



ОДОБРАЖЕНО:

Руководитель
ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

2006 г.

Система информационно-измерительная автоматизированная количества учетной электроэнергии - АИИС КУЭ ЗАО «Единая энергоснабжающая Компания»/ ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»

Внесена в Государственный реестр средств измерений

Регистрационный номер № 32384-06

Изготовлена по технической документации ООО "Эльстер Метроника", г.Москва.

Заводской № 0172

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система информационно-измерительная автоматизированная количества учетной электроэнергии - АИИС КУЭ ЗАО «Единая энергоснабжающая Компания»/ЗАО Рязанская нефтеперерабатывающая компания (далее - АИИС) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

Областью применения данной АИИС является коммерческий учёт электроэнергии в ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания», г. Рязань по утвержденной методике выполнения измерений количества учетной электроэнергии МВИ КУЭ с целью повышения эффективности использования энергоресурсов, обеспечения энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

ОПИСАНИЕ

АИИС представляет собой иерархическую, двухуровневую, интегрированную, автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, которая состоит из 10 измерительных каналов (далее - ИК) и измерительно-вычислительного комплекса АИИС (далее - ИВК).

АИИС состоит из измерительных каналов (далее ИК), включают следующие средства измерений:

измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746;

измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983;

многофункциональные счетчики электрической энергии в соответствии с ГОСТ 26035-83 и ГОСТ 30206-94.

Перечень измерительных каналов, входящих в состав АИИС, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав ИК, номера регистрации средства в Государственном реестре средств измерений представлен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень измерительных каналов и их состав

Номер ИК, код точки измерений	Канал измерений		Средство измерений			Наименование измеряемой величины	
	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер	Кт · Ктн · Ксч		
	ЗАО «Рязанская НПК»	№	АИИС КУЭ ЗАО «Единая энергоснабжающая Компания»/ ЗАО «Рязанская НПК»	№ ???		Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время	
	ИВК	Сервер № № 20481-00	Альфа-Центр				
	ИВКЭ	УСПД № 19495-00	RTU-325	№ 000718			
ПС Факел - Катализаторная ВЛ - 35 кВ		СЧЕТЧИК КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	А	ТПОЛ-35	№ 124	42000	Ток первичный, I_1
			В	ТПОЛ-35	№ 186		
			С	ТПОЛ-35	№ 188		
			А	ЗНОМ-35-65	№ 1382218		
			В	ЗНОМ-35-65	№ 1382256		
			С	ЗНОМ-35-65	№ 1221316		
			EA05RL-P2B-4	№ 01094137		Напряжение первичное, U_1 Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время	

Продолжение таблицы 1

Номер ИК, код точки измерений	Канал измерений	Средство измерений				КтТ · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины	
		Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер			
2	ПС Факел; ВЛ - 35 кВ Факел - Гидроочистка	Факел - Маслоблок	ТТ	КТ=0,5 Ктт=600/5 № 5717-76	А ТПОЛ-35	№ 126	Ток первичный, I ₁	
			ТТ	КТ=0,5 Ктт=600/5 № 5717-76	В ТПОЛ-35	№ 129		
			ТТ	КТ=0,5 Ктт=600/5 № 5717-76	С ТПОЛ-35	№ 125		
			Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	А	ЗНОМ-35-65	№ 1050556	Напряжение первичное, U ₁
					В	ЗНОМ-35-65	№ 1050552	
					С	ЗНОМ-35-65	№ 1050608	
3	Факел - Гидроочистка	Факел - Маслоблок	ТТ	КТ=0,5 Ктт=600/5 № 5717-76	А ТПОЛ-35	№ 189	Ток первичный, I ₁	
			ТТ	КТ=0,5 Ктт=600/5 № 5717-76	В ТПОЛ-35	№ 160		
			ТТ	КТ=0,5 Ктт=600/5 № 5717-76	С ТПОЛ-35	№ 165		
			Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	А	ЗНОМ-35-65	№ 1382218	Напряжение первичное, U ₁
					В	ЗНОМ-35-65	№ 1382256	
					С	ЗНОМ-35-65	№ 1221316	
Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-P2B-4	EA05RL-P2B-4	№ 01094134	№ 01094140	Ток вторичный, I ₂		
						Напряжение вторичное, U ₂		
						Энергия активная, W _p		
Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-P2B-4	EA05RL-P2B-4	№ 01094134	№ 01094140	Энергия реактивная, W _Q		
						Календарное время		
						Напряжение первичное, U ₁		

Продолжение таблицы 1

Номер ИК, код точки измерений	Канал измерений	Средство измерений				Кт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины	
		Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер			
4	ПС Факел; ВЛ-35 кВ Факел - Водозабор	ТТ	КТ=0,5 Ктт=600/5 № 5717-76	А	ТПОЛ-35	№ 128	Ток первичный, I ₁	
				В	ТПОЛ-35	№ 123		
				С	ТПОЛ-35	№ 127		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=35000·√3/100·√3 № 912-70	А	ЗНОМ-35-65	№ 1382218	Напряжение первичное, U ₁	
				В	ЗНОМ-35-65	№ 1382256		
				С	ЗНОМ-35-65	№ 1221316		
Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-P2B-4				Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
		EA05RL-P2B-4						
		№ 01094120						
5	ПС Факел; Ввод-6 кВ яч.11/ Т-1 Ic III	ТТ	КТ=0,5 Ктт=3000/5 № 1423-60	А	ТШШЛ-10	№ 2242	Ток первичный, I ₁	
				В	ТШШЛ-10	№ 5644		
				С	ТШШЛ-10	№ 0054		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 18178-99	НАМИГ-10-2				Напряжение первичное, U ₁
				НАМИГ-10-2				
				№ 0240				
Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-P2B-4				Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
		EA05RL-P2B-4						
		№ 01094121						

Номер ИК, код точки измерений	Канал измерений		Средство измерений				КтТ·КтН·Ксч	Наименование измеряемой величины
	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер				
6	ПС Факел; Ввод-6 кВ яч.18/ Т-1 3с ш	ТТ	КТ=0,5	ТТШЛ-10	№ 959		Ток первичный, I ₁	
			Ктт=3000/5					
			№ 1423-60					
		ТН	КТ=0,5	НТМИ-6	№ 1240		36000	Напряжение первичное, U ₁
			Ктн=6000/100					
			№ 380-49					
Счетчик	КТ=0,5S/0,5	ЕА05RL-P2B-4	№ 01094123		36000	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
	Ксч=1							
	№ 16666-97							
7	ПС Факел; Ввод-6 кВ яч.35/ Т-2 2с ш	ТТ	КТ=0,5	ТЛШ-10 У3	№ 1408		Ток первичный, I ₁	
			Ктт=3000/5					
			№ 6811-78					
		ТН	КТ=0,5	НАМИТ-10-2	№ 0032		36000	Напряжение первичное, U ₁
			Ктн=6000/100					
			№ 18178-99					
Счетчик	КТ=0,5S/0,5	ЕА05RL-P2B-4	№ 01094122		36000	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
	Ксч=1							
	№ 16666-97							

Номер ИК, код точки измерений	Канал измерений	Средство измерений				КтТ·КтП·КсЧ	Наименование измеряемой величины			
		Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер					
8	ПС Факел; Ввод-6 кВ яч.42/ Т-2 4с III	ТТ	КТ=0,5 КтП= 3000/5 № 6811-78	ТЛШ-10 УЗ	№ 1402	36000	Ток первичный, I ₁			
			В	ТЛШ-10 УЗ	№ 1562					
			С	ТЛШ-10 УЗ	№ 1206					
		ТН	КТ=0,5 КтП= 6000/100 № 380-49	НТМИ-6	№ 8788	36000	Напряжение первичное, U ₁			
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-P2B-4	№ 01094139			36000	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
										ТТ
9	ПС Факел; ТСН-1 6кВ яч.16/	ТН	КТ=0,5 КтП = 6000/100 № 380-49	НТМИ-6	№ 1240	1800	Напряжение первичное, U ₁			
			Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-P2B-3			№ 01094148	1800	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
		ТН	КТ=0,5 КтП = 6000/100 № 380-49	НТМИ-6	№ 1240	1800	Напряжение первичное, U ₁			
Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-P2B-3	№ 01094148	1800	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время					

Продолжение таблицы 1

Номер ИК, код точки измерений	Канал измерений	Средство измерений				КтТ·КтП·КсЧ	Наименование измеряемой величины
		Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер		
10	ПС Факел; яч.40/ ТСН-26кВ	ТТ	КТ=0,5	ТШЛМ-10	№ 77069	1800	Ток первичный, I ₁
			Ктт=150/5	-	-		
			№ 2363-68	ТШЛМ-10	№ 70951		
		ТН	КТ=0,5 КтП=6000/100 № 380-49	НТМИ-6	№ 8788	Напряжение первичное, U ₁	
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-P2B-3	№ 01094144	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	

Измерительные трансформаторы напряжения и тока, входящие в состав ИК, предназначены для преобразования высокого напряжения и большого тока сети к уровням, соответствующим входным токам и напряжениям счетчиков электрической энергии.

Счетчики электрической энергии, входящие в состав ИК, предназначены для измерения и преобразования в цифровой код активной (реактивной) электрической энергии, интегрирование результатов измерений на получасовых интервалах, сохранение полученных значений в памяти счетчика с привязкой к текущему времени (профили нагрузки). К каждому счетчику подключен резервный источник гарантированного питания. Переключение на источник резервного питания осуществляется автоматически.

Принцип работы АИИС КУЭ заключается в том, что данные от первичных преобразователей электроэнергии (трансформаторов тока и напряжения) поступают на счетчики электрической энергии. Информация с цифровых выходов счетчиков по выделенным линиям связи интерфейса RS-485 передается в модемный шкаф, далее через преобразователи интерфейсов RS 485/232 и модем (ZyXEL-U336+) по выделенным телефонным линиям передается на устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) уровня ИВК, выполняющего функции сервера сбора данных (далее – сервер СД).

Данные об энергопотреблении из сервера СД по локальной вычислительной сети (далее – ЛВС) предприятия поступают на сервер БД, представляющий собой промышленный вариант IBM-совместимого компьютера, которые обеспечивают функции резервного хранения базы данных и их предоставления в графическом виде.

Регламентированный доступ к информации базы данных сервера АИИС с АРМа осуществляется через сегмент локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия по интерфейсу Ethernet.

Измерительно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включает:

- сервер сбора данных ИВК RTU-325-E1-512-M3-B8-Q-12-G;
- сервер базы данных ИВК АИИС HP Compaq ProLiant ML350 G3 RX /2,0GHz/256 + 256 Mb/2x36,4 GB HDD hot plug/i/o 4xRs232/CD-RW/Ethernet 10/100/1000;
- автоматизированное рабочее место (далее - АРМ) оператора;
- систему единого времени (далее - СОЕВ), которая выполнена на базе устройства синхронизации системного времени УССВ-35LVS;
- источник бесперебойного питания Smart-UPS SU2200RMI3U;
- источник бесперебойного питания Smart-UPS 1000 VA RMI2U.

Сервер СД АИИС выполняет следующие функции:

- автоматический сбор и передача информации об электропотреблении со счетчиков с помощью программного обеспечения Альфа Центр;
- хранение принятой информации и предоставление ее пользователям;
- корректировку и поддержание времени счетчиков, сервера БД и собственного времени посредством СОЕВ, подключенной к серверу СД ИВК.

Сервер БД АИИС выполняет следующие функции:

- ведение базы данных;
- резервное копирование базы данных;
- длительное хранение принятой информации и предоставление ее пользователям;
- формирование файлов экспорта данных для передачи их в ИАСУ КУНП «АТС», в ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», в ОАО «ФСК ЕЭС» и другим смежным субъектам ОРЭ.

Передача данных о электропотреблении на всех уровнях осуществляется с помощью аппаратуры передачи данных и включает:

- преобразователи интерфейсов RS-485/ RS-232 «ADAM-4520»;
- сетевой концентратор «Swith AT-19»;
- проводные модемы ZyXEL U-336-E+ и SD_SL- модем ZyXEL 782;
- GSM-модемы Siemens TC35i для организации резервного внешнего канала связи;
- разветвительные коробки RS-485 ПР-3;
- выделенные телефонные линии связи;
- линии связи интерфейса RS-485.

С сервера АИИС данные передаются в ИАСУ КУ НП «АТС», ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС» и другим смежным субъектам ОРЭ по выделенному каналу сети Интернет. В качестве резервного канала передачи данных в ИАСУ КУ НП «АТС» организован коммутируемый канал телефонной сети общего пользования.

Для реализации функции контрольного доступа со стороны ИАСУ КУ НП «АТС» организован дополнительный коммутируемый телефонный канал.

Коммерческая информация, передаваемая в ИАСУ КУ НП «АТС», в ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», в ОАО «ФСК ЕЭС» и другим смежным субъектам ОРЭ отражает 30-минутные результаты измерения потребления электроэнергии по точкам учета.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским зимним временем. Результаты измерений передаются в целых числах МВт/ч.

Передача коммерческой информации в ИАСУ КУ НП «АТС», в ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», в ОАО «ФСК ЕЭС» и другим смежным субъектам ОРЭ реализована с использованием электронных документов специального формата. В качестве формата использован формат, разработанный в соответствии с расширяемым языком разметки (XML) 1.0 (вторая редакция), рекомендация W3C от 6 октября 2000 года (Extensible Markup Language (XML) 1.0 (Second Edition), W3C Recommendation 6 October 2000).

Электронный документ НП «АТС» № 80020 подтверждается электронной цифровой подписью сотрудника ответственного за передачу коммерческой информации. Электронный документ НП «АТС» № 80020 пересылается по электронной почте на адрес ciccl@rosenergo.com. и включается в почтовое сообщение как вложение.

Состав технической информации передаваемой в ИАСУ КУ НП «АТС» от центра сбора АИИС КУЭ ЗАО «Единая энергоснабжающая Компания»/ЗАО Рязанская нефтеперерабатывающая компания:

- данные по состоянию технических и программных средств коммерческого учета (журналы событий, статусы работоспособности измерительных каналов);
- данные по составу и характеристикам технических и программных средств коммерческого учета (счетчики, контроллеры, каналы связи, ПО опроса и т.д.);
- данные по учету электроэнергии с нарастающим итогом;
- схема измерений для каждого интервала измерения.

Передача технической информации в ИАСУ КУ НП «АТС» осуществляется аналогично передаче коммерческой информации с использованием электронных документов, формат которых разработан НП «АТС».

Для защиты измерительной системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрен многоступенчатый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (пломбирование, физическая защита оборудования АИИС (установка в специализированные запирающиеся шкафы), электронные ключи, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и базы данных).

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Основные технические характеристики АИИС КУЭ представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные технические характеристики АИИС

№ ИК	Наименование характеристики	Значение				
1, 2, 3, 4	Номинальный ток:	первичный (I_{H1})	600 А			
		вторичный (I_{H2})	5 А			
	Диапазон тока:	первичного (I_1)	30...720 А			
		вторичного (I_2)	0,25...6 А			
	Номинальное напряжение:	первичное (U_{H1})	35000/√3 В			
		вторичное (U_{H2})	100/√3 В			
	Диапазон напряжения:	первичного (U_1)	31500/√3 ... 38500/√3 В			
		вторичного (U_2)	90/√3...110/√3 В			
	Коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$)		0,5...1,0			
	Номинальная нагрузка ТТ		20 ВА			
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		5...20 ВА			
	Допустимое значение $\cos\varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		0,8...1,0			
	Номинальная нагрузка ТН		150 ВА			
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		37,5...150 ВА			
	Допустимое значение $\cos\varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТН		0,8...1,0			
	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности $P=0,95$: - в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1H}$ - в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1H}$ - в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{1H} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1H}$		cos			
			1,0	0,9	0,8	0,5
			2,3	2,8	3,3	5,8
			1,8	2,0	2,2	3,4
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности $P=0,95$: - в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1H}$ - в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1H}$ - в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{1H} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1H}$		sin				
		-	-	0,6	0,87	
				4,6	2,8	
				2,6	1,7	
		2,0	1,5			

Продолжение Таблицы 2

№ ИК	Наименование характеристики		Значение			
5, 6, 7, 8	Номинальный ток:	первичный (I_{H1})	3000 А			
		вторичный (I_{H2})	5 А			
	Диапазон тока:	первичного (I_1)	150...3600 А			
		вторичного (I_2)	0,25...6 А			
	Номинальное напряжение:	первичное (U_{H1})	6000 В			
		вторичное (U_{H2})	100 В			
	Диапазон напряжения:	первичного (U_1)	5400...6600 В			
		вторичного (U_2)	90...110 В			
	Коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$)	0,5...1,0				
	Номинальная нагрузка ТТ	20 ВА				
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ	5...20 ВА				
	Допустимое значение $\cos\varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ	0,8...1,0				
	Номинальная нагрузка ТН	75 ВА				
	Допустимый диапазон нагрузки ТН	18,75...75 ВА				
Допустимое значение $\cos\varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТН	0,8...1,0					
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности $P=0,95$: - в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1H}$ - в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1H}$ - в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{1H} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1H}$	cos					
	1,0	0,9	0,8	0,5		
	2,3	2,8	3,3	5,8		
	1,8	2,0	2,2	3,4		
1,7	1,8	2,0	2,8			
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности $P=0,95$: - в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1H}$ - в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1H}$ - в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{1H} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1H}$	sin					
	-	-	0,6	0,87		
			4,6	2,8		
			2,6	1,7		
		2,0	1,5			

Продолжение таблицы 2

№ ИК	Наименование характеристики	Значение			
9, 10	Номинальный ток:	первичный (I_{H1})	150 А		
		вторичный (I_{H2})	5 А		
	Диапазон тока:	первичного (I_1)	30...180 А		
		вторичного (I_2)	0,25...6 А		
	Номинальное напряжение:	первичное (U_{H1})	6000 В		
		вторичное (U_{H2})	100 В		
	Диапазон напряжения:	первичного (U_1)	5400...6600 В		
		вторичного (U_2)	90...110 В		
	Коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$)		0,5...1,0		
	Номинальная нагрузка ТТ		10 ВА		
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		3,75...10 ВА		
	Допустимое значение $\cos\varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		0,8...1,0		
	Номинальная нагрузка ТН		75 ВА		
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		18,75...75 ВА		
	Допустимое значение $\cos\varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТН		0,8...1,0		
	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности $P=0,95$: - в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1H}$ - в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1H}$ - в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{1H} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1H}$		cos		
1,0			0,9	0,8	0,5
2,3			2,8	3,3	5,8
1,8			2,0	2,2	3,4
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности $P=0,95$: - в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1H}$ - в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1H}$ - в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{1H} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1H}$		sin			
		-	-	0,6	0,87
				4,6	2,8
				2,6	1,7
		2,0	1,5		

ПЕРЕЧЕНЬ ФУНКЦИЙ, ВЫПОЛНЯЕМЫХ АИИС

Общее число измерительных каналов в АИИС	10
Способ измерения активной электрической энергии	автоматически
Способ измерения реактивной электрической энергии.....	автоматически
Способ измерения времени и интервалов времени.....	автоматически
Цикличность измерения активной электрической энергии автоматическая, интервал	30 минут
Цикличность измерения реактивной электрической энергии автоматическая, интервал	30 минут
Возможность сбора результатов измерения	автоматически
Возможность сбора состояний средств измерения	автоматически
Цикличность сбора результатов измерений и состояний СИ автоматическая, интервал.....	30 минут
Хранение информации в профиле нагрузки счетчика.....	автоматически
Хранение информации в УСПД	автоматически
Хранение информации в сервере БД ИВК	автоматически
Глубина хранения профиля нагрузки в счетчике.....	более 35 суток
Глубина хранения информации при отключении питания.....	не менее 5 лет
Глубина хранения информации в УСПД	не менее 35 суток
Глубина хранения информации в сервере БД	не менее 3,5 лет
Коррекция текущего времени в счетчиках электрической энергии, УСПД и сервере БД.....	автоматически
Синхронизация времени в АИИС.....	выполняется автоматически
Защита информации при параметрировании счетчика.....	реализована с помощью пароля
Защита информации при параметрировании УСПД.....	реализована с помощью пароля
Защита информации при параметрировании сервера БД.....	реализована с помощью пароля
Защита информации при конфигурировании и настройке АИИС.....	реализована с помощью пароля
Защита передачи информации от счетчиков в ИВК.....	реализована с помощью пароля
Защита информации при хранении в соответствии с требованиями к классу 2Б РД Гостехкомиссии в сервере БД ИВК.....	предусмотрена
Резервное электрическое питания счетчиков электрической энергии.....	выполнено
Средства для резервного копирования и восстановления (довосстановления пропусков данных) базы данных АИИС.....	предусмотрены
Возможность считывания информации со счетчика автономным способом.....	предусмотрены
Возможность визуального контроля информации на счетчике.....	имеется

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

- фактов параметрирования счетчика.....имеется
- фактов пропадания напряжения.....имеется
- фактов коррекции времени.....имеется

Нормальные условия эксплуатации:

- напряжение питающей сети переменного тока..... (220 ± 4,4) В
- частота питающей сети..... (50 ± 0,5) Гц
- температура:
 -от - 40°С до +40°С (для ТН и ТТ)
 -от +15°С до +25°С (для счетчиков)
 -от +15°С до +25°С (для ИВК)
- относительная влажность воздуха..... (70±5) %
- атмосферное давление..... (750±30) мм рт.ст.

Рабочие условия эксплуатации:

- напряжение питающей сети переменного тока..... (220±10) В
- частота питающей сети..... (50 ± 0,5) Гц
- температура:
 -от - 40°С до +40°С (для ТН и ТТ)
 -от +5°С до +35°С (для счетчиков)
 -от +10°С до +35°С (для ИВК)
- относительная влажность воздуха..... (70±10) %
- атмосферное давление..... (750±30) мм рт.ст.

Средняя наработка на отказ..... 35000 ч

Средний срок службы..... 10 лет

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС

№ п.п.	Наименование	Тип, марка оборудования, состав	Кол-во
1.	Измерительный трансформатор тока	ТШЛ-10	6 шт.
2.	Измерительный трансформатор тока	ТЛШ-10 У3	6 шт.
3.	Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ-35	12 шт.
4.	Измерительный трансформатор тока	ТПЛМ-10	4 шт.
5.	Измерительный трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	2 шт.
6.	Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6	2 шт.
7.	Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6 шт.
8.	Счетчик электроэнергии многофункциональный	EA05RL-P2B-4	8 шт.
9.	Счетчик электроэнергии многофункциональный	EA05RL-P2B-3	2 шт.
10.	НКУ уровня УСПД	Elster MC-240	1 шт.
11.	Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	RTU-325-E1-512-M3-B8-Q-12-G	1 шт.
12.	Преобразователь интерфейсов RS-485/RS-232	ADAM-(4520)	1 шт.
13.	Колодка испытательная переходная.	БЗ 179	6 шт.
14.	Розетка щитовая 2P+N	ELCM1173	6 шт.
15.	Разветвитель интерфейса RS-485	ПР-3	6 шт.
16.	Шкаф модемный	Elster MC-230	1 шт.
17.	SDSL модем	ZyXEL 782	2 шт.
18.	Модем	ZyXEL U-336-E+	4 шт.
19.	GSM-модем с антенной	Siemens TC35i	1 шт.
20.	УССВ	35LVS	1 шт.
21.	ИБП	Smart UPS	6 шт.
22.	Сетевой концентратор	Swith AT-19"	1 шт.
23.	Серверное НКУ	Elster MC-230	1 шт.
	Сервер БД в составе:		
24.	Системный блок	Compaq ProLiant ML350 G3 RX	1 шт.
25.	Монитор	17" TFT	1 шт.
	APM в составе:	2,0GHz	1 шт.
26.	Системный блок HP	Compaq EVO CMT	3 шт.
27.	Монитор	17" TFT	3 шт.
28.	Принтер	HP Laser Jet 1300	3 шт.
29.	Специализированное программное обеспечение установленное на сервере ПО «Альфа Центр» AC_SE_5, с дополнительными компонентами: AC_M, AC_I/E, AC_T, AC_N		1 комплект
30.	Специализированное программное обеспечение установленное на инженерном переносном пульте ПО «Альфа Центр Laptop», ПО «AlphaPlusR-E»		2 шт.
31.	Инженерный переносной пульт	ИП	1 шт.
32.	Оптический преобразователь для работы со счетчиками системы	AE1	1 шт.
33.	Руководство по эксплуатации	02.04.РНПК-РЭ	1 экз.
34.	Методика поверки	02.04.РНПК-МП	1 экз.

ПОВЕРКА

Поверка АИИС проводится по документу "ГСИ. Система информационно-измерительная автоматизированная количества учтенной электроэнергии - АИИС КУЭ ЗАО «Единая энергоснабжающая Компания»/ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания». Методика поверки 02.04.РНИК-МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2005 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003 и/или по ГОСТ 8.216-88;
 - средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
 - средства поверки счетчиков электрической энергии в соответствии с методикой поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА), утвержденной «ВНИИМ» им. Д.И.Менделеева в феврале 1998 г;
 - средства поверки УСПД в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2003 году;
 - средства измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;
 - средства измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации».
 - средства измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»
 - средства измерений в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений профилей электроэнергии, передачи информации и вычисления приращений электрической энергии за 30-ти минутные интервалы времени в условиях эксплуатации»
 - переносной компьютер с установленным ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы;
 - радиоприемник УКВ диапазона, принимающий сигналы службы точного времени;
 - GPS приемник сигналов точного времени - GPS MAP 76S фирмы GARMIN.
- Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

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

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

ГОСТ 30206-94 «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)».

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

ГОСТ 30206-94 «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (класс точности 0,2 S и 0,5 S)».

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

Техническая документация на систему информационно-измерительную автоматизированную количества учтенной электроэнергии - АИИС КУЭ ЗАО «Единая энергоснабжающая компания» / ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы информационно-измерительной автоматизированной количества учтенной электроэнергии - АИИС КУЭ ЗАО «Единая энергоснабжающая компания» / ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечен в эксплуатации.

Изготовитель: ООО "Эльстер Метроника"

Адрес: 111250, г. Москва,
ул. Красноказамерная, д.12/45
тел. (095) 956-0543,
факс (095) 956-0542

Генеральный директор



Денисов А.И.