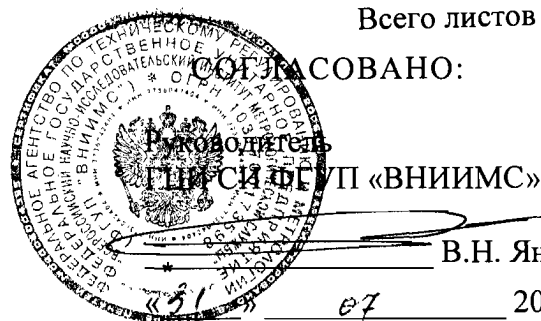




Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ЗАО «ПримаИнвест»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № <u>41240-09</u>
---	---

Изготовлена ООО «Экситон», г. Нижний Новгород. Заводской номер 007

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ЗАО «ПримаИнвест» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, переданной и потребленной за установленные интервалы времени, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

Областью применения данной АИИС КУЭ является коммерческий учёт электрической энергии на ЗАО «ПримаИнвест».

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, которая состоит из 12 измерительно-информационных каналов (далее – ИИК) и измерительно-вычислительного комплекса (ИВК) АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- автоматизированный 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 – участники оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) результатов измерений (1 раз в сутки) и/или по запросу;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1140, класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии) и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 (в части

реактивной электроэнергии), установленных на объектах ЗАО «ПримаИнвест».

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ с функциями ИВКЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, автоматизированные рабочие места (АРМ) операторов и устройство синхронизации системного времени (УССВ). УСПД и АРМ оснащены специализированным программным обеспечением (ПО) «Альфа ЦЕНТР».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности.

Для передачи информации с цифровых выходов счетчиков (ИИК) в УСПД (уровень ИВК) созданы каналы передачи информации (основной и резервный), организованные по интерфейсу RS-485, преобразованием в интерфейс RS-232 и последующей передачей по радиоканалу. преобразованием в интерфейс RS-232 (счетчик – преобразователь - УСПД):

- основной канал передачи информации – по интерфейсу RS-485 с последующим преобразованием в интерфейс RS-232 и дальнейшей передачей по радиоканалу GSM-оператора (счетчик – преобразователь интерфейса – GSM-канал – УСПД);

- резервный канал передачи информации - по интерфейсу RS-485 с последующим преобразованием в интерфейс RS-232 и дальнейшей передачей по радиоканалу CDMA-оператора (счетчик – преобразователь интерфейса – CDMA-канал – УСПД).

Данные с УСПД передаются на АРМы по интерфейсу RS – 232 с последующим преобразованием в формат сети Ethernet (УСПД – Ethernet-сервер – ЛВС - АРМ).

В УСПД осуществляется вычисление значений электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление, передача накопленных данных на АРМ и обработка (вычисление электропотребления за заданные периоды для заданных групп измерительных каналов). Данные по результатам измерений с УСПД передаются заинтересованным субъектам по каналам телефонной и сотовой связи (стандарт GSM).

Для выдачи данных об энергопотреблении в ОАО «АТС», ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» предусмотрено использование основного и резервного каналов связи:

- основной канал: ЛВС предприятия с выходом в интернет.

- резервный канал: коммутируемая телефонная связь.

Система формирует отчеты в формате XML для передачи заинтересованным организациям.

Отчеты об энергопотреблении передаются в ОАО «АТС» в XML формате и подтверждаются электронной цифровой подписью. Для формирования XML – файла отчета используется программное обеспечение «Альфа ЦЕНТР». Периодичность выдачи информации и объем передаваемых данных описан временным регламентом ОАО «АТС».

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени, созданной на основе устройства синхронизации системного времени УССВ-16 HVS, который каждую секунду без обработки передает в УСПД сигналы точного времени с точностью до целых секунд. При каждом сеансе связи и не реже чем 1 раз в 30 мин осуществляется сличение времени между счетчиком и УСПД. Коррекция осуществляется при обнаружении рассогласования более чем на ± 2 с.

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

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Таблица 1

Параметр	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности АИИС КУЭ при измерении электрической энергии	Вычисляются по методике поверки в зависимости от состава ИК. Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблицах 3 и 4.
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В Частота, Гц	220±22 50±1
Температурный диапазон окружающей среды: - счетчиков электрической энергии, °С ИИК № 1-8 ИИК № 9-12 - трансформаторов тока и напряжения, °С	+10...+35 -20...+35 -30...+35
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	0,4; 6; 10;
Первичные номинальные токи, кА	0,2; 0,6; 1; 3; 4;
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек учета, шт.	12
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Абсолютная погрешность при измерении текущего времени в системе и ее компонентах, не более, секунд	± 5
Средний срок службы системы, не менее, лет	10

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики.

Канал измерений		Средство измерений				$K_{\text{IT}} \cdot K_{\text{TH}} \cdot K_{\text{сч}}$	Наименование измеряемой величины
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской номер	
	ЗАО «Прима-Инвест»	УСПД	№	RTU 327-E1-M4		№ 004317	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
1	ГПП «Фреза» 110/6 ф.20	ТТ	КТ 0,5 $K_{\text{т}}=4000/5$ № 3422-06	А	ТШЛ-0,66	№ 1340	Ток первичный, I_1
				В	ТШЛ-0,66	№ 372	
				С	ТШЛ-0,66	№ 1463	
		ТН	—	—		—	Напряжение первичное, U_1
		Счетчик	КТ 0.5S $K_{\text{сч}}=1$ № 33786-07 $K_{\text{н}}=5000$ имп/кВт·ч(квар·ч)	A1141 RAL-B-W-4T		№ 05003859	Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время

Канал измерений		Средство измерений					$K_{\text{тр}} \cdot K_{\text{тн}} \cdot K_{\text{сч}}$	Наименование измеряемой величины
Номер ИК, код точки измерения	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской номер		
2	ГПП «Фреза» 110/6 ф.31	ТТ	КТ 0,5 $K_{\text{тр}}=4000/5$ № 3422-06	A	ТШЛ-0,66	№ 619	800	Ток первичный, I_1
				B	ТШЛ-0,66	№ 841		
				C	ТШЛ-0,66	№ 1343		
		ТН	—	—		—		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик	КТ 0.5S $K_{\text{сч}}=1$ № 33786-07 $K_h=5000$ имп/кВт·ч(квар·ч)	A1141 RAL-B-W-4T		№ 05003870		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
3	РП-50 6/0,4 ф. 504	ТТ	КТ 0,5 $K_{\text{тр}}=3000/5$ № 28139-04	A	ТТИ-125	№ 32805	600	Ток первичный, I_1
				B	ТТИ-125	№ 32816		
				C	ТТИ-125	№ 32815		
		ТН	—	—		—		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик	КТ 0.5S $K_{\text{сч}}=1$ № 33786-07 $K_h=5000$ имп/кВт·ч(квар·ч)	A1141 RAL-B-W-4T		№ 05003865		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время

Канал измерений		Средство измерений					К _{тр} ·К _{тн} ·К _{сч}	Наименование измеряемой величины	
Номер ИК,код точки измерения	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской номер			
4	РП-50 6/0,4 ф. 509	ТТ	КТ 0,5 K _{тр} =3000/5 № 28139-04	A	ТТИ-125	№ 22455	600	Ток первичный, I ₁	
				B	ТТИ-125	№ 32813			
				C	ТТИ-125	№ 32812			
		ТН	—	—	—	Напряжение первичное, U ₁			
		Счетчик	КТ 0.5S K _{сч} =1 № 33786-07 K _h =5000 имп/кВт·ч(квар·ч)	A1141 RAL-B-W-4T		№ 05003864		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
5	ПС «Афонинская» 110/10 кВ ф. 1005	ТТ	КТ 0,5 K _{тр} =600/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10	№ 4729	12000	Ток первичный, I ₁	
				B	—	—			
				C	ТПОЛ-10	№ 4727			
		ТН	КТ 0,5 K _{тн} =10000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-2	№ 0413		Напряжение первичное, U ₁	
				B					
				C					
		Счетчик	КТ 0.5S K _{сч} =1 № 33786-07 K _h =5000 имп/кВт·ч(квар·ч)	A1141 RAL-B-W-4T		№ 05003893		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	

Канал измерений		Средство измерений					$K_{\text{ТТ}} \cdot K_{\text{ТН}} \cdot K_{\text{СЧ}}$	Наименование измеряемой величины
Номер ИК, код точки измерения	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской номер		
6	ПС «Афонинская» 110/10 кВ ф. 1004	ТТ	КТ 0,5 $K_{\text{ТТ}}=600/5$ № 1261-08	A	ТПОЛ-10	№ 4728	12000	Ток первичный, I_1
				B	—	—		
				C	ТПОЛ-10	№ 4726		Напряжение первичное, U_1
		ТН	КТ 0,5 $K_{\text{ТН}}=10000/100$ № 16687-07	A	НАМИТ-10-2	№ 0405		
				B				
				C				
		Счетчик	КТ 0.5S $K_{\text{СЧ}}=1$ № 33786-07 $K_h=5000$ имп/кВт·ч(квар·ч)	A1141 RAL-B-W-4T		№ 05003885		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
7	РП-92 РУ-10 кВ ф. 92-7	ТТ	КТ 0,5 $K_{\text{ТТ}}=200/5$ № 1261-08	A	ТПОЛ-10	№ 11477	4000	Ток первичный, I_1
				B	—	—		
				C	ТПОЛ-10	№ 11617		Напряжение первичное, U_1
		ТН	КТ 0,5 $K_{\text{ТН}}=10000/100$ № 16687-07	A	НАМИТ-10-2	№ 0413		
				B				
				C				
		Счетчик	КТ 0.5S $K_{\text{СЧ}}=1$ № 33786-07 $K_h=5000$ имп/кВт·ч(квар·ч)	A1141 RAL-B-W-4T		№ 05003886		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время

Канал измерений		Средство измерений					$K_{\text{ТТ}} \cdot K_{\text{ТН}} \cdot K_{\text{СЧ}}$	Наименование измеряемой величины
Номер ИК, код точки измерения	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской номер		
8	РП-92 РУ-10 кВ ф. 92-16	ТТ	КТ 0,5 $K_{\text{ТТ}}=200/5$ № 1261-08	A	ТПОЛ-10	№ 11478	4000	Ток первичный, I_1
				B	—	—		
				C	ТПОЛ-10	№ 11484		
		ТН	КТ 0,5 $K_{\text{ТН}}=10000/100$ № 16687-07	A	НАМИТ-10-2	№ 0405		Напряжение первичное, U_1
				B				
				C				
		Счетчик	КТ 0.5S $K_{\text{СЧ}}=1$ № 33786-07 $K_h=5000$ имп/кВт·ч(квар·ч)	A1141 RAL-B-W-4T		№ 05003900		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
9	ПС «Ковалихинская» 110/6 кВ ф. 605	ТТ	КТ 0,5 $K_{\text{ТТ}}=600/5$ № 1261-08	A	ТПОЛ-10	№ 18847	7200	Ток первичный, I_1
				B	—	—		
				C	ТПОЛ-10	№ 18498		
		ТН	КТ 0,5 $K_{\text{ТН}}=6000/100$ № 2611-70	A	НТМИ-6-66	№ СВЧП		Напряжение первичное, U_1
				B				
				C				
		Счетчик	КТ 0.5S $K_{\text{СЧ}}=1$ № 33786-07 $K_h=5000$ имп/кВт·ч(квар·ч)	A1141 RAL-B-W-4T		№ 05003896		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время

Канал измерений		Средство измерений					К _{тт} ·К _{гн} · К _{сч}	Наименование измеряемой величины			
Номер ИК,код точки измерения	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской номер					
10	ПС «Ковалихинская» 110/6 кВ ф. 621	ТТ	КТ 0,5 K _{тт} =600/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10	№ 18864	7200	Ток первичный, I ₁			
				B	—	—					
				C	ТПОЛ-10	№ 18934					
		ТН	КТ 0,5 K _{гн} =6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	№ УПКТ		Напряжение первичное, U ₁			
				B							
				C							
		Счетчик	КТ 0.5S K _{сч} =1 № 33786-07 K _н =5000 имп/кВт·ч(квар·ч)	A1141 RAL-B-W-4T		№ 05003902		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время			
		11	РП-2 РУ-6 кВ ф.24	ТТ	КТ 0,5 K _{тт} =1000/5 № 36382-07	A		T-0,66	№ 79770	200	Ток первичный, I ₁
						B		T-0,66	№ 79723		
C	T-0,66					№ 77152					
ТН	—			—	—	Напряжение первичное, U ₁					
Счетчик	КТ 0.5S K _{сч} =1 № 33786-07 K _н =5000 имп/кВт·ч(квар·ч)			A1141 RAL-B-W-4T	№ 05003861		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время				

Канал измерений		Средство измерений					$K_{тр} \cdot K_{п} \cdot K_{сч}$	Наименование измеряемой величины	
Номер ИК,код точки измерения	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской номер			
12	РП-2 РУ-6 кВ ф.25	ТТ	КТ 0,5 K _{тр} =1000/5 № 36382-07	A	T-0,66	№ 10876	200	Ток первичный, I ₁	
				B	T-0,66	№ 77360			
				C	T-0,66	№ 77164			
		ТН	—	—	—	Напряжение первичное, U ₁			
		Счетчик	КТ 0.5S K _{сч} =1 № 33786-07 K _h =5000 имп/кВт·ч(квар·ч)	A1141 RAL-B-W-4T				№ 05003872	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время

Примечание: В процессе эксплуатации системы возможны замены отдельных измерительных компонентов без переоформления сертификата об утверждении типа АИИС КУЭ: стандартизованных компонентов – измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов, класс точности которых должен быть не хуже класса точности первоначально указанных в таблице, а также УСПД – на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом, согласно требованиям ст. 4.2 МИ 2999-2006. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3. Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении активной электрической энергии, %

№ ИИК	$\cos \varphi$	$\pm \delta_{5\% I_5}$ [%] $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\pm \delta_{20\% I_5}$ [%] $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\pm \delta_{100\% I_5}$ [%] $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-4	1	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$
	0,8	$\pm 3,2$	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$
	0,5	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$
5-8	1	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
	0,8	$\pm 3,3$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$
	0,5	$\pm 5,7$	$\pm 3,3$	$\pm 2,7$
9,10	1	$\pm 2,6$	$\pm 2,2$	$\pm 2,1$
	0,8	$\pm 4,0$	$\pm 3,2$	$\pm 3,0$
	0,5	$\pm 6,1$	$\pm 4,0$	$\pm 3,5$
11,12	1	$\pm 2,5$	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$
	0,8	$\pm 4,0$	$\pm 3,1$	$\pm 2,9$
	0,5	$\pm 6,0$	$\pm 3,8$	$\pm 3,2$

Таблица 4. Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении реактивной электрической энергии, %

№ ИИК	$\sin \varphi$	$\pm \delta_{5\% I_5}$ [%] $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\pm \delta_{20\% I_5}$ [%] $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\pm \delta_{100\% I_5}$ [%] $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-4	0,87	$\pm 4,2$	$\pm 3,5$	$\pm 3,4$
	0,6	$\pm 5,5$	$\pm 3,9$	$\pm 3,6$
5-8	0,87	$\pm 4,3$	$\pm 3,6$	$\pm 3,5$
	0,6	$\pm 5,6$	$\pm 4,1$	$\pm 3,7$
9,10	0,87	$\pm 5,3$	$\pm 4,8$	$\pm 4,7$
	0,6	$\pm 6,4$	$\pm 5,1$	$\pm 4,9$
11,12	0,87	$\pm 5,3$	$\pm 4,7$	$\pm 4,6$
	0,6	$\pm 6,3$	$\pm 5,0$	$\pm 4,8$

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T = 150000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 24$ ч ;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 40000$ ч , среднее время восстановления работоспособности $t_b = 24$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование внешних каналов передачи данных осуществляется посредством использования основного и резервного каналов связи:
 - основной канал: ЛВС предприятия с выходом в интернет. Скорость передачи данных составляет не менее 115200 бит/с;
 - резервный канал: коммутируемая телефонная связь. Скорость передачи данных составляет не менее 38400 бит/с.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - включение и отключение питания счетчика (две записи);
 - дата и время перепрограммирования;
 - дата и время сброса максимальной мощности;
 - дата и время очистки журнала событий;
 - дата и время включения и отключения режима ТЕСТ;
 - дата и время изменения тарифного расписания;
 - отключение и включение напряжения пофазно.

Количество событий задается программно и может составлять от 0 до 255. Выбор «0» означает отказ от ведения журнала событий.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей;
 - испытательных коробок;
 - УСПД;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на АРМ.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 45 суток; хранение профиля нагрузки при отключении питания – не менее 5 лет при 25 °С;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому ИК и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 3,5 лет; при отключении питания – не менее 3 лет.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ЗАО «ПримаИнвест».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество, шт
Трансформатор тока ТШЛ-0,66	6
Трансформатор тока ТТИ-125	6
Трансформатор тока ТПОЛ-10	12
Трансформатор тока Т-0,66	6
Трансформатор напряжения НАМИТ-10-2	2
Трансформатор напряжения НТМИ-6-66	2

Микропроцессорный счетчик Альфа А1141 RAL-B-W-4T	12
Устройство синхронизации системного времени (УССВ-16 HVS)	1
Рабочая станция АРМ	7
Шкаф УСПД (УСПД RTU-327-E1-M4, источник бесперебойного питания 230V Smart-UPS 2000VA RM 2U SURT2000XLI, медиаконвертер Nport 5150, радиотелефон стандарта CDMA CNU-680Pro, сотовый терминал GSM GNS-300RS, УССВ-16 HVS, модем U336E Plus, защита телефонной линии Expro TL 42, блок питания – 3 шт.)	1
Шкаф коммуникационный 1 (источник бесперебойного питания APC Back-UPS CS 350BA, BU-350, преобразователь портов ICPCon 7188D, преобразователь интерфейса ADAM 4520, медиаконвертер MOXA 5130, сотовый терминал Novacom GNS-300RS, радиомодем Novacom CAN-45CR, защита интерфейса Expro DI-16V – 2 шт., блок питания – 2 шт.)	2
Шкаф коммуникационный 2 (источник бесперебойного питания APC Back-UPS CS 350BA, BU-350, преобразователь портов ICPCon 7188D, преобразователь интерфейса ADAM 4520, сотовый терминал Novacom GNS-300RS, радиомодем Novacom CAN-45CR, защита интерфейса Expro DI-16V – 4 шт., блок питания – 2 шт.)	2
Шкаф коммуникационный 3 (источник бесперебойного питания APC Back-UPS CS 350BA, BU-350, преобразователь портов ICPCon 7188D, преобразователь интерфейса ADAM 4520, сотовый терминал Novacom GNS-300RS, радиомодем Novacom CAN-45CR, радиомодем Невод-5, защита интерфейса Expro DI-16V – 2 шт., блок питания – 2 шт.)	1
Шкаф коммуникационный 4 (источник бесперебойного питания APC Back-UPS CS 350BA, BU-350, медиаконвертер MOXA 5130, защита интерфейса Expro DI-16V – 2 шт., блок питания)	2
Шкаф коммуникационный 5 (источник бесперебойного питания APC Back-UPS CS 350BA, BU-350, медиаконвертер MOXA 5130, радиомодем Невод-5, блок питания)	1
АС_Диспетчер заданий XML	1
ПО Альфа Центр АС_PE_10 программный пакет с документами	1
ПО АльфаЦентр АС PE_20	1
ПО АльфаЦентр АС PE2 Prersonal	1
Руководство по эксплуатации	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ЗАО «ПримаИнвест». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.

Перечень основных средств поверки:

- 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 счетчиков электрической энергии Альфа А1140 в соответствии с методикой поверки МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные электронные Альфа А1140. Методика поверки. ДЯИМ.411152.019 МП»;
- средства поверки УСПД в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-327. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 году;
- Радиочасы МИР РЧ-01.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

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

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

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

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

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

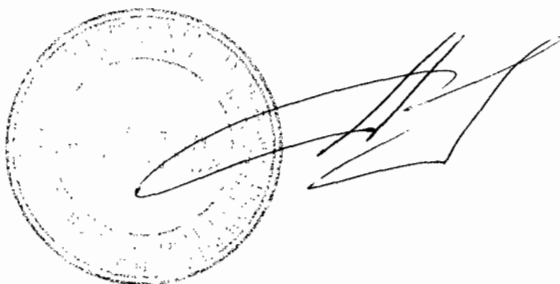
ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ЗАО «ПримаИнвест» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель: ООО «Экситон»

Адрес: 603009, г. Нижний Новгород,
ул. Столетова, 6
тел.: (831) 465-07-13
факс: (831) 465-07-11

Генеральный директор
ООО «Экситон»



А.И. Караулов