

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТОРЭКС-ХАБАРОВСК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТОРЭКС-ХАБАРОВСК» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, передачи, хранения и отображения результатов измерений.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи.

2-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, состоит из Центра сбора и обработки данных (ЦСОД) ООО «ТОРЭКС-ХАБАРОВСК» и ЦСОД ПАО «Дальневосточная Энергетическая Компания» (ПАО «ДЭК»).

ИВК ЦСОД ООО «ТОРЭКС-ХАБАРОВСК» включает в себя программное обеспечение (ПО) «АльфаЦентр», а также устройство синхронизации системного времени (УССВ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства приема-передачи данных.

ИВК ПАО «ДЭК» состоит из ЦСОД ПАО «Дальневосточная Энергетическая Компания», программного обеспечения (ПО) «АльфаЦентр», а также устройства синхронизации системного времени типа УССВ. К серверу ИВК ПАО «ДЭК» подключен коммутатор Ethernet. Также к коммутатору подключено автоматизированное рабочее место (АРМ) персонала.

В ИВК АИИС КУЭ предусмотрено выполнение следующих функций:

- обмен информацией между ЦСОД ПАО «ДЭК» и ЦСОД ООО «ТОРЭКС-ХАБАРОВСК» в формате макета 80020;
- обработку данных и их архивирование;
- доступ к информации и ее передача в организации - участники оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные фазные 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 преобразуют 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи и каналобразующей аппаратуре поступает на вход сервера ЦСОД ООО «ТОРЭКС-ХАБАРОВСК», где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии, осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

Результаты измерений передаются с сервера, установленного в ООО «ТОРЭКС-ХАБАРОВСК» в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language - XML) в соответствии со спецификацией 1.0, в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и ЦСОД ПАО «ДЭК», расположенный в городе Владивосток.

ИВК ПАО «ДЭК» один раз в сутки получает информацию за предыдущие сутки от ИВК ООО «ТОРЭКС-ХАБАРОВСК» и ИВК АИИС КУЭ смежных субъектов ОРЭ.

Один раз в сутки ИВК ПАО «ДЭК» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений при помощи ПО «АльфаЦентр», в формате XML, и автоматически передает его в АО «СО ЕЭС», в организации – участники оптового рынка и в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) АО «АТС» через IP сеть передачи данных, с доступом в глобальную компьютерную сеть Internet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ включает в себя устройства синхронизации системного времени типа УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS/ГЛОНАСС), часы счетчиков и серверов.

В ИВК используются устройства синхронизации системного времени типа УССВ, установленные в ЦСОД ООО «ТОРЭКС-ХАБАРОВСК» и в ЦСОД ПАО «ДЭК» принимающее сигналы точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS).

Часы счетчика синхронизируются от часов сервера при каждом опросе (каждые 30 минут), коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера более чем на ± 1 с (программируемый параметр).

Синхронизация времени часов ИВК ООО «ТОРЭКС-ХАБАРОВСК» происходит каждые 30 минут при сеансе связи с УССВ. Коррекция производится при расхождении времени более чем на ± 1 с. Синхронизация времени часов ИВК ПАО «ДЭК» выполняется 6 раз в сутки (каждые 4 часа) в соответствии с метками времени, полученными от УССВ по запросу сервера ИВК.

Синхронизация времени счетчиков электроэнергии и сервера отражаются в журналах событий.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07.07
Цифровой идентификатор метрологически значимой части ПО ac_metrology.dll	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Уровень защиты ПО – «средний», в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 2 и 3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Канал измерений		Состав АИИС КУЭ				К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{Сч}	Метрологические характеристики ИК						
Номер ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, Рег. №		Обозначение, тип			Вид энергии	Основная относительная погрешность ИК (± δ), %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации (± δ), %				
1	2	3		4		5	6	7	8				
1	ОРУ-110 кВ, яч. ввода №1 (ввод ВЛ-110 кВ С-77)	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 200/1 № 23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	220000	Активная	0,5	2,1				
				B	ТБМО-110 УХЛ1								
				C	ТБМО-110 УХЛ1								
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1					220000	Реактивная	1,1	2,3
				B	НАМИ-110 УХЛ1								
				C	НАМИ-110 УХЛ1								
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{Сч} = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8			
2	ОРУ-110 кВ, яч. ввода №2 (ввод ВЛ-110 кВ С-78)	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 200/1 № 23256-11	А	ТБМО-110 УХЛ1	220000	Активная	0,5	2,1			
				В	ТБМО-110 УХЛ1							
				С	ТБМО-110 УХЛ1							
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1					Реактивная	1,1	2,3
				В	НАМИ-110 УХЛ1							
				С	НАМИ-110 УХЛ1							
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4										
3	ЗРУ-6 кВ, 1 с., яч. 17А, КЛ- 6 кВ Ф-17А МУП ПЭС	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	1200	Активная	1,1	5,5			
				В	-							
				С	ТПЛ-10							
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 831-53	А	НТМИ-6					Реактивная	2,3	3,1
				В								
				С								
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4										
4	ЗРУ-6 кВ, 1 с., яч. 17Б, КЛ- 6 кВ Ф-17Б МУП ПЭС	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 № 36307-07	А	ТОЛ-10-III	1800	Активная	1,1	5,5			
				В	-							
				С	ТОЛ-10-III							
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 831-53	А	НТМИ-6					Реактивная	2,3	3,1
				В								
				С								
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4										

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
5	ЗРУ-6 кВ, 2с., яч. 4, КЛ-6 кВ Ф-4 МУП ПЭС	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 2363-68	A	ТПЛМ-10	2400	Активная	1,1	5,5
				B	-				
				C	ТПЛМ-10				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 831-53	A	НТМИ-6				
				B					
				C					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4		Реактивная	2,3	3,1			
6	ЗРУ-6 кВ, 1 с., яч. 9, КЛ-6 кВ Ф-9 МУП ПЭС	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 2363-68	A	ТПЛМ-10	2400	Активная	1,1	5,5
				B	-				
				C	ТПЛМ-10				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 831-53	A	НТМИ-6				
				B					
				C					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4		Реактивная	2,3	3,1			
7	ОРУ-110 кВ, ввод ВЛ-110 кВ С-77	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 200/1 № 23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	220000	Активная	0,5	2,1
				B	ТБМО-110 УХЛ1				
				C	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4		Реактивная	1,1	2,3			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8						
8	ОРУ-110 кВ, ввод ВЛ-110 кВ С-78	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 200/1 № 23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	220000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,1 2,3						
				B	ТБМО-110 УХЛ1										
				C	ТБМО-110 УХЛ1										
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1										
				B	НАМИ-110 УХЛ1										
				C	НАМИ-110 УХЛ1										
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4													
9	ЗРУ-220 кВ. яч. ввода №1, ВЛ-220 кВ Л-252	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 300/5 № 15651-06	A	TG 245	132000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,1 2,3						
				B	TG 245										
				C	TG 245										
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 220000:√3/100:√3 № 20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1										
				B	НАМИ-220 УХЛ1										
				C	НАМИ-220 УХЛ1										
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4											
		10	ЗРУ-220 кВ. яч. ввода №2, ВЛ-220 кВ Л-251	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 300/5 № 15651-06					A	TG 245	132000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,1 2,3
										B	TG 245				
C	TG 245														
ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 220000:√3/100:√3 № 20344-05			A	НАМИ-220 УХЛ1										
				B	НАМИ-220 УХЛ1										
				C	НАМИ-220 УХЛ1										
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11			A1802RAL-P4G-DW-4											

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
11	ОРУ-110 кВ, яч. ввода №1 (ввод ВЛ-110 кВ С-117)	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 200/1 № 23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	220000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,1 2,3
				B	ТБМО-110 УХЛ1				
				C	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							
12	ОРУ-110 кВ, яч. ввода №2 (ввод ВЛ-110 кВ С-118)	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 200/1 № 23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	220000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,1 2,3
				B	ТБМО-110 УХЛ1				
				C	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4							
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с								±5	

Примечания

1 В Таблице 2 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, токе ТТ, равном 2(5) % от $I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 10 до плюс 30 °С.

2 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, приведенными в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном 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
<p>Нормальные условия: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды °С 	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 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 <p>диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков <p>магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</p>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.}</p> <p>от -40 до +35 от -40 до +65 0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики Альфа А1800:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 	<p>120000 72 45000 1</p>
<p>Глубина хранения информации Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее <p>ИБК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее 	<p>45 3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и сервера фиксируются факты:
 - попытка несанкционированного доступа;
 - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
 - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	18 шт.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-III	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	TG 245	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	18 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	12 шт.
Методика поверки	МП-312235-019-2018	1 экз.
Формуляр	ТДВ.411711.060.ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП-312235-019-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТОРЭКС-ХАБАРОВСК». Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 30.05.2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки и/или МИ 2845-2003 Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации, МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;

- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
 - электросчетчиков Альфа А1800 - в соответствии с документом ДЯИМ.411152.018 МП «Счётчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документом ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки», утвержденным в 2012 г.;
 - радиочасы МИР РЧ-02-01 (рег. № 46656-11);
 - прибор комбинированный Testo-622 (рег. № 44744-10).
- Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.
- Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в эксплуатационном документе.

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

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Телекор ДВ» (ООО «Телекор ДВ»)
ИНН 2722065434
Адрес: 680026, г. Хабаровск, ул. Тихоокеанская 60а, оф. 1
Телефон: +7 (4212) 75-87-75

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Мичурина, д. 26, 3
Телефон: +7 (351) 958-02-68
E-mail: encomplex@yandex.ru

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2018 г.