

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии ОАО «ПСЗ «Янтарь»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «ПСЗ «Янтарь» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения электроэнергии (мощности), отпускаемой потребителям ОАО «Прибалтийский судостроительный завод «Янтарь», г. Калининград, а также регистрации и хранения параметров электропотребления, формирования отчетных документов и информационного обмена с субъектами оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), ОАО «АТС», «СО-ЦДУ «ЕЭС» и др. (далее – внешние пользователи).

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной (реактивной) электроэнергии (мощности);
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Метод измерения электроэнергии (мощности). Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электроэнергии. 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. (Умножение на коэффициенты трансформации осуществляется в сервере).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейсу RS 485 или по радиоканалу и далее через локальную сеть поступает на вход сервера опроса и баз данных (IBM PC совместимый компьютер), где осуществляется автоматизированный сбор, обработка (вычисление электроэнергии и мощности), накопление, формирование и хранение,

оформление справочных и отчетных документов, отображение результатов измерений и передача накопленных данных по каналу связи (On Line Internet) вышестоящим и внешним пользователям (ОАО «АТС», СО-СДУ ЕЭС и др.). Коммерческая информация, передаваемая внешним пользователям, отражает 30-минутные результаты измерения потребления электроэнергии по точке учета. Передача информации реализована с использованием электронных документов в виде макета 80020 в формате XML.

АИИС КУЭ состоит из 2 уровней.

1-й уровень включает в себя 19 измерительно-информационных точек учета (ИИК ТУ) в составе:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) ТОЛ-10, ТШП-0,66, класса точности 0,5 по ГОСТ 7746-2001;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) ЗНОЛП-6, класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001;
- вторичные измерительные цепи тока и напряжения;
- счетчики электрической энергии многофункциональные (счетчики) ПСЧ-4ТМ.05М активной и реактивной энергии, класса точности 0,5S/1,0 по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425;

2-й уровень – уровень измерительно-вычислительного комплекса с функциями комплекса электроустановки (ИВК с функциями ИВКЭ) в составе:

- сервер, реализованный на основе промышленного компьютера с IBM PC - совместимой платформой в серверном исполнении;
- каналы связи: с 1 уровнем - локальная сеть Ethernet, с внешними пользователями - On Line Internet;
- коммуникационное и модемное оборудование для обмена данными со счетчиками (преобразователь интерфейса RS-485, радиомодемы «Спектр 433»);
- технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа;
- АРМ диспетчера, пользователей (1 экз);
- цепи и устройства питания (Ippon Smart Winner 3000ВА).

Подсистема коррекции времени в составе:

- блоки синхронизации и связи КСС-11 в комплекте с GPS приемником BR-355.

ИИК ТУ, ИВК с функциями ИВКЭ и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ

В АИИС КУЭ предусмотрена система синхронизации единого времени (СОЕВ). Синхронизация часов производится от эталона, в качестве которого выступает GPS приемник.

Блок синхронизации и связи счетчиков КСС-11 в комплекте с GPS приемником BR-355 (далее – блок КСС-11) преобразует сигнал со спутникового приемника в протокол широковещательного запроса на синхронизацию внутренних часов счетчиков 1 раз в сутки. Условием корректировки внутренних часов счетчиков служит прием блоком КСС-11 сигналов точного времени со спутниковой антенны GPS и отсутствие признака корректировки часов счетчиков в течение текущих суток.

Часы ИВК с функциями ИВКЭ синхронизируются каждые 30 минут от любого счетчика, в котором на момент опроса была произведена корректировка.

От сервера в автоматическом режиме производится каждые 30 минут синхронизация часов АРМ.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не более  $\pm 5$  с /сут.

**Программное обеспечение**

- Специализированное ПО «Энфорс АСКУЭ» и ПО «Энфорс Энергия 2+»

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование ПО	Наименование программного модуля (идентификационное наименование ПО)	Наименование файла	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5	6
ПО «Энфорс АСКУЭ»	Администрирование программного комплекса (C:\Program Files\Enforce\ASKUE)	EnfAdmin.exe	2.3.23	f8197a111ba0c8579f67ec2bf1c198e5	MD5
	Оперативный контроль	NewOpcon.exe		98fc8cdd9d642624daebe324f31f59e3	
	Отчеты	NewReports.exe		6edf8b590cd3aadf17e62bc5b4f63126	
	Ручная обработка данных	DataProc.exe		5da292d5daa85d29ef540625f3562458	
	Ручной и автоматический ввод данных	NewMEdit.exe		46951a1b6f7bc95dcc7ef9de04d9d732	
	Формирование макетов 80020.xml	M80020.exe		ce7bb2858a21dff28b925816a3a1dda0	
	Формирование макетов 51070.xml	NewM51070.exe		63d44b869d8f03b7fe1c41f131e9695c	
	Формирование макетов 80040 и 80050.xml	M80050.exe		612e20fbd0684ea5198e150d17e5ab47	
	Формирование макетов АСКП	Enf_ASKP.exe		73da93a3eeb445b7f35c4937dbd85320	
	Загрузка макетов 80020.xml	M80020_imp.exe		7fc7b8b089484802b239b0d2e2ef4c96	
	Перевод присоединений на обходные выключатели	Obhod.exe		3f46f7031a9c92da0fbabcc9a5666750	
	Торговый график	Tradegr.exe		4a320234f37eedbb9441f71dacbe6462	
	Расчет вычисляемых показателей	Calc_Formula.exe		ced70f330d11fd08bdf9e91f4f729386e	
Настройка подключения к БД	Enflogon.exe	73148d7f83a14a9ab5f03561085cff9b			
ПО «Энфорс Энергия 2+»	Сборщик (C:\Program Files\Энфорс Энергия 2+)	Collector_oracle.exe	2.0	01b520cf1826f59d286516f53b9544a3	
	Администратор	Admin2.exe		01ec3094814700d9f842727a1338d1d5	
	Оперативный контроль по 3-х минутным интервалам	Opcon2.exe		41808f02efdb282cf512cc8b5f3d4b77	
	Отчеты	Reports2.exe		ae0d33f062c4c76250eabed23dbfa2a7	

Программное обеспечение имеет уровень защиты С от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010.

Организация защиты от несанкционированного доступа. В АИИС КУЭ предусмотрена многоуровневая защита от несанкционированного доступа: система паролей в ПО, пломбирование счетчиков, информационных цепей.

### Метрологические и технические характеристики

Технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 2, которая содержит перечень измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ, их метрологических характеристик с указанием наименования присоединений.

В таблице 3 приведены метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ.

Таблица 2 – Перечень измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ и их характеристики.

ИК		Средство измерений				Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины			
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации № Госреестра СИ		Обозначение, тип	Заводской номер					
1	2	3		4		5	6	7		
1	ТП-27 РУ-6 кВ яч.22 ПСЗ "Янтарь" В-2-47	ТТ	КТтт 0,5; Ктт 400/5 № 7069-07	А	ТОЛ-10	58486	4800	Ток первичный, I <sub>1</sub>		
				С	ТОЛ-10	59056				
		ТН	КТтн 0,5 Ктн 6000/100 № 46738-11	А	ЗНОЛП-6	2007968	4800	Напряжение первичное, U <sub>1</sub>		
				В	ЗНОЛП-6	2007927				
				С	ЗНОЛП-6	2007962				
		Счетчик	КТсч 0,5S/1,0 Ксч 1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч	ПСЧ-4ТМ.05М.12		0606121371	4800	Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время		
		2	ТП-27 РУ-6 кВ яч.23 ПСЗ "Янтарь" В-2-48	ТТ	КТтт 0,5; Ктт 400/5 № 7069-07	А	ТОЛ-10	59054	4800	Ток первичный, I <sub>1</sub>
						С	ТОЛ-10	59057		
				ТН	КТтн 0,5 Ктн 6000/100 № 46738-11	А	ЗНОЛП-6	2008041	4800	Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
В	ЗНОЛП-6					2007212				
С	ЗНОЛП-6					2007931				
С	ЗНОЛП-6					2007931				

1	2	3		4		5	6	7			
		Счетчик	КТсч 0,5S/1,0 Ксч 1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)-ч	ПСЧ-4ТМ.05М.12		0606121380		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время			
3	ТП-47 РУ-6 кВ яч.2 ПС3 "Янтарь" В-2-30	ТТ	КТТТ 0,5; КТТ 800/5 № 7069-07	А	ТОЛ-10	58391	9600	Ток первичный, I <sub>1</sub>			
				С	ТОЛ-10	58393					
		ТН	КТН 0,5 КТН 6000/100 № 46738-11	А	ЗНОЛП-6	2008194		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>			
				В	ЗНОЛП-6	2007926					
				С	ЗНОЛП-6	2008173					
		Счетчик	КТсч 0,5S/1,0 Ксч 1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)-ч	ПСЧ-4ТМ.05М.12		0606121300		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время			
		4	ТП-47 РУ-6 кВ яч.9 ПС3 "Янтарь" В-2-31	ТТ	КТТТ 0,5; КТТ 800/5 № 7069-07	А		ТОЛ-10	57876	9600	Ток первичный, I <sub>1</sub>
						С		ТОЛ-10	58037		
ТН	КТН 0,5 КТН 6000/100 № 46738-11			А	ЗНОЛП-6	2008043	Напряжение первичное, U <sub>1</sub>				
				В	ЗНОЛП-6	2007815					
				С	ЗНОЛП-6	2007930					
Счетчик	КТсч 0,5S/1,0 Ксч 1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)-ч			ПСЧ-4ТМ.05М.12		0606121387	Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время				
5	ТП-47 РУ-6 кВ яч.24 «Авготор»			ТТ	КТТТ 0,5; КТТ 400/5 № 7069-07	А	ТОЛ-10	58514	4800		Ток первичный, I <sub>1</sub>
						С	ТОЛ-10	51019			
		ТН	КТН 0,5 КТН 6000/100 № 46738-11	А	ЗНОЛП-6	2008405	Напряжение первичное, U <sub>1</sub>				
				В	ЗНОЛП-6	2008410					
				С	ЗНОЛП-6	2008241					
		Счетчик	КТсч 0,5S/1,0 Ксч 1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)-ч	ПСЧ-4ТМ.05М.12		0606121308	Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время				
		6	ТП-47 РУ-0,4 кВ ф.«Балт иктоп»	ТТ	КТТТ 0,5; КТТ 200/5 № 15173-06	А	ТШП-0,66	2105043		40	Ток первичный, I <sub>1</sub>
						В	ТШП-0,66	2105047			
С	ТШП-0,66					2105584					

1	2	3		4		5	6	7
		Счетчик	КТсч 0,5S/1,0 Ксч 1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч	ПСЧ-4ТМ.05М.16		0611120386		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение первичное, U <sub>1</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
7	ТП-7 РУ-6 кВ яч.10 ПСЗ "Янгарь" В-2-15	ТТ	КТТ 0,5; КТТ 600/5 № 7069-07	А	ТОЛ-10	54292	7200	Ток первичный, I <sub>1</sub>
				С	ТОЛ-10	58594		
		ТН	КТН 0,5 КТН 6000/100 № 46738-11	А	ЗНОЛП-6	2008373		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
				В	ЗНОЛП-6	2008344		
С	ЗНОЛП-6	2008418						
Счетчик	КТсч 0,5S/1,0 Ксч 1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч	ПСЧ-4ТМ.05М.12		0606121311			Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время	
8	ЦРТП РУ-6кВ яч.15 ПСЗ "Янгарь" В-2-04	ТТ	КТТ 0,5; КТТ 800/5 № 7069-07	А	ТОЛ-10	57874	9600	Ток первичный, I <sub>1</sub>
				С	ТОЛ-10	57875		
		ТН	КТН 0,5 КТН 6000/100 № 46738-11	А	ЗНОЛП-6	2008230		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
				В	ЗНОЛП-6	2008320		
С	ЗНОЛП-6	2008411						
Счетчик	КТсч 0,5S/1,0 Ксч 1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч	ПСЧ-4ТМ.05М.12		0606121351			Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время	
9	ТП-13 РУ-0,4 кВ ф. ТЭЦ	ТТ	КТТ 0,5; КТТ 200/5 № 15173-06	А	ТШП-0,66	2107076	40	Ток первичный, I <sub>1</sub>
				В	ТШП-0,66	2105598		
				С	ТШП-0,66	2105586		
		Счетчик	КТсч 0,5S/1,0 Ксч 1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч	ПСЧ-4ТМ.05М.16		0611120497		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение первичное, U <sub>1</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
10	ТП-13 РУ-0,4 кВ ф. «Балтстройтранс»	ТТ	КТТ 0,5; КТТ 200/5 № 15173-06	А	ТШП-0,66	2106402	40	Ток первичный, I <sub>1</sub>
				В	ТШП-0,66	2106403		
				С	ТШП-0,66	2107070		
		Счетчик	КТсч 0,5S/1,0 Ксч 1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч	ПСЧ-4ТМ.05М.16		0611120384		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение первичное, U <sub>1</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
11	Сб орк а- 29 РУ- 0,4	ТТ	КТТ 0,5; КТТ 400/5	А	ТШП-0,66	2089421	80	Ток первичный, I <sub>1</sub>
				В	ТШП-0,66	2089369		

1	2	3	4		5	6	7
		№ 15173-06	С	ТШП-0,66	2089408		
		Счетчик КТсч 0,5S/1,0 Ксч 1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч		ПСЧ-4ТМ.05М.16	0611120414		
12	Сборка-13 РУ-0,4 кВ ф.ГЭЦ	ТТ КТТ 0,5; КТТ 200/5 № 15173-06	А	ТШП-0,66	2106429	40	Ток первичный, I <sub>1</sub>
			В	ТШП-0,66	2105605		
			С	ТШП-0,66	2105068		
		Счетчик КТсч 0,5S/1,0 Ксч 1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч		ПСЧ-4ТМ.05М.16	0611120463		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение первичное, U <sub>1</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
13	ТП-91 РУ-0,4 кВ ф.«Балтикотл»	ТТ КТТ 0,5; КТТ 200/5 № 15173-06	А	ТШП-0,66	2107052	40	Ток первичный, I <sub>1</sub>
			В	ТШП-0,66	2107061		
			С	ТШП-0,66	2106404		
		Счетчик КТсч 0,5S/1,0 Ксч 1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч		ПСЧ-4ТМ.05М.16	0611120435		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение первичное, U <sub>1</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
14	ТП-91 РУ-0,4 кВ ф.«Авготор»	ТТ КТТ 0,5; КТТ 400/5 № 15173-06	А	ТШП-0,66	2107414	80	Ток первичный, I <sub>1</sub>
			В	ТШП-0,66	2107399		
			С	ТШП-0,66	2107405		
		Счетчик КТсч 0,5S/1,0 Ксч 1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч		ПСЧ-4ТМ.05М.16	0608120139		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение первичное, U <sub>1</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
15	ТП-26 РУ-0,4 кВ пан.6 ф.«Марвел»	ТТ КТТ 0,5; КТТ 400/5 № 15173-06	А	ТШП-0,66	2107420	80	Ток первичный, I <sub>1</sub>
			В	ТШП-0,66	2107394		
			С	ТШП-0,66	2107392		
		Счетчик КТТ 0,5S/1,0 Ксч 1 № 36355-07 Передаточное число 5000имп/кВт(квар)·ч		ПСЧ-4ТМ.05М.16	0611120400		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение первичное, U <sub>1</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
16	ТП -26 РУ- 0,4 кВ	ТТ КТТ 0,5; КТТ 400/5	А	ТШП-0,66	2107419	80	Ток первичный, I <sub>1</sub>
			В	ТШП-0,66	2089846		

1	2	3	4	5	6	7	
		№ 15173-06	С	ТШП-0,66	2107425		
		Счетчик КТсч 0,5S/1,0 Ксч 1 № 36355-07 Передаточное число 5000имп/кВт(квар)·ч		ПСЧ-4ТМ.05М.16	0611120487		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение первичное, U <sub>1</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
17	ТП-26 РУ-0,4 кВ пан.11 ф.«Марвел»	КТтТ 0,5; КтТ 400/5 № 15173-06	А	ТШП-0,66	2107409	80	Ток первичный, I <sub>1</sub>
			В	ТШП-0,66	2107424		
			С	ТШП-0,66	2107400		
		Счетчик КТсч 0,5S/1,0 Ксч 1 № 36355-07 Передаточное число 5000имп/кВт(квар)·ч		ПСЧ-4ТМ.05М.16	0611120442	Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение первичное, U <sub>1</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время	
18	ТП-26 РУ-0,4 кВ пан.12 ф.«Марвел»	КТтТ 0,5; КтТ 400/5 № 15173-06	А	ТШП-0,66	2089871	80	Ток первичный, I <sub>1</sub>
			В	ТШП-0,66	2107398		
			С	ТШП-0,66	2090030		
		Счетчик КТсч 0,5S/1,0 Ксч 1 № 36355-07 Передаточное число 5000имп/кВт(квар)·ч		ПСЧ-4ТМ.05М.16	0611120393	Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение первичное, U <sub>1</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время	
19	ТП-26 РУ-0,4 кВ пан.6 ф.«Автотор»	КТтТ 0,5; КтТ 200/5 № 15173-06	А	ТШП-0,66	2106425	40	Ток первичный, I <sub>1</sub>
			В	ТШП-0,66	2105042		
			С	ТШП-0,66	2105577		
		Счетчик КТсч 0,5S/1,0 Ксч 1 № 36355-07 Передаточное число 5000имп/кВт(квар)·ч		ПСЧ-4ТМ.05М.16	0611120415	Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение первичное, U <sub>1</sub> Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время	

КТ-класс точности средства измерений.

Ксч - коэффициент трансформации счетчика электроэнергии.

КтТ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Ктн – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Примечание - Допускается замена счетчиков, ТТ, ТН на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на предприятии порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как его неотъемлемая часть

Таблица 3 – Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК АИИС КУЭ  $\delta_{WP}/\delta_{WQ}$  активной/реактивной электроэнергии (мощности) для рабочих условий эксплуатации при доверительной вероятности 0,95

$\delta_{WP}, \%$							
№ ИК	КТ <sub>ТТ</sub>	КТ <sub>ТН</sub>	КТ <sub>СЧ</sub>	Значение $\cos \varphi$	$5\% \leq I/In < 20\%$ $W_{P5\%} \leq W_P < W_{P20\%}$	$20\% \leq I/In < 100\%$ $W_{P20\%} \leq W_P < W_{P100\%}$	$100\% \leq I/In \leq 120\%$ $W_{P100\%} \leq W_P \leq W_{P120\%}$
1-4, 5,7,8	0,5	0,5	0,5s	1,0	$\pm 2,2$	$\pm 1,3$	$\pm 1,2$
				0,8	$\pm 3,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,5$
				0,5	$\pm 5,6$	$\pm 3,1$	$\pm 2,5$
6, 9-19	0,5	-	0,5s	1,0	$\pm 2,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$
				0,8	$\pm 3,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,3$
				0,5	$\pm 5,4$	$\pm 2,9$	$\pm 2,1$
$\delta_{WQ}, \%$							
№ ИК	КТ <sub>ТТ</sub>	КТ <sub>ТН</sub>	КТ <sub>СЧ</sub>	Значение $\cos \varphi$ ( $\sin \varphi$ )	$5\% \leq I/In < 20\%$ $W_{Q5\%} \leq W_Q < W_{Q20\%}$	$20\% \leq I/In < 100\%$ $W_{Q20\%} \leq W_Q < W_{Q100\%}$	$100\% \leq I/In \leq 120\%$ $W_{Q100\%} \leq W_Q \leq W_{Q120\%}$
1-4, 5,7,8	0,5	0,5	1,0	0,8(0,6)	$\pm 4,8$	$\pm 3,2$	$\pm 2,8$
				0,5(0,87)	$\pm 3,1$	$\pm 2,6$	$\pm 2,4$
6, 9-19	0,5	-	1,0	0,8(0,6)	$\pm 4,9$	$\pm 3,1$	$\pm 2,6$
				0,5(0,87)	$\pm 3,4$	$\pm 2,5$	$\pm 2,3$

$I/In$  – значение первичного тока в сети в процентах от номинального

$W_{P5\%}(W_{Q5\%}) - W_{P120\%}(W_{Q120\%})$  - значения электроэнергии при соотношении  $I/In$  равном от 5 до 120%

Условия эксплуатации измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ соответствуют требованиям, распространяющихся на них НД:

Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001 и эксплуатационной документации

Трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001 и эксплуатационной документации

Счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425- 2005

Таблица 4 - Условия эксплуатации АИИС КУЭ

Наименование параметров контролируемых присоединений и влияющих величин	Допускаемые границы параметров контролируемых присоединений и рабочих условий применения СИ для состава измерительного канала		
	Счетчики	ТТ	ТН
Сила переменного тока, А	от $I_{2\text{ мин}}$ до $I_{2\text{ макс}}$	от $I_{1\text{ мин}}$ до $1,2 I_{1\text{ ном}}$	–
Напряжение переменного тока, В	от $0,8 U_{2\text{ ном}}$ до $1,15 U_{2\text{ ном}}$	–	от $0,9 U_{1\text{ ном}}$ до $1,1 U_{1\text{ ном}}$
Коэффициент мощности ( $\cos \varphi$ )	0,5 <sub>инд</sub> ; 1,0; 0,8 <sub>емк</sub>	0,8 <sub>инд</sub> ; 1,0	0,8 <sub>инд</sub> ; 1,0
Частота, Гц	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5
Температура окружающего воздуха, °С			
- По ЭД	от минус 40 до плюс 60	от минус 50 до плюс 45	от минус 50 до плюс 45
- Рабочие (в помещении П/С)	от плюс 5 до плюс 35	от плюс 5 до плюс 35	от плюс 5 до плюс 35
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл	не более 0,5	–	–
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos \varphi_2 = 0,8_{\text{инд}}$ )	–	от $0,25 S_{2\text{ ном}}$ до $1,0 S_{2\text{ ном}}$	–
Мощность нагрузки ТН (при $\cos \varphi_2 = 0,8_{\text{инд}}$ )	–	–	от $0,25 S_{\text{ ном}}$ до $1,0 S_{\text{ ном}}$

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

Параметры надежности трансформаторов тока:

- среднее время наработки на отказ не менее 300000 ч,
- срок службы, не менее 25 лет

Параметры надежности трансформаторов напряжения:

- среднее время наработки на отказ не менее 300000 ч,
- срок службы, не менее 25 лет

Параметры надежности счётчиков электроэнергии:

- среднее время наработки на отказ не менее 90000 ч,
- среднее время восстановления работоспособности не более 24 ч;
- срок службы, не менее 30 лет

Параметры надежности сервера:

- коэффициент готовности не менее 0,99,
- среднее время наработки на отказ не менее 100000 ч,
- среднее время восстановления работоспособности не более 1 ч.

Параметры надежности СОЕВ:

- коэффициент готовности не менее 0,95,
- среднее время восстановления работоспособности не более 48 ч;
- блок синхронизации срок службы, не менее 25 лет

Параметры надежности каналообразующей аппаратуры (модемы и т.п.):

- коэффициент готовности не менее 0,95,
- среднее время восстановления работоспособности не более 1 ч.;
- среднее время наработки на отказ не менее 30000 ч.

Параметры надежности каналов передачи данных:

- коэффициент готовности не менее 0,95,
- скорость передачи данных 9600 бит/с.

Параметры надежности блока КСС-11:

- среднее время наработки на отказ не менее 100000 ч,
- среднее время восстановления работоспособности не более 1 ч;
- срок службы, не менее 25 лет

Надежность системных решений:

- наличие на сервере аппаратных средств резервирования информации (RAID 5);
- резервирование 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.

Регистрация событий: в журнале событий счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике

Регистрация события: в журнале событий сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в сервере.

Контроль полноты и достоверности результатов и состояния средств измерений.

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- выходных клемм трансформаторов тока и напряжения;
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- сервера

Защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервере.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- сервер - суточные данные о 30-ти приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – 3,5 года (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 3,5 года;
- ИВК - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ указана в таблице 2 и определяется проектной документацией на систему

В комплект поставки также входит:

- формуляр-паспорт НСЛГ.466646.021 ПФ
- руководство пользователя НСЛГ.466646.021 ИЗ
- инструкции по формированию и ведению базы данных НСЛГ.466646.021 И4;
- инструкции по эксплуатации АИИС НСЛГ.466646.021 ИЭ;
- технологическая инструкция НСЛГ.466646.021 И2
- руководство по эксплуатации на счётчик ПСЧ-4ТМ.05М ИЛГШ.411152.126 РЭ;
- паспорта на счётчики ИЛГШ.411152.146;
- методика поверки

### Поверка

осуществляется по документу МП 53937-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Открытого акционерного общества «Прибалтийский судостроительный завод «Янтарь» (АИИС КУЭ ОАО «ПСЗ «Янтарь»). Методика поверки». Методика разработана и утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Воронежский ЦСМ» в апреле 2013 г., входит в комплект документации на систему.

Таблица 5-Основные и вспомогательные СИ, применяемые при поверке АИИС КУЭ

Наименование эталонов, вспомогательных СИ	Тип	Основные требования к метрологическим характеристикам	Цель использования
1	2	3	4
1.Термометр	ТП 22	ЦД 1 °С в диапазоне от минус 30 до плюс 50 °С	Контроль температуры окружающей среды
2. Барометр-анероид	БАММ 1	Атм. давление 80-106 кПа Отн. погрешность ± 5%	Контроль атмосферного давления
3. Психрометр	М-4М	КТ 2,0	Контроль относительной влажности
4 Миллитесламетр	МПМ-2	ПГ ± 7,5 %	Измерение напряженности магнитного поля
5.Измеритель показателей качества электрической энергии	Ресурс-UF2М	КТ 0,2 (напряжение гармоник)	Измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-97

6. Вольтамперфазометр	ПАРМА ВАФ-Т	КТ 0,5 Напряжение 0-460 В Ток 0-6 А Частота 45-65 Гц Фазовый угол от минус 180 до 180 град.	Измерение напряжения, тока, частоты, угла сдвига фаз между напряжением и током
7. Прибор сравнения	КНТ-03	1,999 ВА; ПГ ±0,003 ВА 19,99 ВА; ПГ ±0,03 ВА 199,9 ВА ПГ ±0,3 ВА	Измерение полной мощности вторичной нагрузки ТТ
8. Радиочасы	МИР РЧ-01		Использование сигнала точного времени
9. Секундомер	СОСпр-1	0-30 мин., цена деления 0,1 с	При определении погрешности хода часов

Примечание - Допускается применение других СИ, обладающих требуемыми МХ Средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003 и (или) по ГОСТ 8.216-2011.

Средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003.

Средства поверки многофункциональных счетчиков электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М по методике поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.

#### Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений содержится в документе «Методика измерений количества электроэнергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «ПСЗ «Янтарь». Методика измерений аттестована ФБУ «Воронежский ЦСМ», свидетельство об аттестации № 44/12-01.00272-2013 от 15.04.2013 г.

#### Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «ПСЗ «Янтарь»

ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока.

Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S».

ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока.

Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

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

МИ 2439-97 ГСИ. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура.

Принципы регламентации, определения и контроля.

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ООО «Энергоучет»

394007, г. Воронеж, ул. Димитрова, д. 2А, оф.5

тел./факс (473)242-89-81

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Воронежский ЦСМ»

394018, г. Воронеж, ул. Станкевича, д. 2

Регистрационный номер 30061-10

тел./факс (4732) 20-77-29

E-mail : [mail@csm.vrn.ru](mailto:mail@csm.vrn.ru)

Web: [www.csm-vrn.ru](http://www.csm-vrn.ru)

Заместитель

Руководителя Федерального

агентства по техническому

регулированию и метрологии

\_\_\_\_\_ Ф.В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.