

СОГЛАСОВАНО

Зам. директора ФГУ «Воронежский ЦСМ»
по метрологии, руководитель ГИЦ СИ

« 23 »
М.П.



Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Янтарь»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер 40484-09
--	--

Изготовлена ООО «Энергоучет», г. Воронеж по проектной документации ООО «Энергоучет», заводской номер 01.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Янтарь» (г. Воронеж) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени технологическими объектами ЗАО «Янтарь», сбора, хранения и обработки полученной информации.

ОПИСАНИЕ

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

Таблица 1 - Перечень функций выполняемых АИИС КУЭ, периодичность их выполнения:

Наименование функции	Наименование задачи	Период выполнения функции
1	2	3
Уровень измерительно-информационной точки учета (ИИК ТУ)		
Самодиагностика счетчика	Проверка функционирования	Циклическая, непрерывная
Автоматическое измерение физических величин	Формирование профиля нагрузки с получасовым интервалом, сохранность информации при пропадании питания	30 мин
Измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии	Автоматическое архивирование получасовых приращений активной и реактивной энергии с привязкой к календарному времени в энергонезависимой памяти	30 мин
Коррекция времени счетчика	Обеспечение единого календарного времени в системе	Один раз в сутки, от СОЕВ
Контроль несанкционированного доступа, изменения параметров, даты и времени, пропадания питания, выхода за пределы допусков нормируемых величин	Ведение «Журнала событий»	Непрерывно, по факту события Доступ к измеренным данным и «Журналам событий»
Уровень измерительно-вычислительный комплекс с функциями комплекса электроустановки (ИВК с функциями ИВКЭ)		
Чтение коммерческих и служебных данных счетчика	Чтение коммерческих и служебных данных счетчика	Автоматически, по расписанию или запросу ИВК ИВКЭ

1	2	3
Конфигурирование и параметрирование системы и сервера	Описание в СПО конфигурации АИИС КУЭ: -параметров ИИК ТУ (измерительных каналов), - протоколов доступа к счетчикам; - протоколов выдачи информации на верхние уровни.	Однократно, при проведении пусконаладочных работ (ПНР)
Ведение «Журнала событий» сервера	Ведение журнала событий счетчиков Коррекция времени сервера Пропадание напряжения в сервере Фиксация изменения настроечной информации в «Журнале событий» сервера	1 раз в 30 мин. 1 раз в 30 мин. Непрерывно, по факту события.
Формирование аппаратной и программной защиты от несанкционированного доступа	Предотвращение несанкционированного доступа и искажения информации	Однократно, при проведении ПНР. Проверка периодически
Автоматический сбор данных о состоянии средств измерений	Контроль состояния средств измерений чтение «Журналов событий» ИИК ТУ	Раз в сутки, раз в 30 мин., или по запросу со стороны энергосбытовой компании, ОАО «АТС», РДУ СО-ЦДУ
Приведение результатов измерений к именованным величинам	Обработка результатов измерений при поступлении новых данных	Непрерывно
Обеспечение сохранности результатов измерений	Доступ к результатам измерений. Архивирование результатов измерений в энергонезависимой памяти	При поступлении новых данных
Доступ к данным о состоянии средств измерений	Передача данных о состоянии средств измерений	Раз в сутки, раз в 30 мин., или по запросу со стороны энергосбытовой компании, ОАО «АТС», РДУ СО-ЦДУ
Обеспечение единого календарного времени	Синхронизация времени ИВКЭ	Раз в 30 минут
Обеспечение единого календарного времени в системе	Синхронизация времени ИВК, ИВКЭ.	Не реже 1 раз в 30 минут
Проверка наличия коррекции времени счетчика	Контроль за работоспособностью СОЕВ	1 раз в сутки
Резервирование баз данных	Сохранность информации	1 раз в сутки
Восстановление данных	Повторным запуском программы Сервер опроса, после восстановления связи со счетчика	При отсутствии данных
Довосстановление данных	Довосстановление данных с резервных баз, непосредственно со счетчика, полученных от смежного субъекта или иным способом	При отсутствии данных
Обеспечение информационного обмена с внешними системами.	Передача данных	В соответствии с Соглашением об информационном обмене
Формирование и передача отчетов в формате ОАО «АТС» результатов измерений	Формирование макетов с электронной цифровой подписью	В соответствии с регламентом реализуется сбытовой компанией
Формирование и передача отчетов в формате ОАО «АТС» данных о состоянии средств измерений	Формирование информации для передачи документов в виде макета 80020 в формате XML с электронной цифровой подписью	В соответствии с Соглашением об информационном обмене реализуется сбытовой компанией
Предоставление данных коммерческого учета электроэнергии смежным субъектам ОРЭ за сутки (месяц)	Формирование макетов с электронной цифровой подписью	В соответствии с Соглашением об информационном обмене реализуется сбытовой компанией
Контроль состояния средств измерений смежным субъектом ОРЭ	Контроль состояния средств измерений смежным субъектом ОРЭ	В соответствии с Соглашением об информационном обмене реализуется сбытовой компанией
Предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу информации в визуальной форме отображения, печатной форме, форме электронного документа	Предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу информации в визуальной форме отображения, печатной форме, форме электронного документа	По запросу и автоматически
Расчет учетных показателей	Приведение данных точек измерения к данным точек учета	Автоматически раз в 30 минут или по запросу
Учет потерь электроэнергии от точки измерения до точки учета	Формирование учетного показателя или формирование потерь	Автоматически раз в 30 минут или по запросу

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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводной связи поступает на вход сервера опроса и сервера 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 каналам связи (основной – Internet; резервный – ГТС коммутируемый) вышестоящим и внешним пользователям (ОАО «АТС», СО-СДУ ЕЭС, РДУ, ФСК). 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.

Умножение на коэффициенты трансформации – в сервере

Состав измерительных каналов. АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

АИИС состоит из 2 уровней.

1-й уровень – уровень ИИК ТУ ЗАО «Янтарь» (7 экз.) содержит в своем составе:

- Измерительные трансформаторы тока (ТТ) типа ТПЛ-10, ТПФ-10, ТВК-10 УХЛ3, ТВЛМ-10 по ГОСТ 7746-2001 класса точности (КТ) 0,5.
- Измерительные трансформаторы напряжения (ТН) типа НТМИ-6-66, НАМИТ-10УХЛ2 по ГОСТ 1983-2001 КТ 0,5.
- Счетчики электроэнергии (счетчики) многофункциональные микропроцессорные с цифровыми выходными интерфейсами RS-485 и оптическим портом по ГОСТ Р 52323-2005 (активная энергия) и ГОСТ Р 52425-2005 (реактивная энергия) типа ПСЧ-4ТМ.05М; КТ 0,5S/1,0.
- Вторичные цепи.
- Каналы связи со 2 уровнем – выделенная линия связи интерфейса RS-485.

2-й уровень – ИВК с функциями ИВКЭ содержит в своем составе:

- Сервер, реализованный на основе промышленного компьютера с IBM PC - совместимой платформой в серверном исполнении на основе аппаратных средств – сервер (HP 470064-658 ML110G5 X3210 (QuadroCore/2.13GHz), 1GB, 250GB HP-SATA NHP DVDRW noFDD).
- Технические средства приёма-передачи данных:
 - преобразователь-коммутатор ПР-4-4 для согласования работы четырех интерфейсов RS-232C с преобразованием сигналов для передачи/приема информации по четырем каналам интерфейса RS-485;
 - модемы (ZyXEL OMNI).
- Каналы связи:
 - между ИВК и внешними пользователями - выделенный канал связи до сети провайдера Интернет (основной канал) и телефонная сеть общего пользования (резервный);
 - Источник бесперебойного питания (Ippon Smart Power 1000 VA).
 - Технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа.
 - АРМ диспетчера, пользователей (1 экз).
 - Программные средства:
 - ОС Microsoft Windows NT/2000/XP/2003 server.

- Специализированное программное обеспечение (ПО) «Энфорс АСКУЭ», содержащее программные модули: администратор; администратор отчетов; ручная обработка данных; диспетчерский контроль информации; контроль коррекции времени; ручное редактирование данных; формирование отчетных документов и информационного обмена с субъектами ОРЭ: Сбытовая компания – поставщик электроэнергии; ИАСУ КУ ОАО «АТС»; «СО-ЦДУ ЕЭС» Воронежское РДУ; ОАО «Воронежская энергосбытовая компания».
- ПО счетчика «Конфигуратор СЭТ-4ТМ».

Организация системного времени. СОЕВ состоит из блока синхронизации времени счетчиков БСЧРВ-011 в комплекте с GPS приемником BR-355, установленном в серверном шкафу в диспетчерской ЗАО «Янтарь». Блок БСЧРВ-011 предназначен для преобразования протокола сигнала поступающего со спутникового приемника GPS в протокол широкополосного запроса на синхронизацию времени счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05М. Блок БСЧРВ-011 производит коррекцию времени счетчиков 1 раз в сутки. Условием корректировки времени в счетчиках служит прием блоком БСЧРВ-011 сигналов точного времени со спутниковой антенны GPS и отсутствие признака корректировки времени в счетчиках в течение текущих суток. Коррекция времени в ИВК с функциями ИВКЭ (сервере) производится от счетчика каждые 30 минут. От таймера сервера в автоматическом режиме производится периодическая подстройка таймеров АРМ АИИС КУЭ. Периодичность и алгоритм коррекции выбраны таким образом, чтобы не вносить дополнительных неучтенных погрешностей в первичные измерения и обеспечить при этом погрешность измерения времени в электросчетчиках не более ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке

В АИИС КУЭ предусмотрена многоуровневая защита от несанкционированного доступа: механическая и программная защита – установка паролей на счетчики, сервер.

Все кабели, приходящие на счетчик от измерительных трансформаторов и сигнальные кабели от счетчика, кроссируются в пломбируемом отсеке счетчика. Все электронные компоненты сервера установлены в пломбируемом отсеке. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 и 3, которые содержат перечень измерительных каналов с указанием наименования присоединений, измерительных компонентов и их метрологических характеристик.

В таблице 4 приведены метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ. В качестве относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

Таблица 2 – Перечень ИК коммерческого учета АИИС и их состав

Канал измерений		Средство измерений			Ктт ·Кти ·Ксч	Наименование измеряемой величины		
№ ИК, код ОАО АТС	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип	Заводской номер				
1	2	3	4	5	6	7		
	ЗАО «Янтарь»	№ _____	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учёта электроэнергии ЗАО "Янтарь»	№ 01		Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время		
1	ТП ОАО «Холод» к ПС-39 ф.43	ТТ	КТ=0,5; Ктт=400/5 № 22192-03	А	ТПЛ-10-М	2345	Ток первичный, I_1	
			КТ=0,5; Ктт=400/5 № 1276-59	С	ТПЛ-10	36494		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66У3	11079	4800	Напряжение первичное, U_1
				В				
С								
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч		ПСЧ 4ТМ.05М	0607080274		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время		
2	ТП ОАО «Холод» к ТП-13 ст. Воронеж-2 ф.1	ТТ	КТ=0,5 Ктт=150/5 № 517-50	А	ТПФ-10	135125	Ток первичный, I_1	
			С	ТПФ-10	134303			
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66У3	11079	1800	Напряжение первичное, U_1
				В				
С								
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч		ПСЧ 4ТМ.05М	0608080185		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время		
3	ТП ОАО «Холод» к ТП ЗАО «ВКЗ»	ТТ	КТ=0,5 Ктт=200/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	83501	Ток первичный, I_1	
			С	ТПЛ-10	83492			
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66У3	11079	2400	Напряжение первичное, U_1
				В				
С								
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч		ПСЧ 4ТМ.05М	0607080253		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время		
4	ТП ЗАО «Янтарь» к ПС-39 ф.40	ТТ	КТ=0,5 Ктт=300/5 № 8913-82	А	ТВК-10 УХЛ3	29394	Ток первичный, I_1	
			С	ТВК-10 УХЛ3	29399			
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 16687-02	А	НАМИТ-10УХЛ2	0411	3600	Напряженне первичное, U_1
				В				
С								
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч		ПСЧ 4ТМ.05М	0607080026		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время		

1	2	3		4		5	6	7	
5	ТП ЗАО «Янтарь» к ТП-6 Курск-Воронеж ф.12	ТТ	КТ=0,5 Ктт=150/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10	41642	4800	Ток первичный, I ₁	
				C	ТПЛ-10	21281		Напряжение первичное, U ₁	
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 16687-02	A	НАМИТ-10УХЛ2	0411		0608080310	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B					
				C					
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 № 36355-07 Передаточное число 000 имп/кВт(квар)·ч	ПСЧ 4ТМ.05М		0608080310		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
6	ТП ЗАО «Янтарь» к ПС-39 ф.46	ТТ	КТ=0,5 Ктт=300/5 № 1856-63	A	ТВЛМ-10	81625	4800	Ток первичный, I ₁	
				C	ТВЛМ-10	81698		Напряжение первичное, U ₁	
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 16687-02	A	НАМИТ-10УХЛ2	0394		0607080081	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B					
				C					
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч	ПСЧ 4ТМ.05М		0607080081		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
7	ТП ЗАО «Янтарь» к ТП «ВЭКЗ» ф.12	ТТ	КТ=0,5; Ктт=150/5 № 29390-05	A	ТПЛ-10С	2991	4800	Ток первичный, I ₁	
				C	ТПЛ-10	3583		Напряжение первичное, U ₁	
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 16687-02	A	НАМИТ-10УХЛ2	0411		0608080352	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B					
				C					
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч	ПСЧ 4ТМ.05М		0608080352		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	

Примечание - Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков 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 АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение характеристики	Примечания
1	2	3
Количество ИК коммерческого учета.		7
Номинальное напряжение на вводах системы, В	6000/100	ИК № 1-7
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	400/5 300/5 200/5 150/5	ИК № 1 ИК № 4, 6 ИК № 3 ИК № 2, 5, 7
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при cosφ ₂ =0,8 _{инд}), В·А	10 15	ИК № 1, 3, 4, 5, 6, 7 ИК № 2
Мощность нагрузки ТН (при cosφ ₂ =0,8 _{инд}), В·А	75 200	ИК № 1, 2, 3 ИК № 4, 5, 6, 7

Таблица 4 - Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной (реактивной) электроэнергии (мощности) для реальных условий эксплуатации АИИС при доверительной вероятности 0,95

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

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов в сутки, с/сут ± 5
 Обозначения: I/I_n – значение первичного тока в сети в % от номинального
 $W_{P5\%}$ ($W_{Q5\%}$), $W_{P20\%}$ ($W_{Q20\%}$), $W_{P100\%}$ ($W_{Q100\%}$), $W_{P120\%}$ ($W_{Q120\%}$) - значения электроэнергии при $I/I_n = 5\%, 20\%, 100\%, 120\%$

Таблица 5-Условия эксплуатации

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	$I_{2\text{ мин}} - I_{2\text{ макс}}$	$I_{\text{мин}} - 1,2 I_{\text{ном}}$	–
Напряжение переменного тока, В	$0,9 U_{2\text{ ном}} - 1,1 U_{2\text{ ном}}$	–	$0,9 U_{1\text{ ном}} - 1,1 U_{1\text{ ном}}$
Коэффициент мощности (cos φ)	$0,5_{\text{инд}} - 1,0 - 0,8_{\text{емк}}$	$0,8_{\text{инд}} - 1,0$	$0,8_{\text{инд}} - 1,0$
Частота, Гц	47,5 – 52,5	47,5 – 52,5	47,5 – 52,5
Температура окружающего воздуха, °С -По ЭД - Реальные	От минус 40 до плюс 60 От минус 5 до плюс 35	От минус 50 до плюс 45 От минус 5 до плюс 35	От минус 50 до плюс 45 От минус 5 до плюс 35
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл	Не более 0,5	–	–
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos \varphi_2 = 0,8_{\text{инд}}$)	–	$0,25 S_{2\text{ ном}} - 1,0 S_{2\text{ ном}}$	–
Мощность нагрузки ТН (при $\cos \varphi_2 = 0,8_{\text{инд}}$)	–	–	$0,25 S_{\text{ном}} - 1,0 S_{\text{ном}}$

Надежность применяемых в системе компонентов.

Для трансформаторов тока:

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

Для трансформаторов напряжения:

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

Для счётчиков электроэнергии:

- среднее время наработки на отказ не менее 35000 ч,
- среднее время восстановления работоспособности не более 24 ч;
- срок службы, не менее 30 лет

Для сервера:

- коэффициент готовности не менее 0,99,
- среднее время наработки на отказ не менее 35000 ч,
- среднее время восстановления работоспособности не более 1 ч.

Для СОЕВ:

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

Для каналообразующей аппаратуры (модемы и т.п.):

- коэффициент готовности не менее 0,95,
- среднее время восстановления работоспособности не более 1 ч.;
- среднее время наработки па отказ не менее 35000 ч.

Для каналов передачи данных:

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

Для блока синхронизации часов реального времени (БСЧРВ-011):

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

Надежность системных решений:

- резервирование питания счетчика;
- наличие резервного сервера с резервной базой данных;
- 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 события: 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:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)
- 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 систему автоматизированную информационно-измерительную для коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Янтарь».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. Рабочий проект «Автоматизированная система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Янтарь» шифр НСЛГ.466645.016. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений, методика поверки.

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом: «Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Янтарь». Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Воронежский ЦСМ» в марте 2009 г.

Таблица 6 - Перечень эталонов и вспомогательных средств, применяемых при проверке АИИС

Наименование эталонов, вспомогательных СИ	Тип	Основные требования к метрологическим характеристикам (МХ)	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 В·А; 19,99 В·А; 199,9 В·А	Измерение полной мощности вторичной нагрузки ТТ
8. Радиоприемник	Любой тип	ПГ ±0,003 В·А ПГ ±0,03 В·А ПГ ±0,3 В·А	Использование сигнала точного времени
9. Секундомер	СОСпр-1	0-30 мин., ЦД 0,1 с	При определении погрешности хода системных часов
10. Переносной компьютер (ноутбук)			Для непосредственного считывания информации со счетчиков
11. Устройство сопряжения оптическое	УСО-2		Преобразователь сигналов для считывания информации со счетчиков через оптический порт
12. ПО: «Энфорс АСКУЭ», ПО «КонфигураторСЭТ-4ТМ»			Тестовые файлы, пусконаладочные, настроечные, диагностические работы по проверке функционирования счетчиков, АИИС КУЭ в целом.

Примечание - Допускается применение других СИ, обладающих требуемыми МХ.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счетчики ПСЧ 4ТМ.05М– по методике поверке ИЛГШ.411152.146 РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ»

Межповерочный интервал АИИС КУЭ - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ГОСТ Р 8.596-002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Технорабочий проект Автоматизированная система коммерческого учета электрической энергии ЗАО «Янтарь» НСЛГ.466645.016 РП

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной для коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Янтарь», заводской номер 01, утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

Изготовитель:

ООО «Энергоучет»

Юридический адрес: 394007, г. Воронеж, ул. Ленинградская, 26а, 84

Тел. (4732) 42-89-81

Директор ООО «Энергоучет»

М.п.



С.В. Любкин