

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «23» июля 2021 г. № 1468

Регистрационный № 82345-21

Лист № 1  
Всего листов 9

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» Арзамасское ЛПУ МГ КС-24 «Лукояновская»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» Арзамасское ЛПУ МГ КС-24 «Лукояновская» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

**Описание средства измерений**

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечения «АльфаЦЕНТР», каналобразующую аппаратуру, серверы баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт».

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной 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 минут;

– средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИВК;
- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергетики;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.
- дистанционный доступ к компонентам АИИС

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИВК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;
- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до ИВК;
- посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от уровня ИИК до уровня ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;

- посредством наземного канала связи E1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (основной канал);
- посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени утвержденного типа ССВ-1Г. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на  $\pm 2$  с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов Сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов Сервера БД  $\pm 2$  с.

Журналы событий счетчика и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения наносится на формуляр.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». 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 «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220 кВ "Лукояновская", ЗРУ 10 кВ "КС-24" (Ямбург-Тула-2), 1 СШ 10 кВ, яч.13	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 3000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К <sub>ТН</sub> = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ПС 220 кВ "Лукояновская", ЗРУ 10 кВ "КС-24" (Ямбург-Тула-2), 2 СШ 10 кВ, яч. 22	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 3000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К <sub>ТН</sub> = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
3	ПС 220 кВ "Лукояновская", ЗРУ 10 кВ "КС-24" (Ямбург-Тула-2), 3 СШ 10 кВ, яч.34	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 3000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К <sub>ТН</sub> = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
4	ПС 220 кВ "Лукояновская", ЗРУ 10 кВ "КС-24" (Ямбург-Тула-2), 4 СШ 10 кВ, яч.42	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 3000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К <sub>ТН</sub> = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
5	ПС 220 кВ "Лукояновская", ЗРУ 10 кВ "КС-24" (Ямбург-Тула-2), Ввод 10 кВ №1	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 3000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К <sub>ТН</sub> = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	BINOM337sU 3.57I3.5S16T Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ПС 220 кВ "Лукояновская", ЗРУ 10 кВ "КС-24" (Ямбург-Тула-2), Ввод 10 кВ №2	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	BINOM337sU 3.5I3.5S16T Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
7	ПС 220 кВ "Лукояновская", ЗРУ 10 кВ "КС-24" (Ямбург-Тула-2), Ввод 10 кВ №3	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	BINOM337sU3. 57I3.5S16T Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15	
8	ПС 220 кВ "Лукояновская", ЗРУ 10 кВ "КС-24" (Ямбург-Тула-2), Ввод 10 кВ №4	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	BINOM337sU3. 57I3.5S16T Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
2. Допускается замена сервера БД АИИС КУЭ без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО) и сервера синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке.
5. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{W_o}^A$ %	$\delta_{W_o}^P$ %	$\delta_{W_o}^A$ %	$\delta_{W_o}^P$ %	$\delta_{W_o}^A$ %	$\delta_{W_o}^P$ %
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8	0,50	±5,4	±2,7	±2,9	±1,5	±2,2	±1,2
	0,80	±2,9	±4,4	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	±2,5	±5,5	±1,4	±3,0	±1,1	±2,2
	1,00	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_w^A$ %	$\delta_w^P$ %	$\delta_w^A$ %	$\delta_w^P$ %	$\delta_w^A$ %	$\delta_w^P$ %
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8	0,50	±5,4	±3,0	±3,0	±2,0	±2,3	±1,8
	0,80	±2,9	±4,6	±1,7	±2,8	±1,4	±2,3
	0,87	±2,6	±5,6	±1,5	±3,3	±1,2	±2,6
	1,00	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

Примечание:  
 $I_2$  – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;  
 $I_5$  – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;  
 $I_{20}$  – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;  
 $I_{100}$  – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;  
 $I_{120}$  – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;  
 $I_{изм}$  –силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;  
 $\delta_{w_0}^A$  – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности  $P=0,95$  при измерении активной электрической энергии;  
 $\delta_{w_0}^P$  – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности  $P=0,95$  при измерении реактивной электрической энергии;  
 $\delta_w^A$  – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности  $P=0,95$  при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;  
 $\delta_w^P$  – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности  $P=0,95$  при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	8
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от 5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ	от 5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.

Окончание таблицы 5

1	2
температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100  3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
  - даты начала регистрации измерений;
  - перерывы электропитания;
  - программные и аппаратные перезапуски;
  - установка и корректировка времени;
  - переход на летнее/зимнее время;
  - нарушение защиты ИВК;
  - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - сервера;
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на Сервер БД.

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист формуляра МРЕК.411711.088 .ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» Арзамасское ЛПУ МГ КС-24 «Лукояновская». Формуляр».

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	8
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	12
Счетчики	VINOM337sU3.57I3.5S16T	4
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М	4
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
СОЕВ	ССВ-1Г	1
Сервер БД	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Нижний Новгород" Арзамасское ЛПУ МГ КС-24 "Лукояновская". Формуляр	МРЕК.411711.088.ФО	1
ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Нижний Новгород" Арзамасское ЛПУ МГ КС-24 "Лукояновская". Методика поверки	МП-331-РА.RU.310556-2021	1

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

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» Арзамасское ЛПУ МГ КС-24 «Лукояновская»» Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» Арзамасское ЛПУ МГ КС-24 «Лукояновская»**

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



