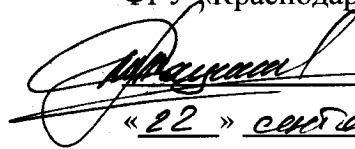


Подлежит публикации  
в открытой печати

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ГЦИ СИ  
ФГУ «Краснодарский ЦСМ»

 В.И. Даценко  
«22» сентября 2008г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижноватомэнергосбыт» на объектах ОАО «КНАУФ ГИПС ПСЕБАЙ»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>39454-08</u>
--	---

Изготовлена ОАО «РИТЭК-СОЮЗ» для коммерческого учета электроэнергии ОАО «Нижноватомэнергосбыт» на объектах ОАО «КНАУФ ГИПС ПСЕБАЙ» по проектной документации ОАО «РИТЭК-СОЮЗ», согласованной с ОАО «АТС», заводской номер 009.

## НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижноватомэнергосбыт» на объектах ОАО «КНАУФ ГИПС ПСЕБАЙ» предназначена для измерения количества активной и реактивной электроэнергии потребленной за установленные интервалы времени. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

## ОПИСАНИЕ

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- измерение календарного времени и интервалов времени;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- перезапуск АИИС;

- передача результатов измерений организациям, имеющим соглашения информационного обмена с ОАО «Нижноватомэнергосбыт» на объектах ОАО «КНАУФ ГИПС ПСЕБАЙ».
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций участников оптового рынка электроэнергии;
- 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;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ является иерархической, двухуровневой, интегрированной, автоматизированной измерительной системой с централизованным управлением и распределенной функцией измерения и состоит из 4-х информационно-измерительных каналов (далее – ИИК ТУ); измерительно-вычислительного комплекса (далее – ИВК) АИИС КУЭ.

Информационно-измерительные каналы точек учета АИИС КУЭ включают следующие средства измерений:

- измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) класса точности (далее - КТ) 0,5, по ГОСТ 7746;
- измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983;
- многофункциональные счетчики активной и реактивной электроэнергии типа «Альфа А1800» класса точности 0,5S/1 по ГОСТ 52323 для активной электроэнергии и 0,5 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии.

Перечень информационно-измерительных каналов точек учета, входящих в состав АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав ИИК ТУ, номера регистрации в Государственном реестре средств измерений представлены в таблице 1.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – «уровень информационно-измерительного комплекса точки учета» (уровень ИИК ТУ), выполняющий функцию измерений и включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, вторичные цепи и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа АЛЬФА А1800 класса точности 0,5S по ГОСТ 52323 (в части активной электроэнергии) и 1,0 по ГОСТ 26035 (в части реактивной электроэнергии), установленных на объектах ОАО «КНАУФ ГИПС ПСЕБАЙ» и соответствующие связующие компоненты.

2-й уровень – «уровень информационно-вычислительного комплекса» (ИВК) АИИС КУЭ, выполняющий функции обработки, хранения результатов измерений, диагностики состояния средств измерений, включающий в себя сервер базы данных (БД) ОАО «Нижноватом-энергосбыт» и сервер ОАО «КНАУФ ГИПС ПСЕБАЙ», аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, специализированное программное обеспечение (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, реактивная мощность вычисляется по значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мгновенной мощности, вычисляется для 30- минутных интервалов времени.

Информационный обмен между уровнями осуществляется по радиоканалу стандарта GSM регионального оператора сотовой связи. Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на уровень ИВК, где осуществляется обработка измерительной информации – перевод числа импульсов в именованные величины кВт·ч, квар·ч, умножение измеренного счётчиками количества электроэнергии на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передачу накопленных данных на сервер БД Краснодарского филиала ОАО «Нижноватомэнергосбыт».

В сервере БД Краснодарского филиала ОАО «Нижноватомэнергосбыт» формируются отчётные и справочные формы, которые передаются по каналам сотовой связи через интернет-провайдер на сервер ОАО «Нижноватомэнергосбыт» г.Москва и организациям–участникам оптового рынка электроэнергии.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), на базе устройства синхронизации времени УСВ-1, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Устройство синхронизации времени обеспечивает коррекцию и поддержание системного времени информационно-вычислительных компонентов на всех уровнях АИИС КУЭ (счетчик, сервер) по единому астрономическому времени, реализуемому во время сеансов связи между уровнями. Уровень ИВК (сервер) осуществляет коррекцию времени счетчиков и сервера расположенного в филиале ОАО «Нижноватомэнергосбыт» г.Краснодар, сличение времени с временем сервера осуществляется при каждом сеансе связи (допустимое рассогласование не превышает 2с). Погрешность системного времени АИИС КУЭ не превышает 5 с.

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

*Примечания:*

*1. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83;*

*2. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 1 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом в установленном в ОАО «Нижноватомэnergосбыт» на объектах ОАО «КНАУФ ГИПС ПСЕБАЙ» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.*

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 1

Таблица 1 - Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

## Перечень средств измерений в измерительных каналах АИИС

Таблица 1

Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения № ИК	Средство измерений			Ктт·Кти·Ксч	Наименование измеряемой величины
	Вид СИ, класс точности, ко- эффициент транс- формации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип	Заво- дской номер	
АИИС КУЭ ОАО «Ниж- новатом- энергосбыт» на объектах ОАО «КНАУФ ГИПС ПСЕ- БАЙ»	АИИС КУЭ		АИИС КУЭ ОАО «Ниж- новатом- энергосбыт» на объектах ОАО «КНА- УФ ГИПС ПСЕБАЙ»	№ 009	Энергия актив- ная, $W_p$ Энергия реактив- ная, $W_Q$ Календарное время
	ИВК	№ 20481-00	«Альфа- Центр»		Энергия активная, $W_p$ Энергия реактив- ная, $W_Q$ Календарное время
	СОЕВ	№ 28716-05	УСВ-1-04	№ 1369	Календарное время

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения № ИК	Средство измерений					Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины
	Вид СИ, класс точности, коэф- фициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о повер- ке		Обозначение, тип		Заво- дской номер		
ПС-110/10кВ «Псебай»  Л-10кВ П-14  ИК № 01	ТТ	Ктт=400/5 КТ 0,5; № 2473-05	А	ТЛМ-10-II- У1	№ 01875	8000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
			В	-	-		
			С	ТЛМ-10-II- У1	№ 00404		
	ТН	Ктт=10000/100; КТ 0,5; № 831-69	А	НТМИ-10-66	№ 138	8000	Напряжение пер- вичное, U <sub>1</sub>
			В				
			С				
	Счет- чик основ- ной	КТ 0,5S/1; U=100В I=5А R <sub>c</sub> =5000имп/кВт·ч Ксч=1; № 31857-06	A1805RAL- P4GB-DW3		№ 0118648 1	8000	Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вто- ричное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактив- ная, W <sub>Q</sub> (в двух направле- ниях) Календарное время

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта учета, диспетчер- ское на име- нование присоедине- ния № ИК	Средство измерений					Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины
	Вид СИ, класс точности, коэф- фициент трансформа- ции, № Госреестра СИ или свидетельства о повер- ке		Обозначение, тип		Заво- дской номер		
ПС-110/10кВ «Псебай»  ВЛ-10кВ П- 13  ИК 02	ТТ	Ктт=400/5 КТ 0,5; № 2473-05	A	ТЛМ-10- II -У1	№ 00759	8000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
			B	—	—		
			C	ТЛМ-10- II -У1	№ 00828		
	ТН	Ктт=10000/100; КТ 0,5; № 831-69	A	НТМИ-10-66	№ 138	8000	Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
			B				
			C				
	Счет- чик основ ной	Ксч=1; КТ 0,5S/1,0 U=100В I=5А R <sub>c</sub> =5000имп/кВт·ч № 31857-06	A1805RAL- P4GB-DW3		№ 011864 84	8000	Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> (в двух направлениях) Календарное время

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта учета, диспетчер- ское наиме- нование присоеди- нения № ИК	Средство измерений					Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины
	Вид СИ, класс точности, коэффи- циент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заво- дской номер		
ПС-110/10кВ «Псебай»  ВЛ-10кВ П- 31  ИК 03	ТТ	Ктт=400/5 КТ 0,5; № 2473-05	A	ТЛМ-10 У1	№ 01876	8000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
			B	-	-		
			C	ТЛМ-10 У1	№ 00407		
	ТН	Ктн=10000/100 КТ 0,5; № 831-69	A	НТМИ-10-66	№ 723	Напряжение первичное, U <sub>1</sub>	
			B				
			C				
	Счетчик основ- ной	Ксч=1; КТ 0,5S/1; U=100В I=5А R <sub>c</sub> =5000имп/кВт·ч № 31857-06	A1805RAL- P4GB-DW3		№ 011864 83	Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> (в двух направлениях) Календарное время	



Продолжение таблицы .1

Наименование объекта учета, диспетчер- ское наиме- нование присоедине- ния № ИК	Средство измерений					Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины
	Вид СИ, класс точности, ко- эффициент транс- формации, № Госреестра СИ или свидетельства о по- верке		Обозначение тип		Заво- дской номер		
ПС-110/10кВ «Шедок» ВЛ-10кВ Ш- 11  ИК 04	ТТ	Ктт=300/5; КТ 0,5; № 1856-63 № 22192-03	A	ТВЛМ-10	№ 1526	6000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
			B	-	-		
			C	ТПЛ-10	№ 8911		
	ТН	Ктн=10000/10 0; КТ 0,5; №831-69	A	НТМИ-10-66	№ 700		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
			B				
			C				
	Счетчик основ- ной	Ксч=1; КТ 0,5S/1,0; U=100В I=5А R <sub>c</sub> =5000имп/кВт· ч № 31857-06	A1805RAL- P4GB-DW3		№ 01186485		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторич- ное, U <sub>2</sub> Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> (в двух направлениях) Календарное время
	Счётчик резерв- ный	КТ=0,5S/1 U=100В I=5А R <sub>c</sub> =5000имп/кВт· ч № 13547-02	СЭТ4ТМ.02.2		№ 1370101		Энергия активная, W <sub>p</sub> отдача

**ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ**

Таблица 2 - Доверительные границы допускаемой относительной погрешности измерений электрической энергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ ОАО «Нижевоатомэнергосбыт» на объектах «Кнауф Гипс Псебай»

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение			
Число измерительных каналов АИИС КУЭ ОАО «Нижноватом-энергосбыт» на объектах ОАО «КНАУФ ГИПС ПСЕБАЙ»	4			
Диапазон первичного тока (I <sub>1</sub> ) для ИК №№ 1-3	20...480 А			
Диапазон первичного тока (I <sub>1</sub> ) для ИК № 4	15...360 А			
Диапазон вторичного тока (I <sub>2</sub> ) для ИК №№ 1 - 4	0,25...6 А			
Диапазон первичного напряжения (U <sub>1</sub> ) для ИК №№ 1 - 4	9000...11000 В			
Диапазон вторичного напряжения (U <sub>2</sub> ) для ИК №№ 1 - 4	90...110 В			
Нагрузка ТТ для ИК №№ 1 - 4 , при номинальной 20 ВА и cos φ <sub>2</sub> = 0,8,	2,5 ... 10 ВА			
Нагрузка ТН для ИК №№ 1- 4 при номинальной 120 ВА и cos φ <sub>2</sub> = 0,8	37,5 ... 120 ВА			
Коэффициент мощности cosφ	0,5 ... 1,0			
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии с помощью ИК №№ 1 - 4, включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S в рабочих условиях применения, при доверительной вероятности 0,95:  - в точке диапазона первичного тока сети: I <sub>1</sub> = 0,05·I <sub>НОМ</sub> - в точке диапазона первичного тока сети: I <sub>1</sub> = 0,2·I <sub>НОМ</sub> - в точке диапазона первичного тока сети: I <sub>1</sub> = 1,0·I <sub>НОМ</sub> - в точке диапазона первичного тока сети: I <sub>1</sub> = 1,2·I <sub>НОМ</sub>	cos φ			
	1,0	0,9	0,8	0,5
	±1,9	±2,4	±3,0	±5,6
	±1,2	±1,5	±1,8	±3,1
	±1,1	±1,2	±1,4	±2,4
±1,1	±1,2	±1,4	±2,4	
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии с помощью ИК №№ 1 -4, включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S в рабочих условиях применения, при доверительной вероятности 0,95:  - в точке диапазона первичного тока сети: I <sub>1</sub> = 0,05·I <sub>НОМ</sub> - в точке диапазона первичного тока сети: I <sub>1</sub> = 0,2·I <sub>НОМ</sub> - в точке диапазона первичного тока сети: I <sub>1</sub> = 1,0·I <sub>НОМ</sub> - в точке диапазона первичного тока сети: I <sub>1</sub> = 1,2·I <sub>НОМ</sub>	sin φ			
	0,9		0,6	
	±3,0		±4,8	
	±1,9		±2,7	
	±1,7		±2,2	
±1,7		±2,2		
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии с помощью ИК №№ 1 - 4, включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S в нормальных условиях применения, при доверительной вероятности 0,95:  - в точке диапазона первичного тока сети: I <sub>1</sub> = 0,05·I <sub>НОМ</sub> - в точке диапазона первичного тока сети: I <sub>1</sub> = 0,2·I <sub>НОМ</sub> - в точке диапазона первичного тока сети: I <sub>1</sub> = 1,0·I <sub>НОМ</sub> - в точке диапазона первичного тока сети: I <sub>1</sub> = 1,2·I <sub>НОМ</sub>	cos φ			
	1,0	0,9	0,8	0,5
	±1,8	±2,3	±2,9	±5,5
	±1,1	±1,4	±1,7	±3,0
	±1,0	±1,1	±1,3	±2,2
±1,0	±1,1	±1,3	±2,2	

Продолжение таблицы 2		
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии с помощью ИК №№ 1 -4, включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S в нормальных условиях применения, при доверительной вероятности 0,95:	sin φ	
	0,9	0,6
- в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$	±3,2	±4,7
- в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{\text{ном}}$	±1,8	±2,6
- в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{\text{ном}}$	±1,5	±2,0
- в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{\text{ном}}$	±1,5	±2,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения текущего времени, с/сутки	±5 с	

*Примечания:*

- В Таблице 2 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);
- Нормальные условия эксплуатации:
  - параметры питающей сети: напряжение -  $(220 \pm 4,4)$  В; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
  - параметры сети для ИК: диапазон напряжения -  $(0,99 \div 1,01)U_n$ ; диапазон силы тока -  $(0,05 \div 1,2)I_n$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,5 \div 1,0$  ( $0,6 \div 0,87$ ); частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;
  - магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков) - не более 0,05 мТл;
  - температура окружающего воздуха: ТН и ТТ - от  $-40^\circ\text{C}$  до  $+40^\circ\text{C}$ ; счетчиков - от  $+18^\circ\text{C}$  до  $+25^\circ\text{C}$ ; УСПД и ИВК - от  $+15^\circ\text{C}$  до  $+25^\circ\text{C}$ ;
  - относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5)\%$ ;
  - атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.
- Рабочие условия эксплуатации:  
для ТТ и ТН:
  - параметры сети для ИК: диапазон напряжения -  $(0,9 \div 1,1)U$ ; диапазон силы первичного тока -  $(0,05 \div 1,2)I_{n1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,5 \div 1,0$  ( $0,6 \div 0,87$ ); частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;
  - температура окружающего воздуха - от  $+5^\circ\text{C}$  до  $+30^\circ\text{C}$ ;
  - относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5)\%$ ;
  - атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.
 Для электросчетчиков:
  - параметры сети для ИК: диапазон напряжения -  $(0,9 \div 1,1)U$ ; диапазон силы вторичного тока -  $(0,05 \div 1,2)I_{n2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,8 \div 1,0$  ( $0,6$ ); частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;
  - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,05 мТл;
  - температура окружающего воздуха - от  $+10^\circ\text{C}$  до  $+30^\circ\text{C}$ ;
  - относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5)\%$ ;
  - атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.
 Для аппаратуры передачи и обработки данных:
  - параметры питающей сети: напряжение -  $(220 \pm 10)$  В; частота -  $(50 \pm 1)$  Гц;
  - температура окружающего воздуха - от  $+15^\circ\text{C}$  до  $+25^\circ\text{C}$ ;
  - относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5)\%$ ;

- атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.

4. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии по ГОСТ 52323 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п.1 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом установленном на ОАО «Нижноватомэнергосбыт» на объектах ОАО «КНАУФ ГИПС ПСЕБАЙ» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее  $T=50000$  ч., среднее время восстановления работоспособности  $t_{\text{в}}=2$  ч.;
- сервер БД - среднее время наработки на отказ не менее  $T=60000$  ч., среднее время восстановления работоспособности  $t_{\text{в}}=1$  ч..

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания счетчиков электрической энергии с помощью источника гарантированного питания типа APC. Переключение на источник резервного питания осуществляется автоматически;
- резервирование электрического питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование внутренних каналов передачи данных (счетчик – сервер БД);
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации – участники оптового рынка электроэнергии по телефонной сети общего пользования и GSM-каналу связи с использованием GSM- терминала Siemens MC-35 T;
- резервирование информации.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике.
- журнал событий Сервера БД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3,5 лет при  $25^{\circ}\text{C}$ , 2 года при  $60^{\circ}\text{C}$ ;
- ИВК – глубина хранения информации при отключении питания - не менее 5 лет.

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижноватомэнергосбыт» на объектах ОАО «КНАУФ ГИПС ПСЕБАЙ».

### **КОМПЛЕКТНОСТЬ**

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

### **ПОВЕРКА**

Поверка проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно – измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижноватомэнергосбыт» на объектах ОАО «КНАУФ ГИПС ПСЕБАЙ». Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Краснодарский ЦСМ» в сентябре 2008г..

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по ГОСТ 8.216-88, МИ 2845-2003, МИ 2925-2005
- электросчётчики «Альфа А1800»– по «Методике поверки счётчиков трёхфазных Альфа А1800, МП -2203-0042-2006», утвержденной в 2006 г. ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Менделеева»;
- УСВ-1 – поверка производится в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000 МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТИ» в декабре 2004 г.

Межповерочный интервал - 4 года.

### **НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ 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».

РД 34.11.114-98 «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные метрологические характеристики. Общие требования. — М.: РАО «ЕЭС России»

Регламент ОАО АТС Приложение № 11.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип «Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижноватомэnergосбыт» на объектах ОАО «КНАУФ ГИПС ПСЕБАЙ» утверждён с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

**Изготовитель:**

**ОАО «РИТЭК-СОЮЗ»**

Адрес: 350080, г. Краснодар,

ул. Демуса, 50

Тел.: (861) 260-48-00

Факс: (861) 260-48-14

**Генеральный директор**



**Фридман Л.М.**