

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТНК-Уват»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТНК-Уват» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- Автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, мощности на 30-минутных интервалах;
- периодический (1 раз в 30 минут, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическое хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии 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, пломб 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).

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 3х-уровневую систему, которая состоит из измерительных каналов (далее – ИК), измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (далее – ИВКЭ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК) с системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). АИИС КУЭ реализуется на ООО «ТНК-Уват» территориально расположенного в Тюменской области, Кальчинское месторождение

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Уровень ИК, включающий измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983 и счётчики активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-05 (в части активной электроэнергии) и

класса точности 0,5 по ГОСТ Р 52425-05 (в части реактивной электроэнергии), типа СЭТ-4ТМ.03.01 класса точности 0,2S по ГОСТ 30206 (в части активной электроэнергии) и 0,5 по ГОСТ 26035 (в части реактивной электроэнергии), установленные на объектах, указанных в таблице 1 (7 измерительных каналов), а также вторичные электрические цепи и технические средства каналов передачи данных

Уровень ИВКЭ – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки АИИС КУЭ, созданный на базе устройств сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа МИР УСПД-01 (Госреестр СИ РФ № 27420-08, зав. № 1008453), технических средств приема-передачи данных и автоматизированное рабочее место (АРМ) диспетчера.

Уровень ИВК – информационно-вычислительный комплекс АИИС КУЭ с системой обеспечения единого времени, созданный на основе сервера базы данных (далее – сервер БД), автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ), устройства синхронизации системного времени на базе радиочасов МИР РЧ-01 (Госреестр СИ РФ № 27008-04, зав. № 17724) и технических средств приема-передачи данных.

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 преобразуют 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 времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, осуществляется ее хранение, накопление и передача накопленных данных на уровень ИВК по основному и резервному каналу связи: канал GSM-сети, образованный GSM-модемами Cinterion TC65.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по выделенной линии провайдера Internet-услуг (основной канал) и с помощью GSM-модема через Internet-сеть (резервный канал).

Программное обеспечение (далее – ПО) АИИС КУЭ на базе Программного комплекса (далее – ПК) УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение счетчика;
- программное обеспечение УСПД;
- программное обеспечение АРМ;
- программное обеспечение сервера БД.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии и УСПД, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействии со смежными системами. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени, состоящей из устройства синхронизации системного времени радиочасов МИР РЧ-01, предназначенных для приема сигналов GPS и выдачи последовательного импульсного временного кода; пределы

допускаемой абсолютной погрешности привязки переднего фронта импульса к шкале координированного времени составляют ± 1 мкс. Время сервера БД синхронизировано со временем радиочасов МИР РЧ-01, сличение ежесекундное. Время УСПД синхронизировано со временем сервера БД, корректировка осуществляется каждые 10 мин, корректировка времени УСПД осуществляется при расхождении времени УСПД и сервера БД на ± 1 с. Сличение времени счетчиков со временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени счетчиков производится при расхождении со временем УСПД на ± 2 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД 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

В АИИС КУЭ ООО «ТНК-Уват» используется программный комплекс (ПК) УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ версии 1.9.6 от 05.05.2011 г., в состав которого входят программы, указанные в таблице 4. ПК УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ.

Таблица 4 - Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
Сервер тревог	AlarmServer\AlarmCfg.dll	1.0.0.20	cbe933f3bd0759ea81c5c2c7b141494b	md5
Сервер тревог	AlarmServer\AlarmSr.exe	2.0.0.135	1261158448b358ba30575cb9af093d01	md5
SCADA МИР	AlarmViewer\AlarmView.ocx	1.1.1.11	80ceb45e6905957f04e48b14a3aff189	md5
SCADA МИР	AlarmViewer\AlarmWorker3.exe	1.1.1.3	7f64ce2d191377ed5bdf0f2614effe7	md5
SCADA МИР	Aristo\aristo.exe	1.0.0.3	3c1842a7d039715aa4425d8bee980d5e	md5
Сервер авторизации	AuthServer\AuthCnfg.dll	2.1.0.5	b0fc2c20b022ef19f286ebd23f11188c	md5
Сервер авторизации	AuthServer\AuthService.exe	2.0.0.2	1adfcc25983d8f7d27281202788c2a58	md5
Центр управления	ControlCenter\starter\starter.exe	3.0.0.24	9557550f139f83c8379d9af1e621b06d	md5
Центр управления	ControlCenter\starter.exe	2.2.0.3	cd862ab01c17837be710c3d97675e9be	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\Account.exe	1.0.2.45	2b0657f3ba2a22a69385054418816eeb	md5

1	2	3	4	5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\AppConf.dll	1.9.6.203	74c5eaeec347bf578a5d9824a7fa56b0	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\AppServ.dll	1.9.6.604	fbf3ff747d99271dd8c20ae2b51227f5	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\AutoUpd.exe	1.9.6.82	f267815eef50f98afb8b64eb92d8c741	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\CENTERSBOR.exe	1.0.3.23	393aecc08419539e1f7e9e72cbca42b3	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\EnergyAdmin.exe	1.1.3.26	6e9cc64ec1e94f724bb0e9ab2691579b	md5
Модуль импорта-экспорта	EnergyRes\ImpExpXML.dll	1.9.5.103	5b912ed844823b3d84df7ea9927615bb	md5
Модуль импорта-экспорта	EnergyRes\MirImpExp.exe	2.3.1.680	e94e66d3bf87cb9fcf6fce887ecaa21a	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\ReplSvc.exe	1.9.6.98	dbe5ee63580e67ffc945be3a282a248a	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\Reports2.exe	2.6.6.474	824362b68e9a45c673e38abf3a9dbf3d	md5
Borland Socket Server	EnergyRes\ScktSrvr.exe	11.1.2902.10492	afde45c0f793a25ffebafb5895c9cd30	md5
Модуль РАСЧЕТ УДЕЛЬНЫХ НОРМ	EnergyRes\SPECIFICNORM.DLL	1.0.0.136	2e745db88622923ca4dfad8c5788a644	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\WatchDog.exe	1.9.5.26	a04fcb867577a8e9a321f6188bb67351	md5
ПК Центр синхронизации времени	GPSServer\GPSCnfg.dll	1.0.0.2	0db7f9859e3e4e6b2362aae9a5106fe8	md5
ПК Центр синхронизации времени	GPSServer\GPSService.exe	1.0.0.2	b323e928abcc5ae1ce623c158f22be7c	md5
ПК Центр синхронизации времени	GPSServer\MonitorGPS.exe	1.0.0.2	ae547ea3f11465a088e4a1ee079ff7cb	md5
Библиотека драйверов ТМ ОМЬ	OPCServerV30\MirDrv.dll	2.2.2.165	0617b42b1d80b2026e19362ade8d75dd	md5
Библиотека драйверов "Канал счетчика электроэнергии"	OPCServerV30\Plugins\EChannel.dll	2.0.0.0	82cb2bd92be53e4ea6229a6b0584444f	md5
Библиотека драйверов "Группа счетчиков"	OPCServerV30\Plugins\MeterGroup.dll	1.3.0.0	5bfef9aaf5323f020dd224a1ef33530e	md5

1	2	3	4	5
Библиотека драйверов "Счетчики электрические"	OPCServerV30\Plugins\SchElectric.dll	4.1.0.6	27f771abce660458de337cf8c69bbe54	md5
Программа СЕРВЕР ОМЬ	OPCServerV30\ServerOm3.exe	3.1.0.27	56cae78c7af9b86796671e950e22b823	md5

- ПО внесено в Госреестр СИ РФ в составе системы автоматизированной информационно-измерительной комплексного учета энергоресурсов МИР, № 36357-07;
 - Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ПК УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения;
 - Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ПК УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ;
- Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С».

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 1-3

Таблица 1 – Состав измерительных каналов

Номер точки измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110/10 кВ «Юровская» ОРУ-110 кВ., I с.ш., фидер ВЛ-110 кВ «Демьянская-1»	ТФЗМ 110Б-IV 600/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 9799 Зав.№ 9371 Зав.№ 9305	НКФ-110-83 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Зав.№ 603 Зав.№ 323 Зав.№ 451 Зав.№ 523 Зав.№ 320 Зав.№ 340	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0806100987	УСПД МИР УСПД-01 Зав.№ 1008453	Активная, реактивная
2	ПС 110/10 кВ «Юровская» ОРУ-110 кВ., I с.ш., фидер ВЛ-110 кВ «Горная-1»	ТФЗМ 110Б-IV 600/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 9699 Зав.№ 9792 Зав.№ 9589	НКФ-110-83 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Зав.№ 603 Зав.№ 323 Зав.№ 451 Зав.№ 523 Зав.№ 320 Зав.№ 340	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0806100767		

1	2	3	4	5	6	7
6	ПС 110/10 кВ «Юровская» ОРУ-110 кВ., II с.ш., фидер ВЛ- 110 кВ «Демьянская-2»	ТФЗМ 110Б-IV 600/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 12986 Зав.№ 13012 Зав.№ 13018	НКФ-110-83 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Зав.№ 523 Зав.№ 320 Зав.№ 340 Зав.№ 603 Зав.№ 323 Зав.№ 451	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0806100958		
7	ПС 110/10 кВ «Юровская» ОРУ-110 кВ., II с.ш., фидер ВЛ- 110 кВ «Горная- 2»	ТФЗМ 110Б-IV 600/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 12951 Зав.№ 12977 Зав.№ 63077	НКФ-110-83 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Зав.№ 523 Зав.№ 320 Зав.№ 340 Зав.№ 603 Зав.№ 323 Зав.№ 451	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0806100944		
5	ПС 110/10 кВ «Юровская» ОРУ-110 кВ., I и II с.ш., фидер ВЛ-110 кВ «ОВ»	ТФЗМ 110Б-IV 600/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 9358 Зав.№ 9790 Зав.№ 9408	НКФ-110-83 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Зав.№ 523 Зав.№ 320 Зав.№ 340 Зав.№ 603 Зав.№ 323 Зав.№ 451	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0806102539		
4	ПС 110/10 кВ «Юровская» ЗРУ-10 кВ., I с.ш., ячейка 15, фидер «Солянка»	ТОЛ-10 50/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 3013 - Зав.№ 3441А	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 4070 НАМИТ-10-2 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 0578	СЭТ-4ТМ.03 01 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 104083117	УСПД МИР УСПД-01 Зав.№ 1008453	Активная, реактивная
3	ПС 110/10 кВ «Юровская» ЗРУ-10 кВ., I с.ш., ячейка 11, фидер «Першино»	ТОЛ-10 50/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 18.151 - Зав.№ 85770	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 4070 НАМИТ-10-2 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 0578	СЭТ-4ТМ.03 01 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 104083173		

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия)

Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества учтённой активной электрической энергии при доверительной вероятности P=0,95:									
Номер ИК	диапазон тока	Основная погрешность ИК, ±%				Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ±%			
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,87	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,87	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1, 2, 6,7, 5	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,8	2,4	2,8	5,4	1,9	2,6	2,9	5,5
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,1	1,4	1,6	2,9	1,2	1,6	1,8	3,1
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,1	1,3	1,4	2,4
4, 3	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,8	2,4	2,8	5,4	1,9	2,6	2,9	5,5
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,1	1,4	1,6	2,9	1,2	1,6	1,8	3,1
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,1	1,3	1,4	2,4

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия)

Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества учтённой реактивной электрической энергии при доверительной вероятности P=0,95:							
Номер ИК	диапазон тока	Основная погрешность ИК, ±%			Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ±%		
		cos φ = 0,87 (sin φ = 0,5)	cos φ = 0,8 (sin φ = 0,6)	cos φ = 0,5 (sin φ = 0,87)	cos φ = 0,87 (sin φ = 0,5)	cos φ = 0,8 (sin φ = 0,6)	cos φ = 0,5 (sin φ = 0,87)
1, 2, 6,7, 5	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	5,6	4,4	2,5	6,0	4,9	3,1
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	3,0	2,4	1,5	3,7	3,2	2,3
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	2,3	1,9	1,2	3,2	2,8	2,1
4, 3	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	5,6	4,4	2,6	5,8	4,7	2,9
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	3,0	2,4	1,5	3,2	2,6	1,8
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	2,3	1,8	1,2	2,5	2,1	1,6

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Нормальные условия:
 - параметры сети: диапазон напряжения (0,98 ÷ 1,02) Уном; диапазон силы тока (1 ÷ 1,2) Iном, коэффициент мощности cosφ (sinφ) = 0,87 (0,5) инд.; ; частота (50 ± 0,15) Гц;

- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$; счетчиков - от $+18\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$; ИВКЭ - от $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$; ИВК - от $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более $0,5\text{ мТл}$.

4. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 \div 1,1) U_{ном}$; диапазон силы первичного тока $(0,05 \div 1,2) I_{ном1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 \div 1,0$ ($0,5 \div 0,87$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$.

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 $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 \div 1,0$ ($0,5 \div 0,87$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - $0,5\text{ мТл}$.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (100 ± 4) кПа.

5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-05 и ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-05 и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983 и ГОСТ 7746, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- электросчетчик типа СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 140000$ ч., время восстановления работоспособности $T_{в} = 2$ ч.;
- электросчетчик типа СЭТ-4ТМ.03 01 – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 90000$ ч., время восстановления работоспособности $T_{в} = 2$ ч.;
- устройство сбора и передачи данных типа МИР УСПД-01 – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 75\ 000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $T_{в} = 2$ ч.;
- сервер - среднее время наработки на отказ $T = 146199$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 12$ ч.

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_{Г_АИИС} = 0,99998$ – коэффициент готовности;

$T_{O_ИК(АИИС)} = 3522$ ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;

- Ремонтпригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Функции контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в счетчике.
- журнал событий ИВКЭ:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в УСПД.
- журнал событий ИВК:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- 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) ООО «ТНК-Уват».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ООО «ТНК-Уват» определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений. Комплектность АИИС КУЭ ООО «ТНК-Уват» представлена в таблице 4.

Таблица 4

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа ТФЗМ 110Б-IV	5 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТОЛ-10	2 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НКФ-110-83	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НТМИ-10	1 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НАМИТ-10-2	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М	5 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03.01	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных типа МИР УСПД-1	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени на базе радиочасов МИР РЧ-01	1 шт.
Сервер сбора данных	1 шт.
Сервер баз данных	1 шт.
ПК УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ (ИВК)	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.
Формуляр	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТНК-Уват». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2010 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН – по МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения $6\sqrt{3}\dots 35$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения $35\dots 330/\sqrt{3}$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя» и/или по ГОСТ 8.216-88 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- Счетчики типа СЭТ-4ТМ.03.М. – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- Счетчики типа СЭТ-4ТМ.03.01. – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;

- Устройства сбора и передачи данных типа МИР УСПД-01 – по методике поверки, изложенной в разделе 10 документа «Устройства сбора и передачи данных МИР УСПД-01. Руководство по эксплуатации», согласованной с ГЦИ СИ «ВНИИМС» в декабре 2008 года;
- Радиочасы МИР РЧ-01 - по методике поверки М01.063.00.000 РЭ, раздел 8.
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Изложены в документе «Руководство по эксплуатации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТНК-Уват».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТНК-Уват»

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
6. ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».
7. ГОСТ 30206-94 «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)».
8. ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».
9. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель:

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «МИР» (ООО «НПО «МИР»)
644105, Россия, г. Омск, ул. Успешная, 51,
Тел. (381-2) 26-45-02, факс (381-2) 61-81-70

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Сервис-Метрология» (ООО «Сервис-Метрология»)

Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3

Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35

Тел. (499) 755-63-32

Испытательный центр:

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес:

119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8(495)437-55-77

Аттестат аккредитации № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

В.Н. Крутиков

М.п. «_____» _____ 2011 г.