fca37c7b8cd2e20df6783f0
Программа просмотра данных tradegr.exe	7c50e04885810040b33605609bbd3ffb
Программа просмотра данных newopcon.exe	26c50188ff6421d9322266859c072ae3

Продолжение таблицы 1

1	2
Программа формирования отчетов newreports.exe	1522f96c161dba8941d85a26f9f9379e
Программа формирования макетов 80020 m80020.exe	6c4a997fe04fff03e6ebf720739ee223

### Метрологические и технические характеристики

Технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 2, которая содержит перечень измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ, их метрологические характеристики с указанием наименования присоединений.

В таблице 3 приведены метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ.

Таблица 2 – Состав ИК

Канал измерений		Средство измерений			К <sub>тт</sub> · К <sub>тн</sub> · К <sub>сч</sub> = К <sub>расч</sub> .	Наименование, измеряемой величины		
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ(средство измерений), класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный №	Обозначение, тип					
1	2	3	4		5	6		
УССВ КСС-011 / Сервер HP DL 160G5						Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время		
1	ПС-1 6 кВ Ввод 1 ООО ФПК «Космос- нефть-газ»	ТТ	КТ <sub>тт</sub> =0,5 K <sub>тт</sub> = 400/5 № 2363-68	A	ТПЛМ-10	4800	Ток первичный I	
				B	-			
				C	ТПЛМ-10			
		ТН	КТ <sub>тн</sub> =0,5 K <sub>тн</sub> =6000/100 № 323-49	A	НТМК-6			Напряжение первичное U
				B				
				C				
Счетчик	КТ <sub>сч</sub> =0,5с/1 K <sub>сч</sub> =1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М				Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время		

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		6	7
2	ПС-10 6 кВ Ввод 1 ООО ФПК «Космос- нефть-газ»	ТТ	КТ <sub>ТТ</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 400/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10	4800	Ток первичный I
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ <sub>ТН</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 323-49	A	НТМК-6		Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
B							
C							
Счетчик	КТ <sub>сч</sub> =0,5s/1 К <sub>сч</sub> =1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М					
3	ПС-10 6 кВ Ввод 2 ООО ФПК «Космос- нефть-газ»	ТТ	КТ <sub>ТТ</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	7200	Ток первичный I
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ <sub>ТН</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 323-49	A	НТМК-6		Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
B							
C							
Счетчик	КТ <sub>сч</sub> =0,5s/1 К <sub>сч</sub> =1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М					
4	ПС-10 6 кВ яч. 14 ООО ФПК «Космос- нефть-газ»	ТТ	КТ <sub>ТТ</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 50/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10	600	Ток первичный I
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ <sub>ТН</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 323-49	A	НТМК-6		Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
B							
C							
Счетчик	КТ <sub>сч</sub> =0,5s/1 К <sub>сч</sub> =1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		6	7		
5	ПС-10 6 кВ яч. 15 ООО ФПК «Космос- нефть-газ»	ТТ	КТ <sub>ТТ</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 50/5 № 22192-07	А	ТПЛ-10М	600	Ток первичный I		
				В	-				
				С	ТПЛ-10М				
		ТН	КТ <sub>ТН</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 323-49	А	НТМК-6	600	Напряжение первичное U		
В									
С									
Счетчик	КТ <sub>сч</sub> =0,5s/1 К <sub>сч</sub> =1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М		600	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время				
6	ПС-10 6 кВ яч. 17 ООО ФПК «Космос- нефть-газ»	ТТ	КТ <sub>ТТ</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 50/5 № 22192-07			А	ТПЛ-10М	600	Ток первичный I
						В	-		
				С	ТПЛ-10М				
		ТН	КТ <sub>ТН</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 323-49	А	НТМК-6	600	Напряжение первичное U		
В									
С									
Счетчик	КТ <sub>сч</sub> =0,5s/1 К <sub>сч</sub> =1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М		600	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время				
7	ПС-10 6 кВ яч. 15 ООО ФПК «Космос- нефть-газ»	ТТ	КТ <sub>ТТ</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 50/5 № 28139-12			А	ТТИ	600	Ток первичный I
						В	ТТИ		
				С	ТТИ				
		ТН	-	А	-	600	Напряжение первичное U		
В									
С									
Счетчик	КТ <sub>сч</sub> =0,5s/1 К <sub>сч</sub> =1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М		600	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время				

Примечания:

КТ – класс точности средства измерений.

К<sub>сч</sub> – коэффициент трансформации счетчика электроэнергии.

К<sub>ТТ</sub> – коэффициент трансформации трансформатора тока.

К<sub>ТН</sub> – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Допускается замена счетчиков, ТТ и ТН на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной/реактивной ( $d_{WP}/d_{WQ}$ ) электроэнергии (мощности) для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

$d_{WP}, \%$							
№ ИК	КТ <sub>ТТ</sub>	КТ <sub>ТН</sub>	КТ <sub>Сч</sub>	Значение $\cos j$	для диапазона	для диапазона	для диапазона
					1 (5)% $I/I_n < 20\%$ $W_{P5} \% \leq W_P < W_{P20} \%$	20% $I/I_n < 100\%$ $W_{P20} \% \leq W_P < W_{P100} \%$	100% $I/I_n \leq 120\%$ $W_{P100} \% \leq W_P \leq W_{P120} \%$
1-7	0,5	0,5(-)	0,5s	1,0	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
				0,8	$\pm 3,3$	$\pm 2,3$	$\pm 2,0$
				0,5	$\pm 5,8$	$\pm 3,6$	$\pm 3,0$
$d_{WQ}, \%$							
№ ИК	КТ <sub>ТТ</sub>	КТ <sub>ТН</sub>	КТ <sub>Сч</sub>	Значение $\cos j$	для диапазона	для диапазона	для диапазона
					1 (5)% $I/I_n < 20\%$ $W_{Q5} \% \leq W_Q < W_{Q20} \%$	20% $I/I_n < 100\%$ $W_{Q20} \% \leq W_Q < W_{Q100} \%$	100% $I/I_n \leq 120\%$ $W_{Q100} \% \leq W_Q \leq W_{Q120} \%$
1-7	0,5	0,5(-)	1,0	0,8(0,6)	$\pm 5,7$	$\pm 3,4$	$\pm 2,9$
				0,5(0,87)	$\pm 4,1$	$\pm 2,7$	$\pm 2,5$

$I/I_n$  - значение первичного тока в сети в процентах от номинального;  
 $W_{P1(5)} \%(W_{Q1(5)}) - W_{P120} \%(W_{Q120} \%)$  - значения электроэнергии при соотношении  $I/I_n$  равном от 1(5) до 120 %.

Условия эксплуатации измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ соответствуют требованиям, распространяющихся на них НД:

- трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001 и ЭД;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001 и ЭД;
- счётчики электро энергии для измерения активной и реактивной энергии по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012 и ЭД.

Таблица 4 - Условия эксплуатации АИИС КУЭ

Наименование параметров, влияющих величин	Допускаемые границы рабочих условий применения СИ для измерительного канала		
	Счетчики	ТТ	ТН
Сила переменного тока, А	от $I_{2\text{мин}}$ до $I_{2\text{макс}}$	от $I_{1\text{мин}}$ до $1,2 I_{1\text{ном}}$	–
Напряжение переменного тока, В	от $0,8 U_{2\text{ном}}$ до $1,15 U_{2\text{ном}}$	–	от $0,9 U_{1\text{ном}}$ до $1,1 U_{1\text{ном}}$
Коэффициент мощности ( $\cos \varphi$ )	от $0,5_{\text{инд}}$ до $0,8_{\text{емк}}$	от $0,5_{\text{инд}}$ до $0,8_{\text{емк}}$	от $0,5_{\text{инд}}$ до $0,8_{\text{емк}}$
Частота, Гц	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5
Температура окружающего воздуха по ЭД, °С	от -40 до +60	от -40 до +55	от -50 до +45
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл, не более	0,5	–	–
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos j_2 = 0,8_{\text{инд}}$ )	–	от $0,25 S_{2\text{ном}}$ до $1,0 S_{2\text{ном}}$	–
Мощность вторичной нагрузки ТН (при $\cos j_2 = 0,8_{\text{инд}}$ )	–	–	от $0,25 S_{2\text{ном}}$ до $1,0 S_{2\text{ном}}$

Таблица 5 - Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее:	
Трансформаторы тока	400 000
Трансформаторы напряжения	400 000
Счетчик электроэнергии	90 000
ИБП APC Smart UPS XL 1400 VA	35000
Коммуникационное оборудование	50000
УССВ КСС-011	50000
Сервер	50000
Срок службы, лет:	
Трансформаторы тока	30
Трансформаторы напряжения	30
Счетчики электроэнергии	30
Коммуникационное и модемное оборудование	10

Среднее время восстановления АИИС КУЭ при отказе не более 4 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи на уровне ИИК-ИВК, информация о результатах измерений может передаваться внешним пользователям по электронной почте;
- мониторинг состояния АИИС КУЭ;
- удаленный доступ;
- возможность съема информации со счетчика автономным способом;
- визуальный контроль информации на счетчике.

Регистрация событий:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике (сервере);

Защищенность применяемых компонентов:

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- сервера.

Защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервере;
- использование электронно-цифровой подписи при передаче результатов измерений;

Глубина хранения информации в счетчиках, не менее, 111 суток, на сервере, не менее, 10 лет.

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	4 шт.

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТТИ	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМК-6	3 шт.
Счетчики электроэнергии	ПСЧ-4ТМ.05М	7 шт.
УССВ	КСС-011	1 шт.
Сервер	HP DL160 G5	1 шт.
ПО	Энфорс Энергия+	1 шт.
ПО	Энфорс АСКУЭ	1 шт.
Паспорт-формуляр	-	1 экз.
Технорабочий проект	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 72666-18 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Воронежский ЦСМ» 12 марта 2018 г.

Основные средства поверки:

- радиочасы МИР РЧ-01, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа ПСЧ-4ТМ.05М в соответствии с документом ИЛГШ.411152.126 РЭ1.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик, поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ»

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

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

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

### Изготовитель

Акционерное Общество «Энергетическая компания АтомСбыт»

(АО «Энергетическая компания АтомСбыт»)

ИНН 3666092377

Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, д. 12а

Телефон: +7 (473) 222-71-41

Факс: +7 (473) 222-71-42



**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Воронежской области»

Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Станкевича, 2

Телефон (факс): +7 (473) 220-77-29

Аттестат аккредитации ФБУ «Воронежский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311949 от 08.12.2016 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.