

Подлежит публикации в
открытой печати

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ГЦИ СИ
ФГУ «Ростовский ЦСМ»



В.А. Романов

2005 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Донэнергосбыт» (Батайские МЭС)	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>30028-05</u>
--	---

Изготовлена по технической документации ООО «Ростовналадка», г. Ростов-на-Дону, заводской номер 001.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Донэнергосбыт» (Батайские МЭС) (в дальнейшем – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также автоматизированного сбора, хранения, обработки и отражения полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов с энергопоставляющими организациями и оперативного управления потреблением электроэнергии.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- выполнение измерений интегрированных активной и реактивной мощности;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение данных об измеренных величинах в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в заинтересованные организации результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений со стороны сервера энергоснабжающей организации к информационно-вычислительному комплексу (далее – ИВК), устройству сбора и передачи данных (далее – УСПД);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ состоит из измерительных каналов (далее ИК), включающих 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 КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав ИК представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень измерительных каналов

Канал измерений		Средство измерений		Ктг-Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК, КОД ТОЧКИ измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи, стандарт	Обозначение, тип		
ПС «БТ-1»		УСПД	КАПС «МИУС»		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
1	«КЛ-112»	ТТ КТ 0,5 Ктг =400/5	ТЛМ-10	4800	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Ктн=6000/100	НТМИ-6		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (A) КТ 1,0 (R) Ксч =1	СЭТ-4ТМ.02.2		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
2	«КЛ-121»	ТТ КТ 0,5 Ктг =400/5	ТЛМ-10	4800	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Ктн=6000/100	НАМИТ-10		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (A) КТ 1,0 (R) Ксч =1	СЭТ-4ТМ.02.2		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота

Канал измерений		Средство измерений		Ктт-Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК, КОД ТОЧКИ измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи, стандарт	Обозначение, тип, № Госреестра СИ		
3	«КЛ-123»	ТТ КТ 0,5 Ктт=300/5	ТВЛМ-10	3600	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Ктн=6000/100	НАМИТ-10		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (A) КТ 1,0 (R) Ксч=1	СЭТ-4ТМ.02.2		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
4	«КЛ-124»	ТТ КТ 0,5 Ктт=1000/5	ТВЛМ-10	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Ктн=6000/100	НАМИТ-10		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (A) КТ 1,0 (R) Ксч=1	СЭТ-4ТМ.02.2		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
5	«КЛ-131»	ТТ КТ 0,5 Ктт=400/5	ТВЛМ-10	4800	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Ктн=6000/100	НТМИ-10		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (A) КТ 1,0 (R) Ксч=1	СЭТ-4ТМ.02.2		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
6	«КЛ-132»	ТТ КТ 0,5 Ктт=300/5	ТВЛМ-10	3600	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Ктн=6000/100	НТМИ-10		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (A) КТ 1,0 (R) Ксч=1	СЭТ-4ТМ.02.2		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота

Канал измерений		Средство измерений		Ктт-Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК, КОД ТОЧКИ измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи, стандарт	Обозначение, тип, № Госреестра СИ		
7	«КЛ-135»	ТТ КТ 0,5 Ктт=300/5	ТВЛМ-10	3600	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Ктн=6000/100	НТМИ-10		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (A) КТ 1,0 (R) Ксч=1	СЭТ-4ТМ.02.2		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
8	«КЛ-141»	ТТ КТ 0,5 Ктт=300/5	ТВЛМ-10	3600	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Ктн=6000/100	НТМИ-6		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (A) КТ 1,0 (R) Ксч=1	СЭТ-4ТМ.02.2		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
9	«КЛ-142»	ТТ КТ 0,5 Ктт=400/5	ТВЛМ-10	4800	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Ктн=6000/100	НТМИ-6		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (A) КТ 1,0 (R) Ксч=1	СЭТ-4ТМ.02.2		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
10	«КЛ-144»	ТТ КТ 0,5 Ктт=600/5	ТЛМ-10	7200	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Ктн=6000/100	НТМИ-6		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (A) КТ 1,0 (R) Ксч=1	СЭТ-4ТМ.02.2		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота

Канал измерений		Средство измерений		Кгг-Кгн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК, КОД ТОЧКИ измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи, стандарт	Обозначение, тип, № Госреестра СИ		
11	«КЛ-145»	ТТ КТ 0,5 Кгг=600/5	ТЛМ-10	7200	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Кгн=6000/100	НТМИ-6		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (A) КТ 1,0 (R) Ксч=1	СЭТ-4ТМ.02.2		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
12	«КЛ-146»	ТТ КТ 0,5 Кгг=600/5	ТЛМ-10	7200	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Кгн=6000/100	НТМИ-6		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (A) КТ 1,0 (R) Ксч=1	СЭТ-4ТМ.02.2		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота

Принцип работы АИИС КУЭ заключается в следующем.

Данные от первичных преобразователей электроэнергии (трансформаторов тока и напряжения) попадают на счетчики электрической энергии.

Счетчики электрической энергии – измерительные приборы, построенные по принципу цифровой обработки аналоговых сигналов. Управление процессом измерения и всеми функциональными узлами счетчика осуществляется высокопроизводительным микроконтроллером (МК), который реализует алгоритмы в соответствии со специализированной программой, заложенной в его внутреннюю память программ. Измерительная часть счетчиков выполнена на основе многоканального, шестнадцатиразрядного аналого-цифрового преобразователя (АЦП). Управление узлами производится через аппаратно-программные интерфейсы, реализованные на портах ввода/вывода МК. Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений напряжения и тока производит вычисление средних за период сети значений частоты, напряжения, тока активной и полной мощности.

УСПД (ИВКЭ) непрерывно осуществляет сбор данных с нижнего уровня, а именно со счетчиков электрической энергии по цифровому интерфейсу связи RS-485, производит обработку результатов измерений. Для обеспечения передачи информации между УСПД и уровнем ИВК используются средства связи - телефонные модемы (в т.ч. по выделенным линиям и сотовые модемы), подключаемые к УСПД посредством интерфейса RS-232.

Кроме того, предусмотрена возможность передачи данных от ИВКЭ на верхние уровни системы и в НП "АТС", минуя уровень ИВК.

Сбор информации от УСПД на подстанции осуществляется по основному и резервному

каналам связи опросной ПЭВМ ИВК. Управление сбором данных осуществляется при помощи программного обеспечения, которое функционирует на опросной ПЭВМ ИВК.

Собранная при помощи опросной ПЭВМ информация поступает в базу данных Сервера ИВК, где осуществляется ее хранение, обработка и предоставление на АРМы по локальной сети предприятия, а также дальнейшей ретрансляцией по существующим каналам связи в ОАО "Ростовэнерго", филиал ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС" – "Ростовское РДУ" и НП "АТС".

Система обеспечения единого времени выполняет функцию синхронизации хода внутренних часов элементов системы на всех уровнях АИИС, с обеспечением перехода на "Зимнее" и "Летнее" время и работает по часовому поясу г. Москва. Данная функция является централизованной. Корректировка времени на уровнях ИВК, ИВКЭ, ИИК АИИС осуществляется последовательно, начиная с верхних уровней.

На уровне ИВК ООО "Донэнергообьит" установлено устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приёмника. Настройка системного времени сервера баз данных ИВК ООО "Донэнергообьит" выполняется непосредственно от GPS-приёмника с помощью программного обеспечения входящего в его комплект поставки, не реже одного раза в сутки. Корректировка времени на сервере ИВК МЭС производится с помощью программного модуля входящего в комплект ПО "Сервер АСКУЭ" от сервера ИВК ООО "Донэнергообьит" с той же периодичностью. Корректировка времени на опросной ПЭВМ выполняется с помощью программного модуля входящего в комплект ПО "КАПС МИУС", "Программа связи" посредством межмашинного обмена с сервером ИВК МЭС. Корректировка хода внутренних часов УСПД (ИВКЭ) на подстанциях осуществляется во время одного из сеансов связи от опросной ПЭВМ ИВК Батайских МЭС. Синхронизация времени в УСПД является функцией программного модуля - компонента внутреннего ПО УСПД. Ход внутренних часов счетчиков электрической энергии (ИИК) синхронизируется со временем в УСПД не реже 1 раза в сутки. Коррекция выполняется принудительно со стороны УСПД, и реализуется программным модулем заводского ПО в счетчике. Все действия по синхронизации хода внутренних часов отображаются и записываются в журнал событий на каждом из вышеперечисленных уровней.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

1. Надежность применяемых в системе компонентов:
 - ИИК:
 - электросчётчика (параметры надежности $T = 90000$ час $t_b = 24$ часа);
 - ИВКЭ:
 - УСПД (параметры надежности $T_0 = 44000$ час $t_b = 2$ час);
 - ИВК:
 - сервер (параметры надежности $K_r = 0,99$ $t_b = 1$ час);
 - маршрутизатор (параметры надежности $K_r = 0,99$ $t_b = 1$ час);
 - опросная ЭВМ (параметры надежности $K_r = 0,99$ $t_b = 1$ час);
2. Надежность системных решений:
 - резервирование питания:
 - УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
 - резервирование каналов связи:
 - информация о результатах измерений может передаваться в энергоснабжающую организацию с помощью электронной почты и сотовой связи;
 - диагностика:
 - в журналах событий фиксируются факты:
 - журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в УСПД;
 - мониторинг состояния АИИС:
 - удаленный доступ:
 - возможность съема информации со счетчика автономным способом;
 - визуальный контроль информации на счетчике.
 - Организационные решения:
 - наличие ЗИП;
 - наличие эксплуатационной документации.
3. Защищённость применяемых компонентов:
- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - ИИК:
 - электросчётчика;
 - вторичных цепей:
 - испытательных коробок;
 - ИВКЭ:
 - УСПД;
 - ИВК:
 - сервера, маршрутизатора, опросной машины;
 - наличие защиты на программном уровне:
 - информации:
 - при параметрировании:
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер;
 - конфигурирование и настройка параметров АИИС.
4. Возможность проведения измерений следующих величин:
- приращение активной электроэнергии (функция автоматизирована);
 - приращение реактивной электроэнергии (функция автоматизирована);
 - время и интервалы времени (функция автоматизирована).
5. Возможность коррекции времени в:
- электросчетчиках (функция автоматизирована);
 - УСПД (функция автоматизирована);
 - ИВК (функция автоматизирована).
6. Возможность сбора информации:
- результатов измерения (функция автоматизирована).
7. Цикличность:
- измерений:
 - 30 минутные приращения (функция автоматизирована);
 - сбора:
 - 30 минут(функция автоматизирована);
 - 1 раз в сутки (функция автоматизирована).
8. Возможность предоставления информации о результатах измерения в энергоснабжающую организацию по выделенному телефонному каналу при помощи

факс модема Zuxel U336E, по сотовой связи, с использованием терминала сотовой связи Siemens TC 35.

9. Глубина хранения информации (профиля):

- электросчетчик имеет энергонезависимую память для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 110 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров (функция автоматизирована);
- УСПД - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу не менее и электропотребление за месяц по каждому каналу – 6 месяцев, сохранение информации при отключении питания – 5 лет (функция автоматизирована);
- ИВК - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - за весь срок эксплуатации системы (функция автоматизирована).

10. Синхронизация времени производится от сервера Батайских МЭС при помощи устройства синхронизации времени УСВ-1 во время одного из сеансов связи (функция автоматизирована):

- корректировка времени в момент синхронизации осуществляется сервером АИИС автоматически при обнаружении рассогласования времени УСВ-1 и сервера АИИС более чем на ± 1 с.
- разность показаний часов всех компонентов системы составляет не более ± 5 с.

Таблица 2 – Допустимые, нормальные и фактические условия выполнения измерений

Канал учета		Влияющие факторы			
номер ИК	объект учета	наименование параметров объекта учета, влияющих величин	нормальные (номинальные) значения влияющих факторов	предельные отклонения	
				допускаемые по НД на СИ	фактические значения
1	2	3	4	5	6
1	КЛ-112	Ток: ТТ счетчик Напряжение: ТН счетчик Коэффициент мощности $\cos\phi$ Потери натяжения Вторичная нагрузка ТТ при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Вторичная нагрузка ТН при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Частота: ТТ и ТН счетчик УСПД Температура окружающего воздуха: ТТ и ТН счетчик УСПД	400/5 А 5А 6 кВ/100 В 3x57,7/100 В 1,0 не более 0,25 % (25-100)% от $S_{НОМ}$ (25-100)% от $S_{НОМ}$ 50 Гц 50 Гц 50 Гц 20 °С 20 °С 20 °С	(5-120)% $J_{НОМ}$ (1-150)% $J_{НОМ}$ (80-120)% $U_{НОМ}$ (80-115)% $U_{НОМ}$ 0,5 инд. – 1 – 0,8 емк 0,25 % (по ПУЭ) (25-100)% от $S_{НОМ}$ (25-100)% от $S_{НОМ}$ (99-101)% от $f_{НОМ}$ (95-105)% от $f_{НОМ}$ (98-102)% от $f_{НОМ}$ (-40... 50) °С (-20...55) °С (-35...50) °С	(4-17)% $J_{НОМ}$ (4-17)% $J_{НОМ}$ (90-110)% $U_{НОМ}$ (90-110)% $U_{НОМ}$ 0,7 – 0,9 инд. 0,09 % 90% $S_{НОМ}$ 98% $S_{НОМ}$ (99-100)% от $f_{НОМ}$ (99-100)% от $f_{НОМ}$ (99-100)% от $f_{НОМ}$ (-20... 35) °С (5...35) °С (5...35) °С

Продолжение таблицы 2

Канал учета		Влияющие факторы			
номер ИК	объект учета	наименование параметров объекта учета, влияющих величин	нормальные (номинальные) значения влияющих факторов	предельные отклонения	
				допускаемые по НД на СИ	фактические значения
1	2	3	4	5	6
2	КЛ-121	Ток: ТТ счетчик Напряжение: ТН счетчик Коэффициент мощности $\cos\phi$ Потери натяжения Вторичная нагрузка ТТ при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Вторичная нагрузка ТН при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Частота: ТТ и ТН счетчик УСПД Температура окружающего воздуха: ТТ и ТН счетчик УСПД	400/5 А 5А 6 кВ/100 В 3x57,7/100 В 1,0 не более 0,25 % (25-100)% от $S_{НОМ}$ (25-100)% от $S_{НОМ}$ 50 Гц 50 Гц 50 Гц 20 °С 20 °С 20 °С	(5-120)% $J_{НОМ}$ (1-150)% $J_{НОМ}$ (80-120)% $U_{НОМ}$ (80-115)% $U_{НОМ}$ 0,5 инд. – 1 – 0,8 емк 0,25 % (по ПУЭ) (25-100)% от $S_{НОМ}$ (25-100)% от $S_{НОМ}$ (99-101)% от $f_{НОМ}$ (95-105)% от $f_{НОМ}$ (98-102)% от $f_{НОМ}$ (-40... 50) °С (-20...55) °С (-35...50) °С	(6-61)% $J_{НОМ}$ (6-61)% $J_{НОМ}$ (90-110)% $U_{НОМ}$ (90-110)% $U_{НОМ}$ 0,7 – 0,9 инд. 0,10 % 68% $S_{НОМ}$ 43% $S_{НОМ}$ (99-100)% от $f_{НОМ}$ (99-100)% от $f_{НОМ}$ (99-100)% от $f_{НОМ}$ (-20... 35) °С (5...35) °С (5...35) °С

Канал учета		Влияющие факторы			
номер ИК	объект учета	наименование параметров объекта учета, влияющих величин	нормальные (номинальные) значения влияющих факторов	предельные отклонения	
				допускаемые по НД на СИ	фактические значения
1	2	3	4	5	6
3	КЛ-123	Ток: ТТ счетчик Напряжение: ТН счетчик Коэффициент мощности $\cos\phi$ Потери натяжения Вторичная нагрузка ТТ при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Вторичная нагрузка ТН при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Частота: ТТ и ТН счетчик УСПД Температура окружающего воздуха: ТТ и ТН счетчик УСПД	300/5 А 5А 6 кВ/100 В 3x57,7/100 В 1,0 не более 0,25 % (25-100)% от $S_{\text{НОМ}}$ (25-100)% от $S_{\text{НОМ}}$ 50 Гц 50 Гц 50 Гц 20 °С 20 °С 20 °С	(5-120)% $J_{\text{НОМ}}$ (1-150)% $J_{\text{НОМ}}$ (80-120)% $U_{\text{НОМ}}$ (80-115)% $U_{\text{НОМ}}$ 0,5 инд. – 1 – 0,8 емк 0,25 % (по ПУЭ) (25-100)% от $S_{\text{НОМ}}$ (25-100)% от $S_{\text{НОМ}}$ (99-101)% от $f_{\text{НОМ}}$ (95-105)% от $f_{\text{НОМ}}$ (98-102)% от $f_{\text{НОМ}}$ (-40... 50) °С (-20...55) °С (-35...50) °С	(4-71)% $J_{\text{НОМ}}$ (4-71)% $J_{\text{НОМ}}$ (90-110)% $U_{\text{НОМ}}$ (90-110)% $U_{\text{НОМ}}$ 0,7 – 0,9 инд. 0,13 % 50% $S_{\text{НОМ}}$ 43% $S_{\text{НОМ}}$ (99-100)% от $f_{\text{НОМ}}$ (99-100)% от $f_{\text{НОМ}}$ (99-100)% от $f_{\text{НОМ}}$ (-20... 35) °С (5...35) °С (5...35) °С

Канал учета		Влияющие факторы			
номер ИК	объект учета	наименование параметров объекта учета, влияющих величин	нормальные (номинальные) значения влияющих факторов	предельные отклонения	
				допускаемые по НД на СИ	фактические значения
1	2	3	4	5	6
4	КЛ-124	Ток: ТТ счетчик Напряжение: ТН счетчик Коэффициент мощности $\cos\phi$ Потери натяжения Вторичная нагрузка ТТ при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Вторичная нагрузка ТН при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Частота: ТТ и ТН счетчик УСПД Температура окружающего воздуха: ТТ и ТН счетчик УСПД	1000/5 А 5А 6 кВ/100 В 3х57,7/100 В 1,0 не более 0,25 % (25-100)% от $S_{НОМ}$ (25-100)% от $S_{НОМ}$ 50 Гц 50 Гц 50 Гц 20 °С 20 °С 20 °С	(5-120)% $J_{НОМ}$ (1-150)% $J_{НОМ}$ (80-120)% $U_{НОМ}$ (80-115)% $U_{НОМ}$ 0,5 инд. – 1 – 0,8 емк 0,25 % (по ПУЭ) (25-100)% от $S_{НОМ}$ (25-100)% от $S_{НОМ}$ (99-101)% от $f_{НОМ}$ (95-105)% от $f_{НОМ}$ (98-102)% от $f_{НОМ}$ (-40... 50) °С (-20...55) °С (-35...50) °С	(9-37)% $J_{НОМ}$ (9-37)% $J_{НОМ}$ (90-110)% $U_{НОМ}$ (90-110)% $U_{НОМ}$ 0,7 – 0,9 инд. 0,13 % 70% $S_{НОМ}$ 43% $S_{НОМ}$ (99-100)% от $f_{НОМ}$ (99-100)% от $f_{НОМ}$ (99-100)% от $f_{НОМ}$ (-20... 35) °С (5...35) °С (5...35) °С

Канал учета		Влияющие факторы			
номер ИК	объект учета	наименование параметров объекта учета, влияющих величин	нормальные (номинальные) значения влияющих факторов	предельные отклонения	
				допускаемые по НД на СИ	фактические значения
1	2	3	4	5	6
5	КЛ-131	Ток: ТТ счетчик Напряжение: ТН счетчик Коэффициент мощности $\cos\phi$ Потери натяжения Вторичная нагрузка ТТ при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Вторичная нагрузка ТН при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Частота: ТТ и ТН счетчик УСПД Температура окружающего воздуха: ТТ и ТН счетчик УСПД	400/5 А 5А 6 кВ/100 В 3х57,7/100 В 1,0 не более 0,25 % (25-100)% от $S_{\text{НОМ}}$ (25-100)% от $S_{\text{НОМ}}$ 50 Гц 50 Гц 50 Гц 20 °С 20 °С 20 °С	(5-120)% $J_{\text{НОМ}}$ (1-150)% $J_{\text{НОМ}}$ (80-120)% $U_{\text{НОМ}}$ (80-115)% $U_{\text{НОМ}}$ 0,5 инд. – 1 – 0,8 емк 0,25 % (по ПУЭ) (25-100)% от $S_{\text{НОМ}}$ (25-100)% от $S_{\text{НОМ}}$ (99-101)% от $f_{\text{НОМ}}$ (95-105)% от $f_{\text{НОМ}}$ (98-102)% от $f_{\text{НОМ}}$ (-40... 50) °С (-20...55) °С (-35...50) °С	(15-49)% $J_{\text{НОМ}}$ (15-49)% $J_{\text{НОМ}}$ (90-110)% $U_{\text{НОМ}}$ (90-110)% $U_{\text{НОМ}}$ 0,7 – 0,9 инд. 0,09 % 70% $S_{\text{НОМ}}$ 99% $S_{\text{НОМ}}$ (99-100)% от $f_{\text{НОМ}}$ (99-100)% от $f_{\text{НОМ}}$ (99-100)% от $f_{\text{НОМ}}$ (-20... 35) °С (5...35) °С (5...35) °С

Продолжение таблицы 2

Канал учета		Влияющие факторы			
номер ИК	объект учета	наименование параметров объекта учета, влияющих величин	нормальные (номинальные) значения влияющих факторов	предельные отклонения	
				допускаемые по НД на СИ	фактические значения
1	2	3	4	5	6
6	КЛ-132	Ток: ТТ счетчик Напряжение: ТН счетчик Коэффициент мощности $\cos\phi$ Потери натяжения Вторичная нагрузка ТТ при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Вторичная нагрузка ТН при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Частота: ТТ и ТН счетчик УСПД Температура окружающего воздуха: ТТ и ТН счетчик УСПД	300/5 А 5А 6 кВ/100 В 3x57,7/100 В 1,0 не более 0,25 % (25-100)% от $S_{\text{НОМ}}$ (25-100)% от $S_{\text{НОМ}}$ 50 Гц 50 Гц 50 Гц 20 °С 20 °С 20 °С	(5-120)% $J_{\text{НОМ}}$ (1-150)% $J_{\text{НОМ}}$ (80-120)% $U_{\text{НОМ}}$ (80-115)% $U_{\text{НОМ}}$ 0,5 инд. – 1 – 0,8 емк 0,25 % (по ПУЭ) (25-100)% от $S_{\text{НОМ}}$ (25-100)% от $S_{\text{НОМ}}$ (99-101)% от $f_{\text{НОМ}}$ (95-105)% от $f_{\text{НОМ}}$ (98-102)% от $f_{\text{НОМ}}$ (-40... 50) °С (-20...55) °С (-35...50) °С	(4-102)% $J_{\text{НОМ}}$ (4-102)% $J_{\text{НОМ}}$ (90-110)% $U_{\text{НОМ}}$ (90-110)% $U_{\text{НОМ}}$ 0,7 – 0,9 инд. 0,09 % 70% $S_{\text{НОМ}}$ 99% $S_{\text{НОМ}}$ (99-100)% от $f_{\text{НОМ}}$ (99-100)% от $f_{\text{НОМ}}$ (99-100)% от $f_{\text{НОМ}}$ (-20... 35) °С (5...35) °С (5...35) °С

Канал учета		Влияющие факторы			
номер ИК	объект учета	наименование параметров объекта учета, влияющих величин	нормальные (номинальные) значения влияющих факторов	предельные отклонения	
				допускаемые по НД на СИ	фактические значения
1	2	3	4	5	6
7	КЛ-135	Ток: ТТ счетчик Напряжение: ТН счетчик Коэффициент мощности $\cos\phi$ Потери натяжения Вторичная нагрузка ТТ при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Вторичная нагрузка ТН при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Частота: ТТ и ТН счетчик УСПД Температура окружающего воздуха: ТТ и ТН счетчик УСПД	300/5 А 5А 6 кВ/100 В 3x57,7/100 В 1,0 не более 0,25 % (25-100)% от $S_{НОМ}$ (25-100)% от $S_{НОМ}$ 50 Гц 50 Гц 50 Гц 20 °С 20 °С 20 °С	(5-120)% $J_{НОМ}$ (1-150)% $J_{НОМ}$ (80-120)% $U_{НОМ}$ (80-115)% $U_{НОМ}$ 0,5 инд. – 1 – 0,8 емк 0,25 % (по ПУЭ) (25-100)% от $S_{НОМ}$ (25-100)% от $S_{НОМ}$ (99-101)% от $f_{НОМ}$ (95-105)% от $f_{НОМ}$ (98-102)% от $f_{НОМ}$ (-40... 50) °С (-20...55) °С (-35...50) °С	(10-81)% $J_{НОМ}$ (10-81)% $J_{НОМ}$ (90-110)% $U_{НОМ}$ (90-110)% $U_{НОМ}$ 0,7 – 0,9 инд. 0,10 % 75% $S_{НОМ}$ 99% $S_{НОМ}$ (99-100)% от $f_{НОМ}$ (99-100)% от $f_{НОМ}$ (99-100)% от $f_{НОМ}$ (-20... 35) °С (5...35) °С (5...35) °С

Продолжение таблицы 2

Канал учета		Влияющие факторы			
номер ИК	объект учета	наименование параметров объекта учета, влияющих величин	нормальные (номинальные) значения влияющих факторов	предельные отклонения	
				допускаемые по НД на СИ	фактические значения
1	2	3	4	5	6
8	КЛ-141	Ток: ТТ счетчик Напряжение: ТН счетчик Коэффициент мощности $\cos\phi$ Потери натяжения Вторичная нагрузка ТТ при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Вторичная нагрузка ТН при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Частота: ТТ и ТН счетчик УСПД Температура окружающего воздуха: ТТ и ТН счетчик УСПД	300/5 А 5А 6 кВ/100 В 3x57,7/100 В 1,0 не более 0,25 % (25-100)% от $S_{\text{НОМ}}$ (25-100)% от $S_{\text{НОМ}}$ 50 Гц 50 Гц 50 Гц 20 °С 20 °С 20 °С	(5-120)% $J_{\text{НОМ}}$ (1-150)% $J_{\text{НОМ}}$ (80-120)% $U_{\text{НОМ}}$ (80-115)% $U_{\text{НОМ}}$ 0,5 инд. – 1 – 0,8 емк 0,25 % (по ПУЭ) (25-100)% от $S_{\text{НОМ}}$ (25-100)% от $S_{\text{НОМ}}$ (99-101)% от $f_{\text{НОМ}}$ (95-105)% от $f_{\text{НОМ}}$ (98-102)% от $f_{\text{НОМ}}$ (-40... 50) °С (-20...55) °С (-35...50) °С	(3-8)% $J_{\text{НОМ}}$ (3-8)% $J_{\text{НОМ}}$ (90-110)% $U_{\text{НОМ}}$ (90-110)% $U_{\text{НОМ}}$ 0,7 – 0,9 инд. 0,12 % 67,5% $S_{\text{НОМ}}$ 100% $S_{\text{НОМ}}$ (99-100)% от $f_{\text{НОМ}}$ (99-100)% от $f_{\text{НОМ}}$ (99-100)% от $f_{\text{НОМ}}$ (-20... 35) °С (5...35) °С (5...35) °С

Канал учета		Влияющие факторы			
номер ИК	объект учета	наименование параметров объекта учета, влияющих величин	нормальные (номинальные) значения влияющих факторов	предельные отклонения	
				допускаемые по НД на СИ	фактические значения
1	2	3	4	5	6
9	КЛ-142	Ток: ТТ счетчик Напряжение: ТН счетчик Коэффициент мощности $\cos\phi$ Потери натяжения Вторичная нагрузка ТТ при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Вторичная нагрузка ТН при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Частота: ТТ и ТН счетчик УСПД Температура окружающего воздуха: ТТ и ТН счетчик УСПД	400/5 А 5А 6 кВ/100 В 3x57,7/100 В 1,0 не более 0,25 % (25-100)% от $S_{\text{НОМ}}$ (25-100)% от $S_{\text{НОМ}}$ 50 Гц 50 Гц 50 Гц 20 °С 20 °С 20 °С	(5-120)% $J_{\text{НОМ}}$ (1-150)% $J_{\text{НОМ}}$ (80-120)% $U_{\text{НОМ}}$ (80-115)% $U_{\text{НОМ}}$ 0,5 инд. – 1 – 0,8 емк 0,25 % (по ПУЭ) (25-100)% от $S_{\text{НОМ}}$ (25-100)% от $S_{\text{НОМ}}$ (99-101)% от $f_{\text{НОМ}}$ (95-105)% от $f_{\text{НОМ}}$ (98-102)% от $f_{\text{НОМ}}$ (-40... 50) °С (-20...55) °С (-35...50) °С	(3-57)% $J_{\text{НОМ}}$ (3-57)% $J_{\text{НОМ}}$ (90-110)% $U_{\text{НОМ}}$ (90-110)% $U_{\text{НОМ}}$ 0,7 – 0,9 инд. 0,13 % 50% $S_{\text{НОМ}}$ 100% $S_{\text{НОМ}}$ (99-100)% от $f_{\text{НОМ}}$ (99-100)% от $f_{\text{НОМ}}$ (99-100)% от $f_{\text{НОМ}}$ (-20... 35) °С (5...35) °С (5...35) °С

Канал учета		Влияющие факторы			
номер ИК	объект учета	наименование параметров объекта учета, влияющих величин	нормальные (номинальные) значения влияющих факторов	предельные отклонения	
				допускаемые по НД на СИ	фактические значения
1	2	3	4	5	6
10	КЛ-144	Ток: ТТ счетчик Напряжение: ТН счетчик Коэффициент мощности $\cos\phi$ Потери натяжения Вторичная нагрузка ТТ при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Вторичная нагрузка ТН при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Частота: ТТ и ТН счетчик УСПД Температура окружающего воздуха: ТТ и ТН счетчик УСПД	600/5 А 5А 6 кВ/100 В 3x57,7/100 В 1,0 не более 0,25 % (25-100)% от $S_{НОМ}$ (25-100)% от $S_{НОМ}$ 50 Гц 50 Гц 50 Гц 20 °С 20 °С 20 °С	(5-120)% $J_{НОМ}$ (1-150)% $J_{НОМ}$ (80-120)% $U_{НОМ}$ (80-115)% $U_{НОМ}$ 0,5 инд. – 1 – 0,8 емк 0,25 % (по ПУЭ) (25-100)% от $S_{НОМ}$ (25-100)% от $S_{НОМ}$ (99-101)% от $f_{НОМ}$ (95-105)% от $f_{НОМ}$ (98-102)% от $f_{НОМ}$ (-40... 50) °С (-20...55) °С (-35...50) °С	(8-32)% $J_{НОМ}$ (8-32)% $J_{НОМ}$ (90-110)% $U_{НОМ}$ (90-110)% $U_{НОМ}$ 0,7 – 0,9 инд. 0,12 % 65% $S_{НОМ}$ 100% $S_{НОМ}$ (99-100)% от $f_{НОМ}$ (99-100)% от $f_{НОМ}$ (99-100)% от $f_{НОМ}$ (-20... 35) °С (5...35) °С (5...35) °С

Продолжение таблицы 2

Канал учета		Влияющие факторы			
номер ИК	объект учета	наименование параметров объекта учета, влияющих величин	нормальные (номинальные) значения влияющих факторов	предельные отклонения	
				допускаемые по НД на СИ	фактические значения
1	2	3	4	5	6
11	КЛ-145	Ток: ТТ счетчик Напряжение: ТН счетчик Коэффициент мощности $\cos\phi$ Потери натяжения Вторичная нагрузка ТТ при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Вторичная нагрузка ТН при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Частота: ТТ и ТН счетчик УСПД Температура окружающего воздуха: ТТ и ТН счетчик УСПД	600/5 А 5А 6 кВ/100 В 3x57,7/100 В 1,0 не более 0,25 % (25-100)% от $S_{НОМ}$ (25-100)% от $S_{НОМ}$ 50 Гц 50 Гц 50 Гц 20 °С 20 °С 20 °С	(5-120)% $J_{НОМ}$ (1-150)% $J_{НОМ}$ (80-120)% $U_{НОМ}$ (80-115)% $U_{НОМ}$ 0,5 инд. – 1 – 0,8 емк 0,25 % (по ПУЭ) (25-100)% от $S_{НОМ}$ (25-100)% от $S_{НОМ}$ (99-101)% от $f_{НОМ}$ (95-105)% от $f_{НОМ}$ (98-102)% от $f_{НОМ}$ (-40... 50) °С (-20...55) °С (-35...50) °С	(3-33)% $J_{НОМ}$ (3-33)% $J_{НОМ}$ (90-110)% $U_{НОМ}$ (90-110)% $U_{НОМ}$ 0,7 – 0,9 инд. 0,11 % 77,5% $S_{НОМ}$ 100% $S_{НОМ}$ (99-100)% от $f_{НОМ}$ (99-100)% от $f_{НОМ}$ (99-100)% от $f_{НОМ}$ (-20... 35) °С (5...35) °С (5...35) °С

Канал учета		Влияющие факторы			
номер ИК	объект учета	наименование параметров объекта учета, влияющих величин	нормальные (номинальные) значения влияющих факторов	предельные отклонения	
				допускаемые по НД на СИ	фактические значения
1	2	3	4	5	6
12	КЛ-146	Ток: ТТ счетчик Напряжение: ТН счетчик Коэффициент мощности $\cos\phi$ Потери натяжения Вторичная нагрузка ТТ при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Вторичная нагрузка ТН при $\cos\phi_2 \geq 0,8$ инд Частота: ТТ и ТН счетчик УСПД Температура окружающего воздуха: ТТ и ТН счетчик УСПД	600/5 А 5А 6 кВ/100 В 3x57,7/100 В 1,0 не более 0,25 % (25-100)% от $S_{НОМ}$ (25-100)% от $S_{НОМ}$ 50 Гц 50 Гц 50 Гц 20 °С 20 °С 20 °С	(5-120)% $J_{НОМ}$ (1-150)% $J_{НОМ}$ (80-120)% $U_{НОМ}$ (80-115)% $U_{НОМ}$ 0,5 инд. – 1 – 0,8 емк 0,25 % (по ПУЭ) (25-100)% от $S_{НОМ}$ (25-100)% от $S_{НОМ}$ (99-101)% от $f_{НОМ}$ (95-105)% от $f_{НОМ}$ (98-102)% от $f_{НОМ}$ (-40... 50) °С (-20...55) °С (-35...50) °С	(3-21)% $J_{НОМ}$ (3-21)% $J_{НОМ}$ (90-110)% $U_{НОМ}$ (90-110)% $U_{НОМ}$ 0,7 – 0,9 инд. 0,12 % 75% $S_{НОМ}$ 100% $S_{НОМ}$ (99-100)% от $f_{НОМ}$ (99-100)% от $f_{НОМ}$ (99-100)% от $f_{НОМ}$ (-20... 35) °С (5...35) °С (5...35) °С

Таблица 3 – Приписанные значения характеристик погрешности измерений ИК в рабочих условиях применения СИ и при предельных отклонениях влияющих факторов

Номер канала	Активная электроэнергия и мощность				
	Значение $\cos\varphi/\sin\varphi$	$\delta_{W_A 2\%} = \delta_{P 2\%}, \%$ для диапазона $W_{A 2\%} < W_{A НЗМ} \leq W_{A 5\%}$	$\delta_{W_A 5\%} = \delta_{P 5\%}, \%$ для диапазона $W_{A 5\%} < W_{A НЗМ} \leq W_{A 20\%}$	$\delta_{W_A 20\%} = \delta_{P 20\%}, \%$ для диапазона $W_{A 20\%} < W_{A НЗМ} \leq W_{A 100\%}$	$\delta_{W_A 100\%} = \delta_{P 100\%}, \%$ для диапазона $W_{A 100\%} < W_{A НЗМ} \leq W_{A 120\%}$
1 ÷ 12	1,0/0,0	не нормируется	1,9	1,2	1,0
	0,87/0,5	не нормируется	2,5	1,5	1,2
	0,8/0,6	не нормируется	3,0	1,7	1,4
	0,6/0,8	не нормируется	4,5	2,5	2,0
	0,5/0,866	не нормируется	5,5	3,0	2,4
Номер канала	Реактивная электроэнергия и мощность				
	Значение $\sin\varphi/\cos\varphi$	$\delta_{W_R 2\%} = \delta_{Q 2\%}, \%$ для диапазона $W_{R 2\%} < W_{R НЗМ} \leq W_{R 5\%}$	$\delta_{W_R 5\%} = \delta_{Q 5\%}, \%$ для диапазона $W_{R 5\%} < W_{R НЗМ} \leq W_{R 20\%}$	$\delta_{W_R 20\%} = \delta_{Q 20\%}, \%$ для диапазона $W_{R 20\%} < W_{R НЗМ} \leq W_{R 100\%}$	$\delta_{W_R 100\%} = \delta_{Q 100\%}, \%$ для диапазона $W_{R 100\%} < W_{R НЗМ} \leq W_{R 120\%}$
1 ÷ 12	1,0/0,0	не нормируется	2,4	1,6	1,5
	0,87/0,5	не нормируется	3,0	1,8	1,6
	0,8/0,6	не нормируется	3,5	2,0	1,7
	0,6/0,8	не нормируется	4,7	2,7	2,1
	0,5/0,866	не нормируется	5,8	3,2	2,5

Примечание:

1. Границы интервала относительной погрешности измерительных каналов приведены с вероятностью $P=0,95$ в рабочих условиях применения СИ и предельных отклонениях влияющих факторов.
2. В Таблице 3 приняты следующие обозначения:
 $W_{P 2\%}$ ($W_{Q 2\%}$) – значение электроэнергии при 2%-ной нагрузке (минимальная нагрузка);
Значение погрешности в скобках приведены для $W_{P 1\%}$ при $\cos\varphi=1$;
 $W_{P 5\%}$ ($W_{Q 5\%}$) – значение электроэнергии при 5%-ной нагрузке;
 $W_{P 20\%}$ ($W_{Q 20\%}$) – значение электроэнергии при 20%-ной нагрузке;
 $W_{P 100\%}$ ($W_{Q 100\%}$) – значение электроэнергии при 100%-ной нагрузке (номинальная нагрузка);
 $W_{P 120\%}$ ($W_{Q 120\%}$) – значение электроэнергии при 120%-ной нагрузке (максимальная нагрузка).

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную для коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Донэнергосбыт" (Батайские МЭС).

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ определена в проектной документацией на систему и приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

№	Наименование	Номер в Госреестре средств измерений	Примечание
<i>Основные технические компоненты</i>			
1	Технические средства учета электрической энергии и мощности		
1.1	Измерительные трансформаторы тока ТЛМ-10	Г.р. № 2473-69	Классы точности 0,5 (10 шт.)
1.2	Измерительные трансформаторы тока ТВЛМ-10	Г.р. № 1856-63	Классы точности 0,5 (14 шт.)
1.3	Измерительные трансформаторы напряжения НТМИ-6-66	Г.р. № 380-49	Классы точности 1,0 (2 шт.)
1.3	Измерительные трансформаторы напряжения НТМИ-10	Г.р. № 831-53	Классы точности 1,0 (1 шт.)
1.4	Измерительные трансформаторы напряжения НАМИТ-10	Г.р. № 16687-02	Классы точности 0,5 (1 шт.)
1.5	Счетчики СЭТ4-ТМ.02.2 для учёта активной и реактивной энергии	Г.р. № 20175-01	Класс точности 0,5S по ГОСТ 30206-94 и 1,0 по ГОСТ 26035-83 (12 шт.)
1.6	Комплекс программно-аппаратных средств КАПС «МИУС»	Г.р. № 16955-03	Обеспечивает сбор измерительной информации от счетчиков (1 шт.)
1.7	Устройство синхронизации времени УСВ-1	Г.р. № 28716-05	Установка или корректировка текущих значений времени и даты (1 шт.)
<i>Вспомогательные технические компоненты</i>			
2	Средства вычислительной техники и связи		
2.1	Модемы Zyxel U-336E	-----	2 шт.
2.2	GSM-модемы Siemens TC-35	-----	2 шт.
2.3	Источник бесперебойного питания APC 450 Va RM	-----	1 шт.
2.4	Источник бесперебойного питания APC 1500 Va RM 2U	-----	1 шт.
2.5	Сервер баз данных Kraftway «GEG EXPRESS»	-----	1 шт.

№	Наименование	Номер в Госреестре средств измерений	Примечание
2.6	Маршрутизатор Kraftway «GEG POPULAR»	-----	1 шт.
2.7	Опросная ПЭВМ Kraftway «GEG POPULAR»	-----	1 шт.
2.8	Переносной компьютер типа "Notebook"	-----	1 шт.
Программные компоненты			
3	Программное обеспечение, установленное на компьютере типа IBM PC	-----	ПО Microsoft Windows 2000 Server ПО Microsoft MS SQL Server 2000 ПО Microsoft Windows 2000 Pro ПО Microsoft MS Office 2000 ПО Red Hat Linux 7 ПО «КАПС МИУС» ПО «Сервер АСКУЭ» ПО конфигурации и опроса счетчиков
Эксплуатационная документация			
4.1	Руководство по эксплуатации АИИС КУЭ ООО «Донэнергосбыт» (Батайские МЭС).	-----	1 экз.
4.2	Методика поверки АИИС КУЭ ООО «Донэнергосбыт» (Батайские МЭС).	-----	1 экз.
4.3	Техническая документация на комплектующие изделия	-----	1 комплект

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «Методика поверки измерительных каналов системы автоматизированной информационно-измерительной для коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Донэнергосбыт» (Батайские МЭС), согласованной с ФГУ «Ростовский ЦСМ» в августе 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 на многофункциональные микропроцессорные счетчики электрической энергии типов СЭТ-4ТМ;
- средства поверки в соответствии с методикой поверки на комплекс аппаратно-технических средств КАПС «МИУС»;
- средства измерений в соответствии с утвержденным документом Методика выполнения измерений электроэнергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы (АИИС) ООО "Донэнергосбыт" (Батайские МЭС);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы;

- радиоприемник УКВ диапазона, принимающий сигналы службы точного времени; Межповерочный интервал - 4 года.
- Средства поверки – по НД на измерительные компоненты.

НОРМАТИВНЫЕ 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 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».

ГОСТ 34.601-90. «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.»

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную для коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Донэнергосбыт" (Батайские МЭС).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Донэнергосбыт" (Батайские МЭС) утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечен в эксплуатации.

Изготовитель:

ООО «Ростовналадка», адрес: 344072 Россия, г. Ростов-на-Дону, пр.Скачки 194/1, оф.501.

Генеральный директор ООО «Ростовналадка»



И.В. Усиков