

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» февраля 2022 г. № 277

Регистрационный № 84561-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Похвистневоэнерго» для электроснабжения потребителей ООО «ТольяттиЭнергоСбыт»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Похвистневоэнерго» для электроснабжения потребителей ООО «ТольяттиЭнергоСбыт» (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 – измерительно -вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU325 (далее-УСПД), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», 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.

3-й уровень- информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ИВК, устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (далее-УСВ), программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места, каналобразующую аппаратуру.

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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где происходит сбор, хранение, результатов измерений и дальнейшая передача данных на сервер ИВК, где осуществляется обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения).

ИВК АИИС КУЭ раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML на автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации. АРМ энергосбытовой организации подписывает данные отчеты электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по 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, ИВКЭ и ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации системного времени УССВ-2, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сервер ИВК ежедневно сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УССВ-2 и при расхождении ± 1 с, сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ-2.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера ИВК осуществляется ежедневно. При обнаружении расхождения шкалы времени УСПД от шкалы времени сервера ИВК более чем на ± 1 с, выполняется синхронизация шкалы времени УСПД.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиком, но не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера ИВК более чем на ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, сервера 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 КЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	не ниже 15.07
Цифровой идентификатор модуля ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

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	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПКУ №1 6кВ от МВ-6 ф-12 (Похвистнево-1) ПС 110/35/6 кВ "Похвистнево-2"	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S K _{тт} =600/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 K _{тн} =6000/100 Рег.№ 35505-07	A1800 RL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-11	RTU 325, рег.№37288-08	УССВ-2, рег.№ 54074-13/HP Proliant DL20 Gen9
2	ПКУ №2 6кВ от МВ-6 ф-22 (Похвистнево-2) ПС 110/35/6 кВ "Похвистнево-2"	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S K _{тт} =200/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 K _{тн} =6000/100 Рег.№ 35505-07	A1800 RL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-06		
3	ПКУ №3 6кВ от МВ-6 ф-24 (Похвистнево-3) ПС 110/35/6 кВ "Похвистнево-2"	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S K _{тт} =400/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 K _{тн} =6000/100 Рег.№ 35505-07	A1800 RL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-11		
4	ТП-1 яч.6 кВ, МВ-6 ф-30 (Восточное кольцо) от ПС 110/35/6 кВ "Похвистнево-2"	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S K _{тт} =100/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 K _{тн} =6000/100 Рег.№ 23544-07	A1800 RL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-06		
5	ПКУ №4 6кВ от МВ-6 ф-18 (Головные сооружения) ПС 110/35/6 кВ "Похвистнево-2"	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S K _{тт} =100/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 K _{тн} =6000/100 Рег.№ 35505-07	A1800 RL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-06		
6	ТП Пох707/100 (ТП-20) 6/0,4 кВ, сш 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 K _{тт} =100/5 Рег.№ 36382-07	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 36697-12		
7	ТП Пох808/100 (ТП-2) 6/0,4 кВ, сш 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТИ Кл.т. 0,5S K _{тт} =150/5 Рег.№ 28139-12	-	A1800 RL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-06		
8	ТП СА 218/100 (ТП-53) 6/0,4 кВ, сш 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТИ Кл.т. 0,5S K _{тт} =200/5 Рег.№ 28139-12	-	A1800 RL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-11		
9	ПКУ №5 6кВ от ВЛ 6 кВ ф-2 ПС 35/6 кВ "Среднее Аверкино"	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S K _{тт} =20/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 K _{тн} =6000/100 Рег.№ 35505-07	A1800 RL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
10	ТП СА 207/100 (ТП-54) 6/0,4 кВ, сш 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТИ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} =200/5 Рег.№ 28139-12	-	A1800 RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-06	RTU 325, рег.№37288-08	УССВ-2, рег.№ 54074-13/HP Proliant DL20 Gen9
11	ПКУ №6 6кВ от ВЛ 6 кВ ф-2 ПС 35/6 кВ "Среднее Аверкино"	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 20/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 Рег.№ 35505-07	A1800 RL-P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-11		
12	ПКУ №7 6кВ от КЛ-6 ф-16 ПС 35/6 кВ "Красные пески"	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} =20/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 Рег.№ 35505-07	A1800 RL-P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-06		
13	ПКУ №8 6кВ от МВ-6 ф-13 ПС 35/6 кВ "Яблонка"	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} =75/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 Рег.№ 35505-07	A1800 RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-06		
14	ПКУ №9 6кВ от МВ-6 ф-2 (Город-2) ПС 35/6 кВ "Юлия"	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} =200/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 Рег.№ 35505-07	A1800 RL-P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-06		

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 УСПД, УССВ-2 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 $\pm\delta$, %
1-5,9,11-14	Активная	1,3	3,1
	Реактивная	2,1	5,2
7,8,10	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	1,8	5,1
6	Активная	1,1	2,9
	Реактивная	1,8	5,0
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), (\pm) с			5

Продолжение таблицы 3

<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 для ИК№1-5,7-14 при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 1 (2) % от $I_{ном}$, для ИК№6 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	14
<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 от 100 до 120 0,8 50 от +21 до +25</p>
<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 температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для сервера ИВК, °С температура окружающей среды для УСПД, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более 	<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 +50 от +5 до + 35 от +10 до + 30 от +10 до + 30 от 80,0 до 106,7 98</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов</p> <p>Счетчики:</p> <p>А 1800</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее <p>СЭТ-4ТМ.03М.09 (рег.№ 36697-12)</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее <p>УССВ-2:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее <p>УСПД:</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>120000</p> <p>165000</p> <p>74500</p> <p>40000</p> <p>100000</p> <p>1</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
А1800	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут	1200
СЭТ-4ТМ.03М.09	
- каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 минут, сут	113
УСПД	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут	45
Сервер ИВК:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

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;
 - УСПД;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервере ИВК;
 - установка пароля на УСПД.

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.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	20
	ТТИ	9
	Т-0,66	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛПМ-6	27
	ЗНОЛП-6	3
Счетчик электрической энергии	A1800	13
	СЭТ-4ТМ.03М.09	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU 325	1
Сервер ИВК	HP Proliant DL20Gen9	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51.43/71/21	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Похвистневоэнерго» для электроснабжения потребителей ООО «ТольяттиЭнергоСбыт». МВИ 26.51.43/71/21, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТольяттиЭнергоСбыт» (ООО «ТЭС»)
ИНН 632 11 444 60
Адрес: 445020, РФ, Самарская область, г. Тольятти, ул. Белорусская, д.33
Телефон: (8482) 63-84-44 / (8482) 63-89-35
E-mail: info-es@tltes.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»
(ФБУ «Самарский ЦСМ»)
Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134
Телефон: 8 (846) 336-08-27
Факс: 8 (846) 336-15-54
E-mail: referent@samaragost.ru
Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

