

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Сбытовая компания Энергоресурс»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Сбытовая компания Энергоресурс» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения электроэнергии (мощности), потребляемой на собственные нужды ТЦ «Московский Проспект» и ТРК «Град», г. Воронеж., 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

Принцип действия АИИС КУЭ основан на измерении электроэнергии (мощности) косвенным методом посредством сложного измерительного канала 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 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 – Ethernet; резервный – GSM) 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.

Умножение на коэффициенты трансформации – в сервере

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. В таблице 1 приведены перечни функций и задач, выполняемых АИИС КУЭ  
Таблица 1 - Перечень функций выполняемых АИИС КУЭ, периодичность их выполнения:

Наименование функции	Наименование задачи	Период выполнения функции
1	2	3
Уровень измерительно-информационного комплекса точки учета (ИИК ТУ)		
Самодиагностика счетчика	Проверка функционирования	Циклическая, непрерывная

1	2	3
Автоматическое измерение физических величин	Формирование профиля нагрузки с полчасовым 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-вычислительного комплекса 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
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 пуско-наладочных 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 в системе	Синхронизация времени счетчиков, ИВК с функциями ИВКЭ и АРМ.	Не реже 1 раз в сутки 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 «Эн-форс Энергия+», после восстановления связи со счетчика	При отсутствии данных
Довосстановление данных	Довосстановление данных с резервных баз, непосредственно со счетчика	При отсутствии данных
Обеспечение информационного обмена с внешними системами.	Передача данных	В соответствии с Соглашением об информационном обмене

1	2	3
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

АИИС КУЭ состоит из 2 уровней.

*1-й уровень* – уровень ИИК ТУ (5 экз.) содержит в своем составе:

- Измерительные трансформаторы тока (ТТ) типа ТПОЛ-10, по ГОСТ 7746-2001 класса точности (КТ) 0,5.
- Измерительные трансформаторы напряжения (ТН) типа НТМИ-6-66, ЗНОЛ.06-10УЗ по ГОСТ 1983-2001 КТ 0,5.
- Счетчики электроэнергии (счетчики) многофункциональные микропроцессорные с цифровыми выходными интерфейсами 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 – Ethernet (основной) и GSM (резервный).

*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.
- Технические средства приёма-передачи данных:
  - блок синхронизации и связи КСС-11 в комплекте с GPS приемником BR-355;
  - модемы (GSM).
- 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 (APC Smart UPS 1000 VA).
- Технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа.
- АРМ диспетчера, пользователей (1 экз).

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) состоит из блока синхронизации времени счетчиков КСС-11 в комплекте с GPS приемником BR-355. Блок КСС-11 предназначен для согласования работы интерфейсов RS-232C; RS-485 и преобразова-

ния сигнала со спутникового приемника в протокол широковещательного запроса на синхронизацию времени счетчиков. Блок КСС-11 производит коррекцию времени счетчиков 1 раз в сутки. Условием корректировки времени в счетчиках служит прием блоком КСС-11 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  $\pm 5$  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

### **Программное обеспечение**

В состав программного обеспечения (ПО) входят:

- ОС Microsoft Windows NT/2000/XP/2003 server;
- специализированное 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: ИАСУ КУ ОАО «АТС»; «СО-ЦДУ ЕЭС» и др.
- ПО счетчика «Конфигуратор СЭТ-4ТМ».

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

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.

ПО не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ. В таблице 2 приведены идентификационные данные программного обеспечения

Таблица 2 - 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»	Модуль настройки подключения к серверу Oracle (стандартный каталог для всех модулей C:\Program Files\Enforce\ASKUE)	Enflogon.exe	2.2	8031cd96685d9f4520ecd30524926615	MD5
	Модуль администратора	Enfadmin.exe		377803f2e96dba9898bfe327d9789335	
	Модуль оперативного контроля	NewOpcon.exe		529c82a8291448fadbdccb95c798980f	
		New_Graph_KWH.exe		9b2c31894ed10f3fcc10b7e17571f5ef	
	Модуль формирования отчетов	Newreports.exe		f20b84d68b746d86eed0c616559a243a	
	Модуль просмотра журнала событий	Ev_viewer.exe		6ffc968e91e9e1c7403c1f9d0330b581	
	Модуль ручной обработки данных	Dataproc.exe		a4ce90df6670eb7e4e1d7bf967a06408	
	Модуль ручного и автоматического ввода данных	NewMEdit.exe		1501f339387795004a10806d206a644a	
	Модуль «Экспорт данных в Excel»	Exporttoexcel_2000.exe		a9cbafe9db13d4675fa53d84eee8a7d2	
	Модуль экспорта-импорта данных в формате АСКП	Enf_askp.exe		669d314c58f0dfc5fb53cbcea4be4728	
	Модуль формирования и отправки актов перетоков электроэнергии (макет 51070 XML)	M51070.exe		3ee890765e235c753ab6574cbb97b86a	
	Модуль формирования и отправки макетов 80020 в НП АТС	M80020.exe		c8b832b44775e9d8cea5727856e36e75	
	Модуль формирования и отправки макетов 80040 и 80050	M80050.exe		d9a4baa53c60dfb38faa0d47194285a6	
Модуль загрузки данных из текстовых файлов	Loaddatafromtxt.exe	d49dee509652478b8527f8ce59fcc1bd			
Модуль анализа синхронизации времени в счетчиках	SyncMon.exe	5ee228799f2f3f78bff449ceaabffa55			
ПО «Энфорс Энергия 2+»	Модуль Администратора	ADMIN2.EXE	2.0	62a8ca0dd97f52186845371cd780d531	
	Модуль сбора данных «Сборщик Энергия 2+»	COLLECTOR_ORACLE.EXE		89f505e46eda4a7474078891e829e0c9	

### Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень измерительных каналов АИИС КУЭ и их состав

Канал измерений	Средство измерений	Ктт	Наименование
-----------------	--------------------	-----	--------------

Канал измерений		Средство измерений							
№ ИК	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	
1	РП-1 6 кВ ТП «Московский Промслект» Ввод 1	ТТ	КТ <sub>ТТ</sub> 0,5; К <sub>ТТ</sub> =600/5 № 1261-02	A	ТПОЛ 10	877	7200	Ток первичный, I <sub>1</sub>	
				C	ТПОЛ 10	890		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>	
		ТН	КТ <sub>ТН</sub> 0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	612			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
				B					
				C					
		Счетчик	КТсч 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27779-04 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч	ПСЧ-4ТМ.05.12		0318088393			
2	РП-1 6 кВ ТП «Московский Промслект» Ввод 2	ТТ	КТ <sub>ТТ</sub> 0,5; К <sub>ТТ</sub> =600/5 № 1261-02	A	ТПОЛ 10	940	7200	Ток первичный, I <sub>1</sub>	
				C	ТПОЛ 10	941		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>	
		ТН	КТ <sub>ТН</sub> 0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	3985			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
				B					
				C					
		Счетчик	КТсч 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27779-04 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч	ПСЧ-4ТМ.05.12		0310070835			
3	Ввод 1 РП-2 10 кВ ТРК «ГРАД»	ТТ	КТ <sub>ТТ</sub> 0,5; К <sub>ТТ</sub> =1000/5 № 1261-02	A	ТПОЛ 10	10510	20000	Ток первичный, I <sub>1</sub>	
				C	ТПОЛ 10	10505		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>	
		ТН	КТ <sub>ТН</sub> 0,5 К <sub>ТН</sub> =(10000/√3)/(100/√3) № 3344-04	A	ЗНОЛ.06	621			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
				B	ЗНОЛ.06	624			
				C	ЗНОЛ.06	627			
		Счетчик	КТсч 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27779-04 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч	ПСЧ-4ТМ.05.12		0318088769			
4	Ввод 2 РП-2 10 кВ ТРК «ГРАД»	ТТ	КТ <sub>ТТ</sub> 0,5; К <sub>ТТ</sub> =1000/5 № 1261-02	A	ТПОЛ 10	10507	20000	Ток первичный, I <sub>1</sub>	
				C	ТПОЛ 10	10663		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>	
		ТН	КТ <sub>ТН</sub> 0,5 К <sub>ТН</sub> =(10000/√3)/(100/√3) № 3344-04	A	ЗНОЛ.06	571			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
				B	ЗНОЛ.06	579			
				C	ЗНОЛ.06	605			
		Счетчик	КТсч 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27779-04 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч	ПСЧ-4ТМ.05.12		0312074028			
5	Ввод 3 РП-2 10 кВ ТРК «ГРАД»	ТТ	КТ <sub>ТТ</sub> 0,5; К <sub>ТТ</sub> =150/5 № 1261-02	A	ТПОЛ 10	887	3000	Ток первичный, I <sub>1</sub>	
				C	ТПОЛ 10	946		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>	
		ТН	КТ <sub>ТН</sub> 0,5 К <sub>ТН</sub> =(10000/√3)/(100/√3) № 3344-04	A	ЗНОЛ.06	621			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
				B	ЗНОЛ.06	624			
				C	ЗНОЛ.06	627			
		Счетчик	КТсч 0,5S/1,0 Ксч=1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч	ПСЧ-4ТМ.05.12		0612092955			

Примечание - Допускается замена счетчиков, ТТ, ТН на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3. Замена оформляется

актом в установленном на предприятии порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как его неотъемлемая часть

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

Таблица 4- Метрологические характеристики АИИС КУЭ

Границы интервала относительной погрешности измерений активной электроэнергии, соответствующие P=0,95, % ( $\delta_{WP}$ , %)							
№ ИК	КТ <sub>ТТ</sub>	КТ <sub>ТН</sub>	КТ <sub>СЧ</sub>	Значение cos φ	5% ≤ I/In < 20% W <sub>P5%</sub> ≤ W <sub>P</sub> < W <sub>P20%</sub>	20% ≤ I/In < 100% W <sub>P20%</sub> ≤ W <sub>P</sub> < W <sub>P100%</sub>	100% ≤ I/In < 120% W <sub>P100%</sub> ≤ W <sub>P</sub> < W <sub>P120%</sub>
1-5	0,5	0,5	0,5s	1,0	±2,3	±1,5	±1,3
				0,8	±3,2	±2,0	±1,7
				0,5	±5,7	±3,3	±2,7
Границы интервала относительной погрешности измерений реактивной электроэнергии, соответствующие P=0,95, % ( $\delta_{WQ}$ , %)							
№ ИК	КТ <sub>ТТ</sub>	КТ <sub>ТН</sub>	КТ <sub>СЧ</sub>	Значение cos φ (sin φ)	5% ≤ I/In < 20% W <sub>Q5%</sub> ≤ W <sub>Q</sub> < W <sub>Q20%</sub>	20% ≤ I/In < 100% W <sub>Q20%</sub> ≤ W <sub>Q</sub> < W <sub>Q100%</sub>	100% ≤ I/In < 120% W <sub>Q100%</sub> ≤ W <sub>Q</sub> < W <sub>Q120%</sub>
1-5	0,5	0,5	1,0	0,8(0,6)	±4,8	±3,2	±2,8
				0,5(0,87)	±3,1	±2,6	±2,4
Границы интервала относительной погрешности измерений средней активной мощности, соответствующие P=0,95, %							
№ ИК	КТ <sub>ТТ</sub>	КТ <sub>ТН</sub>	КТ <sub>СЧ</sub>	Значение cos φ	5% ≤ I/In < 20% W <sub>P5%</sub> ≤ W <sub>P</sub> < W <sub>P20%</sub>	20% ≤ I/In < 100% W <sub>P20%</sub> ≤ W <sub>P</sub> < W <sub>P100%</sub>	100% ≤ I/In < 120% W <sub>P100%</sub> ≤ W <sub>P</sub> < W <sub>P120%</sub>
1-5	0,5	0,5	0,5s	1,0	±2,3	±1,5	±1,3

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов в сутки, с/сут ± 5

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

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003, ГОСТ 7746-2001 и ЭД;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-88, ГОСТ 1983-2001 и ЭД;
- счётчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005 и ЭД.

Таблица 5 - 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
Компоненты ИК АИИС КУЭ			
Сила переменного тока, А	$I_{2\text{ мин}} - I_{2\text{ макс}}$	$I_{1\text{ мин}} - 1,2 I_{1\text{ ном}}$	–
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 cosφ <sub>2</sub> =0,8 <sub>инд</sub> )	–	$0,25 S_{2\text{ ном}} - 1,0 S_{2\text{ ном}}$	–
Мощность нагрузки ТН (при cosφ <sub>2</sub> =0,8 <sub>инд</sub> )	–	–	$0,25 S_{\text{ ном}} - 1,0 S_{\text{ ном}}$

Надежность применяемых в АИИС КУЭ 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

<sup>1</sup> I/In – значение тока нагрузки в % от номинального

<sup>2</sup> W<sub>P5%</sub>(W<sub>Q5%</sub>) - W<sub>P120%</sub>(W<sub>Q120%</sub>) - значения активной (реактивной) электроэнергии при I/In от 5 до 120%

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 на 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 (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:

- 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 АИИС КУЭ.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется в соответствии с таблицей 3.

В комплект поставки входит техническая документация: формуляр и методика поверки.

### Поверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Сбытовая компания Энергоресурс». Методика поверки». Методика разработана и утверждена ГЦИ СИ ФГУ «Воронежский ЦСМ» в 2011 г., входит в комплект документации на систему.

Таблица 6-Основные и вспомогательные СИ, применяемые при поверке АИИС КУЭ

Наименование эталон, 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	Ресурс-UF2М	КТ 0,2 (напряжение гармоник)	Измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-97

1	2	3	4
энергии			
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., ЦД 0,1 с	При определении погрешности хода системных часов

Примечание - Допускается применение других СИ, обладающих требуемыми МХ

Средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и (или) по ГОСТ 8.216-88.

Средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003.

Средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа ПСЧ-4ТМ.05М по методике поверки (ИЛГШ.411152.146 РЭ1), согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ»

### Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений содержится в документе «Методика измерений количества электроэнергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Сбытовая компания Энергоресурс». Методика измерений аттестована ФГУ «Воронежский ЦСМ», свидетельство об аттестации № 28/12-01.00272-2011 от 20.04.2011 г.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Сбытовая компания Энергоресурс»

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 Статические счетчики активной энергии классов 0,2s и 0,5s.

ГОСТ Р 52325-2005 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.

**Заявитель:**

ООО «Энергоучет»

394007, г. Воронеж, ул. Димитрова, д.2А, оф.5  
телефон: (473)242-89-81

**Испытательный центр:**

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУ «Воронежский ЦСМ»  
394018, г. Воронеж, ул. Станкевича, 2.  
тел./факс (4732) 20-77-29  
Регистрационный номер 30061-10

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

\_\_\_\_\_ В.Н. Крутиков

м.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2011 г.