

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» июня 2022 г. №1510

Регистрационный № 85940-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП Пикалевская городская электросеть

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП Пикалевская городская электросеть (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя серверы баз данных (СБД): СБД ООО «РКС-энерго» с установленным программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», СБД ПАО «Россети Ленэнерго» с установленным ПО «Пирамида Сети», СБД АО «ЛОЭСК» с установленным ПО «Пирамида 2000», устройства синхронизации времени УСВ-2 и УСВ-3 (УСВ), локально-вычислительную сеть, автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации. СБД ООО «РКС-энерго», СБД АО «ЛОЭСК», СБД ПАО «Россети Ленэнерго» - (далее - сервер ИВК).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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:

– 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.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИИК №№ 1 – 6 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК АО «ЛОЭСК», для ИИК №№ 7, 8 на входы ИВК ПАО «Россети Ленэнерго», где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. ИВК с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивают счетчики электроэнергии и считывают с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

ИВК АО «ЛОЭСК» и ПАО «Россети Ленэнерго» в автоматическом режиме один раз в сутки формируют отчеты в формате XML и отправляют данные коммерческого учета на ИВК ООО «РКС-энерго».

ИВК ООО «РКС-энерго» раз в сутки формирует отчеты в формате XML, подписывает электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по выделенному каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК и ИВК). В состав СОЕВ входят устройства синхронизации времени типа УСВ-2 и УСВ-3, синхронизирующие собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

ИВК ООО «РКС-энерго», АО «ЛОЭСК», ПАО «Россети Ленэнерго», периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивают собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ и при расхождении ± 1 с и более, ИВК ООО «РКС-энерго», АО «ЛОЭСК», ПАО «Россети Ленэнерго» производят синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК №№ 1 – 6 со шкалой времени ИВК АО «ЛОЭСК» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИВК АО «ЛОЭСК» равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК №№ 7, 8 со шкалой времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго» равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 303/22 установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используются ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Пирамида 2000», ПО «Пирамида Сети». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
1	2
ПО «АльфаЦЕНТР»	
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
ПО «Пирамида Сети»	
Идентификационное наименование модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2
ПО «Пирамида 2000»	
Идентификационное наименование модуля ПО	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	E55712D0B1B219065D63DA949114DAE4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	B1959FF70BE1EB17C83F7B0F6D4A132F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	D79874D10FC2B156A0FDC27E1CA480AC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	Metrology.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	6F557F885B737261328CD77805BD1BA7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	48E73A9283D1E66494521F63D00B0D9F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	C391D64271ACF4055BB2A4D3FE1F8F48
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	ECF532935CA1A3FD3215049AF1FD979F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	530D9B0126F7CDC23ECD814C4EB7CA09
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	1EA5429B261FB0E2884F5B356A1D1E75

Продолжение таблицы 1

1	2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	БТЭЦ-5, ГРУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф. 05-18	ТПОЛ 10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3, рег. № 64242-16, СБД АО «ЛЮЭСК»/ СБД ООО «РКС-энерго»
2	БТЭЦ-5, ГРУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф. 05-37	ТПОЛ 10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
3	БТЭЦ-5, ГРУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф. 05-39	ТПОЛ 10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
4	БТЭЦ-5, ГРУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф. 05-49	ТПОЛ 10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
5	БТЭЦ-5, ГРУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф. 05-50	ТПОЛ 10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
6	ТП-17 6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф. 117-3	ТПФМ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 814-53	НТМК-6-48 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 323-49	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
7	ПС Глиноземная 110 кВ (ПС-35), РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф.35-04	ТПФМ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 814-53	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 51676-12	Меркурий 230 ART2-00 PQRSIDN КТ 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-2, рег. № 41681-10, СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 64242-16, / СБД ООО «РКС-энерго»
8	ПС 35 кВ Обрино (ПС-9), КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.09-10	ТОЛ-СЭЩ 150/5, КТ 0,5S Рег. № 51623-12	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	А1805RALQV- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

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 таблице 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. 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 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1-7	Активная	1,3	3,2
	Реактивная	2,0	5,2
8	Активная	1,3	2,2
	Реактивная	2,0	3,7
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), (\pm) с			5
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая)</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.</p> <p>3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35°C</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	8
<p>Нормальные условия параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °С 	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,8</p> <p>50</p> <p>от +21 до +25</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Условия эксплуатации параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - частота, Гц <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для сервера ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более</p>	<p>от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 1 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +60 от +5 до +35 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее <p>ПСЧ-4ТМ.05М Меркурий 230 Альфа А1800</p> <p>УСВ-3:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее <p>УСВ-2:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее <p>Сервер ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>140000 90000 120000 45000 35000 100000 1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики:</p> <p>Альфа А1800</p> <ul style="list-style-type: none"> - графиков нагрузки для одного канала с интервалом 30 минут, сут, не менее <p>Меркурий 230</p> <ul style="list-style-type: none"> - каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 минут, сут <p>ПСЧ-4ТМ.05М</p> <ul style="list-style-type: none"> - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут <p>Сервер ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее 	<p>1200 85 113 3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания ИВК с помощью источника бесперебойного питания;
 - резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.
- В журналах событий фиксируются факты:
- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ	3
	ТПОЛ 10	10
	ТПФМ-10	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-6	3
	НАМИТ-10	1
	НТМИ-6	2
	НТМК-6-48	1
Счетчик электрической энергии	A1805RALQV-P4GB-DW-4	1
	Меркурий 230 ART2-00 PQRSIDN	1
	ПСЧ-4ТМ.05М	6
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
	УСВ-3	1
Сервер ООО «РКС-Энерго»	СБД ООО «РКС-Энерго»	1
Сервер ПАО «Россети Ленэнерго»	СБД ПАО «Россети Ленэнерго»	1
Сервер АО «ЛОЭСК»	СБД АО «ЛОЭСК»	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/133/22	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП Пикалевская городская электросеть. МВИ 26.51/133/22, аттестованной ООО «Энерготестконтроль». Аттестат аккредитации RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РКС-энерго»

(ООО «РКС-энерго»)

ИНН 3328424479

Адрес: 187320, Ленинградская область, Кировский район,

г. Шлиссельбург, ул. Жука, д.3, пом. 204

Телефон: 8 (812) 332-05-20

E-mail: office@rks-energo.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»

(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, кор. 12, этаж 2, пом II, ком 9

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»

(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещение 1

Телефон: 8 (495) 6478818

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № RA.RU.312560 от 03.08.2018

