

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «01» июля 2024 г. № 1577

Регистрационный № 92522-24

Лист № 1  
Всего листов 8

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОТЕХ» в части ООО «Сервис плюс» ПС 75а 110/6 кВ

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОТЕХ» в части ООО «Сервис плюс» ПС 75а 110/6 кВ (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 следующих 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), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер, устройство синхронизации времени УСВ-3, автоматизированные рабочие места (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0».

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Результаты вычислений сохраняются в регистрах памяти счетчика с привязкой к шкале времени UTC(SU). Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти события, такие как коррекция часов счетчиков, включение и выключение счетчиков, включение и выключение резервного питания счетчиков, открытие и закрытие защитной крышки и другие. События сохраняются в журнале событий также с привязкой к шкале времени UTC(SU).

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 со всех ИИК 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;
- формирование отчетных документов;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков со всех ИИК;
- ведение журнала событий сервера;
- синхронизацию времени в сервере и передачу шкалы времени на уровень ИИК;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного доступа;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИВК осуществляет обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ. Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов в форматах, принимаемых к обмену данными коммерческого учета на оптовом рынке электроэнергии и мощности, и заверенных электронно-цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством GSM/GPRS терминала для передачи данных от счетчиков до уровня ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера на АРМ;
- посредством глобальной сети передачи данных Интернет для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы;

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), действующая следующим образом. Сервер получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от устройства синхронизации времени УСВ-3 (рег. № 84823-22). При автоматическом выполнении задания на коррекцию времени счетчиков (не менее одного раза в сутки по расписанию), ИВК определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает заданную допустимую величину (не более  $\pm 5$  с) ИВК формирует команду коррекции времени (синхронизации). Журналы событий счетчиков и ИВК отображают факты коррекции времени с фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 1 указывается в формуляре.

### **Программное обеспечение**

В состав ИВК входит программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2.0» установленное на сервере, осуществляет обработку, организацию учета и хранения результатов измерений электрической энергии, а также их отображение и передачу в автоматическом режиме в виде макетов XML 80020 или аналогов.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные признаки метрологически значимого ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	BinaryPackControls.dll
	CheckDataIntegrity.dll
	ComIECFunctions.dll
	ComStdFunctions.dll
	ComModbusFunctions.dll
	DateTimeProcessing.dll
	SafeValuesDataUpdate.dll
	SimpleVerifyDataStatuses.dll
	SummaryCheckCRC.dll
	ValuesDataProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 8.3
Цифровой идентификатор ПО (Алгоритм вычисления цифрового идентификатора MD5)	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9D81 5476
	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7
	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645

### 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, УССВ
1	ПС 75а 110/6 кВ, ЗРУ-6кВ, 2 сек/6 кВ, яч. 8	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. №1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	ТЕ2000.01.00.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №83048-21	HP ProLiant DL360p Gen8; УСВ-3, рег. № 84823-22
2	ПС 75а 110/6 кВ, ЗРУ-6кВ, 2 сек/6 кВ, яч. 6	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. №1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	ТЕ2000.01.00.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №83048-21	
3	ПС 75а 110/6 кВ, ЗРУ-6кВ, 2 сек/6 кВ, яч. 26	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. №1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	ТЕ2000.01.00.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №83048-21	
4	ПС 75а 110/6 кВ, ЗРУ-6кВ, 2 сек/6 кВ, яч. 38	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. №1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	ТЕ2000.01.00.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №83048-21	
5	ПС 75а 110/6 кВ, ЗРУ-6кВ, 4 сек/6 кВ, яч. 48	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. №1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	ТЕ2000.01.00.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №83048-21	
6	ПС 75а 110/6 кВ, ЗРУ-6кВ, 4 сек/6 кВ, яч. 62	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. №1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	ТЕ2000.01.00.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №83048-21	

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 устройства синхронизации времени 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 АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №	cos φ	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %
1 - 6	0,50	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,80	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
	0,87	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
	1,00	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-

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 - 6	0,50	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
	0,80	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
	0,87	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
	1,00	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-

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

Примечание:

$I_5$  – 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	6
Нормальные условия:	
– сила тока, % от $I_{ном}$	от 5 до 120
– напряжение, % от $U_{ном}$	от 99 до 101
– коэффициент мощности cos φ	0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.
температура окружающего воздуха для счетчиков, °С	от +21 до +25

Продолжение таблицы 5

1	2
<p>Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– сила тока, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>– напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>– коэффициент мощности <math>\cos \varphi</math></li> </ul> <p>температура окружающего воздуха, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для ТТ и ТН</li> <li>- для счетчиков</li> <li>- для сервера</li> </ul>	<p>от 5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.</p> <p>от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов</p> <p>Счетчики ТЕ2000.01:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки до отказа, ч</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки до отказа, ч</li> </ul> <p>Устройство синхронизации времени УСВ-3:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки до отказа, ч</li> </ul>	<p>220000</p> <p>180000</p> <p>180000</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p>45</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоя питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

Регистрация 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;
  - нарушение защиты ИВК;

Защищённость применяемых компонентов:

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

– установка пароля на сервер.

### **Знак утверждения типа**

наносится типографским способом на титульный лист формуляра 86619795.422231.183.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОТЕХ» в части ООО «Сервис плюс» ПС 75а 110/6 кВ. Формуляр».

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	12
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Счетчики	ТЕ2000.01.00.00	6
Сервер	HP ProLiant DL360p Gen8	1
ПО ИВК	Пирамида 2.0	1
СОЕВ	УСВ-3	1
Формуляр	86619795.422231.183.ФО	1

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

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОТЕХ» в части ООО «Сервис плюс» ПС 75а 110/6 кВ». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311735.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений**

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

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

ГОСТ 34.601-90 Межгосударственный стандарт. Автоматизированные системы. Стадии создания.

### **Правообладатель**

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОТЕХ»  
(ООО «РУСЭНЕРГОТЕХ»)

ИНН 2465344752

Юридический адрес: 660049, Красноярский край, г.о. Город Красноярск, г Красноярск, ул. Дубровинского, д. 1, помещ. 0-02, 0-08, № 6, ком. № 48, № 53

Тел. +7 902 979-73-54

E-mail: al\_naum@mail.ru

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Техпроминжиниринг»  
(ООО «Техпроминжиниринг»)  
ИНН 2465209432  
Адрес: 660131, Красноярский край, г. Красноярск, Ястынская ул., д. 19а  
Телефон: +7(391)206-86-65  
E-mail: info@tpi-sib.ru

**Испытательный центр**

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия  
«Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических  
и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)  
Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4  
Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60  
E-mail: director@sniim.ru  
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.

