



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 44279

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО "ДААЗ"-2011**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **1**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО "Инженерный центр "Прогресс", г.Москва

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **48105-11**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

СНДЛ.411711.024.МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **31 октября 2011 г. № 6290**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2011 г.

Серия СИ

№ 002331

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «ДААЗ»-2011

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «ДААЗ»-2011 (далее – АИИС КУЭ ОАО «ДААЗ»-2011) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии в точках измерений ОАО «ДААЗ», интервалов времени, календарного времени.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ОАО «ДААЗ»-2011 представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, которая состоит из измерительных каналов (ИК) и измерительно-вычислительного комплекса (ИВК) с функциями измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ).

АИИС КУЭ ОАО «ДААЗ»-2011 решает следующие задачи:

- организация автоматизированного коммерческого учета электроэнергии в точках измерений ОАО «Полиграфкомбинат детской литературы»;
- обмен информацией с заинтересованными участниками ОРЭ по согласованному формату и регламенту;
- формирование отчетных документов.

АИИС КУЭ ОАО «ДААЗ»-2011 включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии класса точности по ГОСТ Р 52323 (в части активной электроэнергии), по ГОСТ Р 52425 (в части реактивной электроэнергии), установленные на объектах АИИС КУЭ ОАО «ДААЗ»-2011.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер (далее - сервер), с функциями измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, автоматизированное рабочее место (АРМ).

В АИИС КУЭ ОАО «ДААЗ»-2011 измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счетчиков трансформаторного включения) поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают активную мощность ($P=U \cdot I \cdot \cos\varphi$) и полную мощность ($S=U \cdot I$). Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q=(S^2 - P^2)^{0.5}$. Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений P на 30-минутных интервалах времени. Подключение счётчиков к модему осуществляется с помощью интерфейса RS-232 или по интерфейсу RS-485 через преобразователь интерфейсов. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется в ИВК. Измеренные значения активной (реактивной) электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в базе данных ИВК.

Для передачи данных от ИИК на уровень ИВК используется сотовый канал связи (GSM900/1800). Данные хранятся в сервере базы данных. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, полу-

чаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных.

АИИС КУЭ ОАО «ДААЗ»-2011 оснащена системой обеспечения единого времени (СО-ЕВ), созданной на основе устройства синхронизации системного времени УССВ-35HVS, включающего в себя GPS-приемник. УССВ-35HVS синхронизирует время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Сервер ИВК периодически (1 раз в 1 час) производит синхронизацию системного времени со временем УССВ-35HVS, вне зависимости от наличия расхождения. Сервер ИВК во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 мин) сравнивает время на счетчиках электроэнергии. При обнаружении расхождения больше ± 2 с времени в счетчике электроэнергии от времени в сервера ИВК производится синхронизация времени счетчика.

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ ОАО «ДААЗ»-2011 соответствуют техническим требованиям ОРЭ к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращений активной и реактивной электрической энергии, измерений календарного времени, интервалов времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учета энергопотребления. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и ИВК соответствуют техническим требованиям ОРЭ к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам через оптопорт (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного инженерного пульта на базе NoteBook с последующей передачей данных на верхний уровень.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 60 суток;
- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 3,5 лет;

Для целей предотвращения физического доступа к токовым цепям и цепям напряжения счетчика и защиты метрологических характеристик системы предусмотрено выполнение следующих мероприятий: пломбирование корпусов счетчиков; испытательных коробок; клемм измерительных трансформаторов тока; установка прозрачной крышки из органического стекла на промежуточных клеммниках токовых цепей с последующим пломбированием. На программном уровне предусмотрена организация системы паролей с разграничением прав пользователей.

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

Программное обеспечение

ПО «Альфа-Центр» строится на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков электрической энергии и УСПД.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных тарифных зон не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Альфа-Центр» и определяются классом применяемых электросчетчиков (кл. точности 0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1; 2).

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии в ПО «Альфа-Центр», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в АИИС КУЭ ОАО «ДААЗ»-2011, приведены в таблице 1.

Таблица 1. Идентификационные данные ПО.

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Альфа-Центр»	Программа – планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	АС_РЕ 4.05.01.05	350fea312941b2c2e00a590fb617ae45	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		dedfd7b1a1a4f887b19440caa280d50e	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		5b0009aa01b467c075539bdfcf6be0b9	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		5f7bed5660c061fc898523478273176c	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2

Параметр	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электроэнергии	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 3.
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В Частота, Гц	220±22 50±1
Температурный диапазон окружающей среды: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	от 0 до +37 от 0 до +37
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	10; 6; 0,4

Параметр	Значение
Первичные номинальные токи, кА	1,5; 1,0; 0,8; 0,6; 0,4; 0,3; 0,2; 0,1
Номинальное вторичное напряжение, В	380; 100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек учета, шт.	14
Интервал измерений, минут	30
Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов, не более, секунд в сутки	±5
Средний срок службы системы, не менее, лет	15

Таблица 3. Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения электрической энергии, %.

№ ИК	Состав ИК	cos φ (sin φ)	$\delta_{5\%I}$	$\delta_{20\%I}$	$\delta_{100\%I}$
			$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$
1 - 13	ТТ (класс точности 0,5) ТН (класс точности 0,5) Счетчик (класс точности 0,5S)	1	±2,3	±1,8	±1,7
		0,8 (инд.)	±3,5	±2,4	±2,2
		0,5 (инд.)	±5,8	±3,5	±2,9
	ТТ (класс точности 0,5) ТН (класс точности 0,5) Счетчик (класс точности 1,0) (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	±5,8	±4,3	±4,0
		0,5 (0,87)	±4,2	±3,7	±3,5
14	ТТ (класс точности 0,5) Счетчик (класс точности 0,5S) (активная энергия)	1	±2,2	±1,7	±1,6
		0,8 (инд.)	±3,4	±2,3	±2,1
		0,5 (инд.)	±5,6	±3,2	±2,6
	ТТ (класс точности 0,5) Счетчик (класс точности 1,0) (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	±5,7	±4,2	±3,9
		0,5 (0,87)	±4,2	±3,6	±3,5

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени (d_p), рассчитываются по следующей формуле (на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах):

$$d_p = \pm \sqrt{d_s^2 + \left(\frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{cp}} \right)^2}, \text{ где}$$

d_p - пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии, в %;

d_s - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3 измерения электроэнергии, в %;

K – масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

K_e – внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт•ч);

T_{cp} - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

P - величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$d_{p.корр.} = \frac{\Delta t}{3600T_{cp}} \cdot 100\%$$

, где

Δt - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах);

T_{cp} - величина интервала усреднения мощности (в часах).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «ДААЗ»-2011.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений. Комплект поставки приведен в таблицах 4, 5.

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 4.

Таблица 4. Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики.

Канал измерений		Средство измерений				К _{ТТ} · К _{ТН} · К _{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				
1	ПС «Черемшанская» 220/110/10, ЗРУ-10 кВ, яч. 7	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} =1 500/5 Гос. р. № 2473-00		А	ТЛМ-10-2У3	№ 7080	30 000	Ток первичный, I ₁
			С	ТЛМ-10-2У3	№ 4488				
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} =10 000/100 Гос. р. № 16687-97		А	НАМИТ-10-1	№ 44	30 000	Напряжение первичное, U ₁
			В						
		С	КТ 0,5S/1,0 К _{Сч} =1 Гос. р. № 16666-97 К _И =5000 имп/кВт·ч (квар·ч) I _{ном} = 5 А		ЕвроАльфа ЕА05RL-В3		№1044541	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
		2	ПС «Черемшанская» 220/110/10, ЗРУ-10 кВ, яч. 24	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} =800/5 Гос. р. № 2473-00		А	ТЛМ-10-2У3	№ 4843
С	ТЛМ-10-2У3				№ 4837				
ТН	КТ 0,5 К _{ТН} =10 000/100 Гос. р. № 11094-87			А	НАМИ-10	№ 3084	16 000	Напряжение первичное, U ₁	
	В								
С	КТ 0,5S/1,0 К _{Сч} =1 Гос. р. № 16666-97 К _И =5000 имп/кВт·ч (квар·ч) I _{ном} = 5 А			ЕвроАльфа ЕА05RL-В3		№1044531	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		

Канал измерений		Средство измерений					К _{гг} · К _{гп} · К _{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			
3	ПС «Черемшанская» 220/110/10, ЗРУ-10 кВ, яч. 9	ТТ	КТ 0,5 К _{гг} =1 500/5 Гос. р. № 7069-02		А	ТОЛ-10	№ 18102	30 000	Ток первичный, I ₁
					С	ТОЛ-10	№ 19261		
		ТН	КТ 0,5 К _{гп} =10 000/100 Гос. р. № 16687-97		А	НАМИТ-10-1	№ 44		Напряжение первичное, U ₁
					В				
		С	ЕвроАльфа ЕА05RL-В3		№1044529	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время			
4	ПС «Черемшанская» 220/110/10, ЗРУ-10 кВ, яч. 26	ТТ	КТ 0,5 К _{гг} =1 000/5 Гос. р. № 9143-01		А	ТЛК-10	№ 3807	20 000	Ток первичный, I ₁
					С	ТЛК-10	№ 3963		
		ТН	КТ 0,5 К _{гп} =10 000/100 Гос. р. № 11094-87		А	НАМИ-10	№ 3084		Напряжение первичное, U ₁
					В				
		С	ЕвроАльфа ЕА05RL-В3		№1044532	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время			

Канал измерений		Средство измерений				К _{гг} · К _{гп} · К _{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			
5	ПС «Черемшанская» 220/110/10, ЗРУ-10 кВ, яч. 27	ТТ	КТ 0,5 К _{гг} =1 500/5 Гос. р. № 2473-00	А	ТЛМ-10-2У3	№ 1179	Ток первичный, I ₁	
				С	ТЛМ-10-2У3	№ 1180		
		ТН	КТ 0,5 К _{гг} =10 000/100 Гос. р. № 16687-97	А	НАМИТ-10-1	№ 44	30 000	Напряжение первичное, U ₁
				В				
				С				
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 Гос. р. № 16666-97 К _н =5000 имп/кВт·ч (квар·ч) I _{ном} = 5 А	ЕвроАльфа EA05RL-B3		№1044537	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
6	ПС «Черемшанская» 220/110/10, ЗРУ-10 кВ, яч. 22	ТТ	КТ 0,5 К _{гг} =800/5 Гос. р. № 2473-00	А	ТЛМ-10-2У3	№ 4846	Ток первичный, I ₁	
				С	ТЛМ-10-2У3	№ 4844		
		ТН	КТ 0,5 К _{гг} =10 000/100 Гос. р. № 11094-87	А	НАМИ-10	№ 3084	16 000	Напряжение первичное, U ₁
				В				
				С				
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 Гос. р. № 16666-97 К _н =5000 имп/кВт·ч (квар·ч) I _{ном} = 5 А	ЕвроАльфа EA05RL-B3		№1044530	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время	

Канал измерений		Средство измерений				К _{гг} · К _{гп} · К _{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			
7	ПС «Черемшанская» 220/110/10, ЗРУ-10 кВ, яч. 31	ТТ	КТ 0,5 К _{гг} =1 000/5 Гос. р. № 2473-00		А	ТЛМ-10-2У3	№ 6965	Ток первичный, I ₁
					С	ТЛМ-10-2У3	№ 1237	
		ТН	КТ 0,5 К _{гг} =10 000/100 Гос. р. № 16687-97		А	НАМИТ-10-1	№ 44	Напряжение первичное, U ₁
					В			
					С			
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 Гос. р. № 16666-97 К _н =5000 имп/кВт·ч (квар·ч) I _{ном} = 5 А		ЕвроАльфа ЕА05RL-B3		№1044542	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
8	ПС «Черемшанская» 220/110/10, ЗРУ-10 кВ, яч. 28	ТТ	КТ 0,5 К _{гг} =800/5 Гос. р. № 2473-00		А	ТЛМ-10-2У3	№ 2867	Ток первичный, I ₁
					С	ТЛМ-10-2У3	№ 4844	
		ТН	КТ 0,5 К _{гг} =10 000/100 Гос. р. № 11094-87		А	НАМИ-10	№ 3084	Напряжение первичное, U ₁
					В			
					С			
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 Гос. р. № 16666-97 К _н =5000 имп/кВт·ч (квар·ч) I _{ном} = 5 А		ЕвроАльфа ЕА05RL-B3		№1044534	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время

Канал измерений		Средство измерений				К _{гг} · К _{гп} · К _{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			
9	ПС «Черемшанская» 220/110/10, ЗРУ-10 кВ, яч. 29	ТТ	КТ 0,5 К _{гг} =1 500/5 Гос. р. № 2473-00	А	ТЛМ-10-2У3	№ 1174	Ток первичный, I ₁	
				С	ТЛМ-10-2У3	№ 1205		
		ТН	КТ 0,5 К _{гг} =10 000/100 Гос. р. № 16687-97	А	НАМИТ-10-1	№ 44	30 000	Напряжение первичное, U ₁
				В				
				С				
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 Гос. р. № 16666-97 К _н =5000 имп/кВт·ч (квар·ч) I _{ном} = 5 А	ЕвроАльфа ЕА05RL-B3		№1044535		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
10	ПС «Черемшанская» 220/110/10, ЗРУ-10 кВ, яч. 30	ТТ	КТ 0,5 К _{гг} =400/5 Гос. р. № 2473-00	А	ТЛМ-10-2У3	№ 5833	Ток первичный, I ₁	
				С	ТЛМ-10-2У3	№ 3654		
		ТН	КТ 0,5 К _{гг} =10 000/100 Гос. р. № 11094-87	А	НАМИ-10	№ 3084	8 000	Напряжение первичное, U ₁
				В				
				С				
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 Гос. р. № 16666-97 К _н =5000 имп/кВт·ч (квар·ч) I _{ном} = 5 А	ЕвроАльфа ЕА05RL-B3		№1044536		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время

Канал измерений		Средство измерений				К _{гт} · К _{гп} · К _{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			
11	ПС «Черемшанская» 220/110/10, ЗРУ-10 кВ, яч. 45	ТТ	КТ 0,5 К _{гт} =300/5 Гос. р. № 2473-00		А	ТЛМ-10-2У3	№ 0951	Ток первичный, I ₁
					С	ТЛМ-10-2У3	№ 0920	
		ТН	КТ 0,5 К _{гп} =10 000/100 Гос. р. № 16687-97		А	НАМИТ-10-1	№ 44	Напряжение первичное, U ₁
					В			
					С			
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 Гос. р. № 16666-97 К _н =5000 имп/кВт·ч (квар·ч) I _{ном} = 5 А		ЕвроАльфа EA05RL-B3		№1044540	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
12	ПС «Черемшанская» 220/110/10, ЗРУ-10 кВ, яч. 34	ТТ	КТ 0,5 К _{гт} =200/5 Гос. р. № 1276-59		А	ТПЛ-10	№ 2222	Ток первичный, I ₁
					С	ТПЛ-10	№ 2180	
		ТН	КТ 0,5 К _{гп} =10 000/100 Гос. р. № 11094-87		А	НАМИ-10	№ 3084	Напряжение первичное, U ₁
					В			
					С			
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 Гос. р. № 16666-97 К _н =5000 имп/кВт·ч (квар·ч) I _{ном} = 5 А		ЕвроАльфа EA05RL-B3		№1044538	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 _{ТН} · К _{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			
13	ТП-7М 10/0,4 кВ ОАО «ДААЗ» - ООО «Волга-1»	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} =100/5 Гос. р. № 1276-59		А	ТПЛ-10	№ 78081	Ток первичный, I ₁
			С	ТПЛ-10	№ 56962			
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} =10 000/100 Гос. р. № 831-53		А	НТМИ-10	№ 30880	Напряжение первичное, U ₁
			В					
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{Сч} =1 Гос. р. № 16666-97 К _И =5000 имп/кВт·ч (квар·ч) I _{ном} = 5 А		ЕвроАльфа EA05RL-B3		№1044539	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
		14	ТП-13Т 10/0,4 кВ, Щит 0,4 кВ ОАО «ДААЗ» - ДФСС Стадион «Торпедо»	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5 Гос. р. № 22656-07		А	Т-0,66
В	Т-0,66				№ 116314			
С	Т-0,66				№ 116319			
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{Сч} =1 Гос. р. № 31857-11 К _И =5000 имп/кВт·ч (квар·ч) I _{ном} = 5 А			Альфа A1805RL-P4G-DW		№ 01229785	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время	

Таблица 5

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации	Необходимое количество для АИИС КУЭ ОАО «ДААЗ»-2011
Системный блок сервера БД FORMOZA Альтаир (4-531 Prescott SOCKET-775 (3,0 GHz, 800 MHz)/ ASUS (VGAЕ, USB2.0, SATA RAID)/ RAM 1024 Mb/ HDD-2xSATA 80Gb / DVD-CDRW)	1
Системный блок АРМ FORMOZA (Intel Celeron 2,66 GHz/ ASUS (AGP 8x, SVGA, USB2.0, SATA)/ RAM 512 Mb/ HDD-80Gb/ DVD-CDRW) принтер HP LJ-1020 RUS	1
Модем коммутируемой линии связи Zyxell U336 E Plus	1
Преобразователь интерфейсов ADAM (RS-232/422/485 – FO)	10
Преобразователь интерфейсов (Ethernet/FO)	2
Концентратор Switch 5 port D-LINK DES-1005D	1
Низковольтное комплектное устройство НКУ АСКУЭ	1
Шкаф учета ШУ-2	4
Источник бесперебойного питания APC SMART-SU750I	1
УССВ на базе на базе GPS приемника УССВ 35 HVS	1
Персональный переносной компьютер Notebook BLISS 4020	1
Оптический преобразователь сигналов АЕ1	1
Программное обеспечение УСПД типа RTU-300 Aviatex v.1.9.8	1
Программное обеспечение ОС Windows 2000 Server RUS	1
Программное обеспечение ОС Windows 2000 Pro RUS	2
Программное обеспечение Альфа ЦЕНТР АС_PE20	1
Программное обеспечение Альфа ЦЕНТР АС_PE2	1
Программное обеспечение Альфа ЦЕНТР АС_Т	1
Программное обеспечение Альфа ЦЕНТР АС_Л	1
Технологическая инструкция	Один экземпляр
Руководство пользователя «СНДЛ.411711.024.ИЗ»	Один экземпляр
Паспорт-Формуляр «СНДЛ.411711.024.ПФ»	Один экземпляр
Методика поверки «СНДЛ.411711.024.МП»	Один экземпляр

Поверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «ДААЗ»-2011. Методика поверки» СНДЛ.411711.024.МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 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 многофункциональных ЕвроАльфа и Альфа (А1800) в соответствии с методикой поверки «Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА) Методика поверки», согласованной с заместителем директора ВНИИМ им. Д.И. Менделеева 1998 г. и методикой поверки «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденной руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 2011г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01;
- Вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А»;
- Мультиметр «Ресурс- ПЭ»

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «ДААЗ»-2011 «СНДЛ.411711.024.МИ»

Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «ДААЗ»-2011

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
3. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статистические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
4. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статистические счетчики реактивной энергии».
5. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
6. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений:

осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Инженерный центр «Прогресс», г. Москва.
105005, г. Москва, наб. Академика Туполева, д.15 корп. 22.
тел./факс: (495) 775-87-81; e-mail: info@ec-progress.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»
аттестат аккредитации 30004-08 от 27.06.2008г.
119361, Москва, Г-361, ул. Озерная, 46.
Тел. 781-86-03; e-mail: dept208@vniims.ru

Заместитель

Руководителя Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Е.Р. Петросян

МП «_____» _____ 2011 г.