

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» марта 2021 г. №238

Регистрационный № 81013-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭНК-СБЫТ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭНК-СБЫТ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и 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 сервер с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, 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. 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.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на соответствующий GSM-модем и далее по каналам связи стандарта GSM поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, её формирование и хранение, оформление отчетных документов.

Также сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

От сервера информация в виде xml-файлов установленных форматов передается на АРМ.

Передача информации от уровня ИВК в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с использованием электронной цифровой подписи субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты осуществляется по каналу связи сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется каждый час. Корректировка часов сервера производится при наличии расхождения.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов сервера на величину не менее ± 1 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchronoNSI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0 b1b21906 5d63da94 9114dae4	b1959ff70 be1eb17c 83f7b0f6d 4a132f	d79874d1 0fc2b156 a0fdc27e 1ca480ac	52e28d7b6 08799bb3c cea41b548 d2c83	6f557f885 b7372613 28cd7780 5bd1ba7	48e73a92 83d1e664 94521f63 d00b0d9f	c391d642 71acf405 5bb2a4d3 fe1f8f48	ecf532935 ca1a3fd32 15049af1f d979f	530d9b01 26f7cdc2 3ecd814c 4eb7ca09	1ea5429b 261fb0e2 884f5b35 6a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электри- ческой энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	РТП ТЦ 10 кВ, РУ-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч.5	ARM3/N2F Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 18842-09 Фазы: А; В; С	VRC2/S1F Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 41267-09 Фазы: А; С	A1140-05-RAL- BW-4T Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 33786-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL180 Gen10	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
2	РТП ТЦ 10 кВ, РУ-10 кВ, II с.ш. 10 кВ, яч.12	ARM3/N2F Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 18842-09 Фазы: А; В; С	VRC2/S1F Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 41267-09 Фазы: А; С	A1140-05-RAL- BW-4T Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 33786-07			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
3	ПС 110 кВ Варя, КЛ 6 кВ ф.604	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Актив- ная	1,1	3,0		
					Реактив- ная	2,3	4,7		
4	ПС 110 кВ Варя, КЛ 6 кВ ф.605	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Актив- ная	1,1	3,0		
					Реактив- ная	2,3	4,7		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ТП-0926 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Ввод 1	ТНШЛ-0,66 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 1673-03 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL180 Gen10	Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
6	ТП-0926 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ, Ввод 2	ТНШЛ-0,66 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 1673-03 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
7	ТП-5 6 кВ, ГРЩ1 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Ввод 1	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 15173-01 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,3
							Реактив- ная	2,1	5,5
8	ТП-5 6 кВ, ГРЩ2 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Ввод 2	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 15173-01 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,3
							Реактив- ная	2,1	5,5
9	ТП-5 6 кВ, ГРЩ3 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Ввод 3	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 15173-01 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,3
							Реактив- ная	2,1	5,5
10	ТП-5 6 кВ, ГРЩ4 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Ввод 4	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 15173-01 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	Актив- ная	1,0	3,3		
					Реактив- ная	2,1	5,5		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	РТП-800 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод Т1	ТСН 12 Кл.т. 0,2S 3000/5 Рег. № 26100-03 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Актив- ная	0,7	2,1
							Реактив- ная	1,3	3,9
12	РТП-800 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод Т2	ТСН 12 Кл.т. 0,2S 3000/5 Рег. № 26100-03 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Актив- ная	0,7	2,1
							Реактив- ная	1,3	3,9
13	РТП-800 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод Т3	ТСН 12 Кл.т. 0,2S 3000/5 Рег. № 26100-03 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Актив- ная	0,7	2,1
							Реактив- ная	1,3	3,9
14	РТП-800 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод Т4	ТСН 12 Кл.т. 0,2S 3000/5 Рег. № 26100-03 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL180 Gen10	Актив- ная	0,7	2,1
							Реактив- ная	1,3	3,9
15	РТП-800 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод Т5	ТСН 12 Кл.т. 0,2S 3000/5 Рег. № 26100-03 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Актив- ная	0,7	2,1
							Реактив- ная	1,3	3,9
16	РТП-800 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод Т6	ТСН 12 Кл.т. 0,2S 3000/5 Рег. № 26100-03 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Актив- ная	0,7	2,1
							Реактив- ная	1,3	3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	ЗТП 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод Т1	ТШП-0,66 Кл.т. 0,2S 2000/5 Рег. № 15173-06 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Актив- ная	0,7	2,1
							Реактив- ная	1,3	3,9
18	ЗТП 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод Т2	ТШП-0,66 Кл.т. 0,2S 2000/5 Рег. № 15173-06 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Актив- ная	0,7	2,1
							Реактив- ная	1,3	3,9
19	ЗТП 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод Т3	ТШП-0,66 Кл.т. 0,2S 2000/5 Рег. № 15173-06 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Актив- ная	0,7	2,1
							Реактив- ная	1,3	3,9
20	ЗТП 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод Т4	ТШП-0,66 Кл.т. 0,2S 2000/5 Рег. № 15173-06 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Актив- ная	0,7	2,1
							Реактив- ная	1,3	3,9
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 1, 2, 5, 6 указана для тока 5 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – 2% от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.

4 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. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	20
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 1, 2, 5, 6</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 1 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 1, 2, 5, 6</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа Альфа А1140</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСВ:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для сервера:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>220000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>150000</p> <p>2</p> <p>45000</p> <p>2</p> <p>10000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут,</p> <p>не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут,</p> <p>не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p>	<p>114</p> <p>30</p> <p>113</p> <p>40</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>для счетчиков типа Альфа А1140: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>200 30 3,5</p>

Надежность системных решений:
защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
сервера.

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

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 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТНШЛ-0,66	6
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	24
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	4
Трансформаторы тока	ARM3/N2F	6
Трансформаторы тока	TCH 12	18
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	VRC2/S1F	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	16
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии трехфазные электронные	Альфа А1140	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	HP Proliant DL180 Gen10	1
Методика поверки	МП ЭПР-315-2020	1
Паспорт-формуляр	7731411714.424179.09.000ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «ЭНК-СБЫТ», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭНК-СБЫТ»

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

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

