

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

ОГЛАСОВАНО:

директор

Генеральный директор ФГУП «ВНИИМС»

В. Н. Яншин

» октябре 2009 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Монорельсовой Транспортной Системы ГУП «Московский метрополитен»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № <u>41915-09</u>
---	---

Изготовлена обособленным подразделением «Монорельсовая Транспортная Система» ГУП «Московский метрополитен», г. Москва по проектной документации ООО «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ», г. Москва. Заводской номер 001.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Монорельсовой Транспортной Системы ГУП «Московский метрополитен» предназначена для измерения потребленной и переданной активной и реактивной электроэнергии 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 энергообъектах обособленного подразделения «Монорельсовая Транспортная Система» ГУП «Московский метрополитен», г. Москва по утвержденной методике выполнения измерений количества электрической энергии.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, которая состоит из 8 измерительных каналов (ИК), 7 измерительно-вычислительных комплексов электроустановок (ИВКЭ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК) АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический 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;
- 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 обеспечения единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные каналы (ИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, счетчики активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1700, класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323 (в части активной электроэнергии) и 1,0 по ГОСТ Р 52425 (в части реактивной электроэнергии) и вторичные измерительные цепи, установленных на 7 энергообъектах обособленного подразделения «Монорельсовая Транспортная Система» ГУП «Московский метрополитен». Состав измерительных каналов АИИС КУЭ указан в таблице 1.1 (8 точек измерений).

2-й уровень - измерительно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ), включают в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), каналы сбора данных со счетчиков, аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи и специализированное программное обеспечение (ПО) «Альфа ЦЕНТР». Состав ИВКЭ АИИС КУЭ указан в таблице 1.1 (7 центров сбора информации).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер базы данных (сервер БД), автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, устройство синхронизации системного времени, аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, источник бесперебойного питания и 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, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на вход УСПД (уровень – ИВКЭ), установленный на энергообъекте, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по внутренним основному и резервному каналам на верхний уровень системы (сервер ИВК), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. В качестве внутреннего основного канала связи используются выделенные линии связи, а в качестве внутреннего резервного канала связи может быть использована коммутируемая линия телефонной сети связи общего пользования (ТфССОП).

На третьем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, получаемой с энергообъектов обособленного подразделения «Монорельсовая Транспортная Система» ГУП «Московский метрополитен», в частности резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД или АРМ операторов, по внешнему каналу связи. В качестве внешнего основного канала связи используется выделенный канал доступа в Интернет, а в качестве внешнего резервного канала связи может быть использована коммутируемая линия телефонной сети связи общего пользования (ТфССОП). Данные передаются в формате XML-файлов.

Регламентированный доступ к информации базы данных сервера уровня ИВК с АРМ оператора осуществляется через сегмент ЛВС предприятия по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации системного времени УССВ-16HVS, включающего в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Время сервера ИВК синхронизировано со временем устройства синхронизации системного времени, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. Сервер ИВК автоматически осуществляет коррекцию времени УСПД. Сличение времени УСПД со временем сервера ИВК один раз в 30 мин., корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера ИВК и УСПД ± 1 с. и более. УСПД автоматически осуществляет коррекцию времени счетчиков. Сличение времени счетчиков со временем УСПД один раз в 30 мин., корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков и УСПД ± 1 с. и более.

Абсолютная погрешность измерений времени СОЕВ не превышает предела абсолютной суточной погрешности измерения текущего времени, равного ± 5 с/сут.

Журналы событий счетчика электроэнергии 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.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их метрологические характеристики приведены в таблицах 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ.

Канал измерений		Состав измерительного канала						
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	Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины		
1	2	3	4	5	6	7		
	Обособленное МТС подразделение МТС ГУП «Московский метрополитен»	АИИС КУЭ	№	АИИС КУЭ Монорельсовой Транспортной Системы ГУП «Московский метрополитен»	№ 001	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время		
	ИВК Монорельсовой Транспортной Системы ГУП «Московский метрополитен»	ИВК	№ 20481-00	Альфа-Центр				
	ИВКЭ ТПП-1	УСПД	№ 37288-08	RTU-325L	№ 004837			
1	ст. «Тимирязевская» МТС ТПП-1 Ввод 210119 10кВ точка измерения № 1	ТТ	КТ=0,5 Ктт=100/5 № 9143-06	A	ТЛК-10-6 У3	№ 08367	2000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
				B	-	-		
				C	ТЛК-10-6 У3	№ 08401		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=10000/100 № 3345-04	A	НОЛ.08-10 УТ2	№ 8415		
B	-			-				
C	НОЛ.08-10 УТ2			№ 8515				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 25416-08	AV05-RAL-B-4	№ 03021808					
	ИВКЭ ТПП-2	УСПД	№ 37288-08	RTU-325L	№ 004840			
2	ст. «ул. Милашенкова» МТС ТПП-2 Ввод 21011 10кВ точка измерения № 2	ТТ	КТ=0,5 Ктт=150/5 № 9143-06	A	ТЛК-10-6 У3	№ 02642	3000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
				B	-	-		
				C	ТЛК-10-6 У3	№ 08000		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=10000/100 № 3345-04	A	НОЛ.08-10 УТ2	№ 7920		
				B	-	-		
				C	НОЛ.08-10 УТ2	№ 7918		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 25416-08	AV05-RAL-B-4	№ 03021208					

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3		4		5	6	7
	ИВКЭ ТТП-3	УСПД	№ 37288-08	RTU-325L		№ 004844		
3	ст. «Телецентр» МТС ТТП-3 Ввод 21012 10кВ точка измерения № 3	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =150/5 № 9143-06	A	ТЛК-10-6 У3	№ 03478	3000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	-	-		
				C	ТЛК-10-6 У3	№ 00806		
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 3345-04	A	НОЛ.08-10 УТ2	№ 7023		
				B	-	-		
				C	НОЛ.08-10 УТ2	№ 7105		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 25416-08	AV05-RAL-B-4		№ 03021195				
	ИВКЭ ТТП-4	УСПД	№ 37288-08	RTU-325L		№ 004832		
4	ст. «ул. Академика Королева» МТС ТТП-4 Ввод 21013 10кВ точка измерения № 4	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =150/5 № 9143-06	A	ТЛК-10-6 У3	№ 08089	3000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	-	-		
				C	ТЛК-10-6 У3	№ 08231		
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 3345-04	A	НОЛ.08-10 УТ2	№ 6851		
				B	-	-		
				C	НОЛ.08-10 УТ2	№ 7919		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 25416-08	AV05-RAL-B-4		№ 03021217				
	ИВКЭ ТТП-5	УСПД	№ 37288-08	RTU-325L		№ 004833		
5	ст. «Выставочный центр» МТС ТТП-5 Ввод 21014 10кВ точка измерения № 5	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =150/5 № 9143-06	A	ТЛК-10-6 У3	№ 00607	3000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	-	-		
				C	ТЛК-10-6 У3	№ 00081		
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 3345-04	A	НОЛ.08-10 УТ2	№ 8438		
				B	-	-		
				C	НОЛ.08-10 УТ2	№ 8514		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 25416-08	AV05-RAL-B-4		№ 03021199				
	ИВКЭ ТТП-6	УСПД	№ 37288-08	RTU-325L		№ 004845		
6	ст. «ул. Сергея Эйзенштейна» МТС ТТП-6 Ввод 21015 10кВ точка измерения № 6	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =100/5 № 9143-06	A	ТЛК-10-6 У3	№ 03904	2000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	-	-		
				C	ТЛК-10-6 У3	№ 04102		
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 3345-04	A	НОЛ.08-10 УТ2	№ 8821		
				B	-	-		
				C	НОЛ.08-10 УТ2	№ 9015		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 25416-08	AV05-RAL-B-4		№ 03021220				

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3		4		5	6	7
	ИВКЭ ТПП-7	УСПД	№ 37288-08	RTU-325L		№ 004835		
7	ст. «Депо» МТС ТПП-7 Ввод 21016-790 10кВ точка измерения № 7	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =150/5 № 9143-06	A	ТЛК-10-6 У3	№ 01628	3000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	-	-		
				C	ТЛК-10-6 У3	№ 01518		
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 3345-04	A	НОЛ.08-10 УТ2	№ 8479		
				B	-	-		
				C	НОЛ.08-10 УТ2	№ 7918		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 25416-08	AV05-RAL-B-4		№ 03021210				
8	ст. «Депо» МТС ТПП-7 Ввод 21016-112 10кВ точка измерения № 8	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =150/5 № 9143-06	A	ТЛК-10-6 У3	№ 03624	3000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	-	-		
				C	ТЛК-10-6 У3	№ 01484		
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 3345-04	A	НОЛ.08-10 УТ2	№ 7922		
				B	-	-		
				C	НОЛ.08-10 УТ2	№ 6589		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 25416-08	AV05-RAL-B-4		№ 03021200				

Примечания:

1. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии по ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ Р 52425 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

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, установленном в обособленном подразделении «Монорельсовая Транспортная Система» ГУП «Московский метрополитен» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть. Порядок оформления замены измерительных компонентов, а также других изменений, вносимых в АИИС КУЭ в процессе их эксплуатации после утверждения типа в качестве единичного экземпляра, осуществляется согласно Приложению Б МИ 2999-2006 .

Таблица 1.2. Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ.

№ ИК	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности $P=0,95$:	Основная погрешность ИК, ± %				Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %			
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,866 / \sin \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8 / \sin \varphi = 0,6$	$\cos \varphi = 0,5 / \sin \varphi = 0,866$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,866 / \sin \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8 / \sin \varphi = 0,6$	$\cos \varphi = 0,5 / \sin \varphi = 0,866$
1-8	- в диапазоне тока $0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,1I_{н1}$	1,8	2,5	2,9	5,5	2,2	2,8	3,2	5,7
		-	5,6	4,6	2,7	-	6,3	5,3	3,8
	- в диапазоне тока $0,1I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,6	2,2	2,5	4,6	2,0	2,5	2,8	4,8
		-	4,7	3,8	2,4	-	5,4	4,6	3,5
	- в диапазоне тока $0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,2	1,5	1,7	3,0	1,7	1,9	2,1	3,3
		-	3,1	2,6	1,8	-	4,1	3,7	3,1
	- в диапазоне тока $I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	1,6	1,7	1,8	2,6
		-	2,4	2,1	1,5	-	3,7	3,4	3,0

Примечания:

1. В Таблице 1.2 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в реальных условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);

2. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: диапазон напряжения - $(0,99 \div 1,01)U_{н}$; диапазон силы тока - $(0,05 \div 1,2)I_{н}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,866)$; частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
- температура окружающего воздуха: ТН и ТТ - от -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$; счетчиков - от $+21^{\circ}\text{C}$ до $+25^{\circ}\text{C}$; УСПД - от -10°C до $+55^{\circ}\text{C}$; ИВК - от $+15^{\circ}\text{C}$ до $+25^{\circ}\text{C}$;
- магнитная индукция внешнего происхождения (для электросчетчиков), не более - $0,05$ мТл;
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (100 ± 4) кПа.

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,05 \div 1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,866)$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от $+10^{\circ}\text{C}$ до $+30^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (100 ± 4) кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,05 \div 1,2)I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,866)$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от $+10^{\circ}\text{C}$ до $+30^{\circ}\text{C}$;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - $0,5$ мТл;
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (100 ± 4) кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха - от $+15^{\circ}\text{C}$ до $+25^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (100 ± 4) кПа.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T=120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_b=168$ ч;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее $T=100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_b=24$ ч;
- ИВК – коэффициент готовности - не менее $K_r=0,99$, среднее время восстановления работоспособности не более $t_b=1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания счетчиков электрической энергии с помощью устройства АВР;
- резервирование электрического питания шкафа УСПД с помощью устройства АВР;
- резервирование электрического питания шкафа сервера БД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование внутренних каналов передачи данных (УСПД - сервер);
- резервирование внешних каналов передачи данных (сервер – организации - участники ОРЭ).

Регистрация событий:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей;
 - испытательных коробок;
 - УСПД;
 - сервера;
- 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 сервер.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 35 суток; при отключении питания – 30 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Монорельсовой Транспортной Системы ГУП «Московский метрополитен» типографским способом.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа ТЛК-10-6 УЗ	16 шт.
Измерительный трансформатор напряжения НОЛ.08-10 УТ2	16 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный AV05-RAL-B-4 с блоком дополнительного питания АТ4012	8 комплектов
Коробка переходная ЛИМГ	8 шт.
Розетка	8 шт.
Разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	8 шт.
Измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (шкаф) в составе: – устройство сбора и передачи данных RTU325L-E2-512-M2-B2 с блоком питания TRACO; – проводной модем ZyXEL U-336E ^{Plus} – 2 шт.	7 комплектов
Информационно-вычислительный комплекс (шкаф) в составе: – сервер HPdx7400MT; – 17" TFT Monitor «NEC»; – клавиатура; – манипулятор типа «мышь»; – модемный блок ZyXEL RS-1612 с 7 проводными модемами ZyXEL U-336RE; – проводной модем ZyXEL U-336E ^{Plus} ; – устройство синхронизации системного времени УССВ-16HVS; – источник бесперебойного питания Smart-UPS 2200 VA.	1 комплект
Автоматизированное рабочее место (АРМ) в составе: – системный блок (Intel Celeron 430 1,8 ГГц; 1 Гб ОЗУ; HDD 149,05 Гб); – 19" TFT Monitor «Acer»; – клавиатура; – манипулятор типа «мышь»; – принтер.	1 комплект
Переносной инженерный пульт в составе: – переносной персональный компьютер; – оптический преобразователь «АЕ-1».	1 комплект
Основное программное обеспечение (ПО) сервера баз данных: – системное программное обеспечение ОС MS Windows Server 2003 R2; – СУБД Oracle 9i; – прикладное программное обеспечение «Альфа ЦЕНТР РЕ 2».	1 комплект
Основное программное обеспечение (ПО) автоматизированного рабочего места (АРМ): – системное программное обеспечение MS Windows XP Professional SP3; – прикладное программное обеспечение «Альфа ЦЕНТР Е2».	1 комплект
Основное программное обеспечение (ПО) переносного инженерного пульта: – системное программное обеспечение MS Windows XP Professional SP3; – ПО «Альфа ЦЕНТР Laptop» – ПО «MeterCat» и оптический преобразователь «АЕ-1» для работы со счетчиками системы.	1 комплект
Инструкция по эксплуатации	1 экземпляр
Руководство пользователя	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

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

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Монорельсовой Транспортной Системы ГУП «Московский метрополитен». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 12.10.2009 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 ГОСТ Р 8.584-2004 и документом «Счетчики электрической энергии трехфазные Альфа А1700. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» в августе 2008 г.;
- средства поверки УСПД в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 году;
- оборудование для поверки ИВК в соответствии с методикой поверки ИВК «Альфа-Центр» (ДЯИМ.466453.006МП), утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»;
- радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами «МИР РЧ-01»;
- термогигрометр «CENTER» (мод.314): диапазон измерений температуры от -20...+60 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10...100 %.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

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

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

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

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 (МЭК 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

МИ 2999-2006 «Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа».

МИ 3000-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Монорельсовой Транспортной Системы ГУП «Московский метрополитен».

