ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО АНК «Башнефть» филиал «Башнефть-Уфанефтехим»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО АНК «Башнефть» филиал «Башнефть-Уфанефтехим» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности (далее по тексту – ОРЭМ) в ОАО АНК «Башнефть» филиал «Башнефть-Уфанефтехим» по расчетным точкам учета, сбора, хранения и обработки полученной информации. Отчетная документация о результатах измерений может передаваться коммерческому оператору оптового рынка электроэнергии и мощности (далее по тексту – КО), энергосбытовой организации, региональным подразделениям системного оператора Единой энергетической системы России (далее по тексту – СО), смежным субъектам ОРЭМ в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления выработкой и потреблением электроэнергии.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трёх уровней:

1-ый уровень – измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), который включает в себя устройство сбора и обработки данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, ее обработку и хранение;

3-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который включает в себя серверы сбора, обработки и хранения данных, расположенные в центре обработки данных (ЦОД) ОАО АНК «Башнефть» филиал «Башнефть-Уфанефтехим» (далее по тексту – серверы АИИС КУЭ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места операторов ЦОД, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

В качестве серверов АИИС КУЭ используются промышленные компьютеры HP DL380 G7 X (зав. номера CZ220403V8 – основной, CZ220403V5 – резервный) производства компании HP с установленным программным обеспечением «Программный комплекс «Энергосфера» (далее по тексту – ПК «Энергосфера») производства ООО «Прософт Системы».

В качестве УСПД используется контроллер сетевой индустриальный СИКОН С10 (номер в Госреестре 21741-03), зав. номер 313.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) 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 результатов участникам ОРЭМ, прием информации о результатах измерений и состоянии средств измерений от смежных субъектов ОРЭМ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);
- передача журналов событий счетчиков;

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

УСПД автоматически в соответствии с параметрами конфигурации один раз в 30 мин по линиям связи интерфейса RS-485 производит опрос, считывание, обработку, накопление, хранение, отображение измерительной информации счетчиков ИИК №№ 1-3, 17, 18. Считанные данные результатов измерений приводятся к реальным значениям с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН и заносятся в базу данных. Также в базу данных заносятся журналы событий счетчиков.

Сервер АИИС КУЭ автоматически в заданные интервалы времени (30 мин) производит считывание из УСПД данных коммерческого учета электроэнергии и записей журнала событий счетчиков ИИК №№ 1 - 3, 17, 18. Также автоматически с периодичностью 30 мин сервер АИИС КУЭ считывает данные профиля нагрузки и записей журнала событий счетчиков ИИК №№ 4 - 7, 10 - 16 с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН и счетчиков ИИК №№ 8, 9 – без учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН с последующим приведением результатов их измерений к реальным значениям.

Считывание сервером АИИС КУЭ данных осуществляется посредством сотовой сети связи стандарта GSM 900/1800 с применением технологий пакетной передачи данных GPRS (ИИК № 4 - 16) и технологии CSD (УСПД). После поступления на сервер считанной информации с помощью внутренних сервисов ПК «Энергосфера» данные обрабатываются и записываются в энергонезависимую память сервера (заносятся в базу данных). При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием инженерного пульта (ноутбука) через встроенный оптический порт.

В соответствии с договором об информационном обмене с ООО «Башкирская генерирующая компания» (ООО «БГК») информация о результатах измерений ИИК № 9.20, 9.21, 9.23 – 9.34, 9.36, 9.38 – 9.41, 9.43, 9.44 (Таблица 3) АИИС КУЭ ООО «БГК» (номер в Госреестре 52559-13), по электронной почте, в виде файла формата XML поступает в сервер АИИС КУЭ ОАО АНК «Башнефть» филиал «Башнефть-Уфанефтехим».

Посредством АРМ операторов ЦОД при помощи ПК «Энергосфера» осуществляется обработка информации и последующая ее передача энергосбытовой организации и/или КО в виде электронного файла формата XML. Передача информации в региональное подразделение СО и смежным субъектам оптового рынка осуществляется с сервера АИИС КУЭ в автоматическом режиме.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы УССВ, счетчиков, УСПД, сервера АИИС КУЭ. В качестве УССВ используется NTP-сервер точного времени «Метроном-200», зав. номер 030111146220, производства ООО «Метротек», укомплектованный антенной для приема сигналов точного времени систем GPS/ГЛОНАСС.

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УССВ происходит с цикличностью один раз в 1024 с. Синхронизация осуществляется при каждом цикле сравнения не зависимо от величины расхождения показаний часов сервера и УССВ.

Сравнение показаний часов УСПД и сервера АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к УСПД, но не реже одного раза в 30 минут, синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и сервера АИИС КУЭ на величину более чем ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК №№ 1 - 3, 17, 18 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут, синхронизация осуществляется один раз в сутки при расхождении показаний часов счетчика и УСПД на величину более чем ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчика ИИК №№ 4 - 16 и сервера АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут, синхронизация осуществляется один раз в сутки при расхождении показаний часов счетчика и сервера АИИС КУЭ на величину более чем ± 2 с.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (далее по тексту – ПО) АИИС КУЭ входит: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, программные средства СБД АИИС КУЭ - ПО систем управления базами данных (СУБД SQL), и прикладное ПО – ПК «Энергосфера», программные средства счетчиков электроэнергии – встроенное ПО счетчиков электроэнергии, встроенное ПО УСПД, ПО СОЕВ.

Состав прикладного программного обеспечения АИИС КУЭ приведён в таблице 1.

Таблица 1

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификаци-онный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
ПО на серверах АИИС КУЭ	ПК «Энергосфера» Сервер опроса PSO.exe	6.5.62.2139	868190359	CRC
	ПК «Энергосфера» Экспорт-импорт Expimp.exe	6.5.103.2840	1274778333	CRC
	ПК «Энергосфера» Консоль администратора adcenter.exe	6.3.72.688	253026022	CRC
	ПК «Энергосфера» Редактор расчетных схем AdmTool.exe	6.3.287.4376	3996201368	CRC
ПО на АРМ ЦОД	ПК «Энергосфера» Редактор расчетных схем AdmTool.exe	6.3.287.4376	3996201368	CRC
	ПК «Энергосфера» АРМ Энергосфера ControlAge.exe	6.5.97.1554	3244679612	CRC

ПО АИИС КУЭ не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в Таблице 4 и Таблице 5.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование ИИК (присоединения)	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	Сервер	Вид электроэнергии
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС 220/110/35 НПЗ ОРУ-110 кВ СШ-110 кВ яч.6 ВЛ-110 кВ НПЗ - ГПП-1 1Т	ТВ-110/50 КТ 1 1000/5 Зав. №№ 2981A; 2981B; 2981C Госреестр № 3190-72	НКФ-110-57У1 КТ 0,5 (110000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 1043; 1057; 1053; Госреестр № 1188-58 НКФ-110-83У1; КТ 0,5 110000/√3)/(100/√3 Зав. №№ 28271 Госреестр № 1188-84 НКФ-110-57У1; КТ 0,5 (110000/√3)/(100/√3) Зав. №1033; 1056 Госреестр № 1188-58	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Зав. № 02059356 Госреестр № 27524-04	СИКОН С10 Зав. № 313 Госреестр № 21741-03	HP DL380 G7 X Зав №№ CZ220403V8; CZ220403V5	Активная Реактивная
2	ПС 220/110/35 НПЗ ОРУ-110 кВ СШ-110 кВ яч.17 ВЛ-110 кВ НПЗ - ГПП-1 2Т	ТВ-110/50 КТ 1 1000/5 Зав. №№ 3934A; 3934B; 3934C Госреестр № 3190-72	НКФ-110-57У1 КТ 0,5 (110000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 9331; 27507; 1467656; Госреестр №№ 1188-58, 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Зав. № 02054675 Госреестр № 27524-04			Активная Реактивная
3	ПС 220/110/35 НПЗ ОРУ-110 кВ СШ-110 кВ яч.18 ВЛ-110 кВ НПЗ - ГПП-2 1Т	ТВ-110/50 КТ 1 1000/5 Зав. №№ 3814A; 3814B; 3814C Госреестр № 3190-72	НКФ-110-57У1 КТ 0,5 (110000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 9331; 27507; 1467656; Госреестр №№ 1188-58, 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Зав. № 02058482 Госреестр № 27524-04			Активная Реактивная
4	ГПП-2 «УНХ» РУ-35 кВ Ввод 35 кВ Т2	ТФНД-35М КТ 0,5 1500/5 Зав. №№ 16263; 16260; 16258 Госреестр № 3689-73	ЗНОМ-35-65У1 КТ 0,5 (35000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 1162559; 1162551; 1162581 Госреестр № 912-70	ЕМ 720 КТ 0,2S/1 Зав. № 953630 Госреестр № 39235-08	–		Активная Реактивная
5	ГПП-2 «УНХ» РУ-6 кВ 3 СШ Ввод 6 кВ Т2	ТПШЛ-10 У3 КТ 0,5 3000/5 Зав. №№ 3068; 3071; 5033 Госреестр № 1423-60	НТМК-6У4 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 734 Госреестр № 323-49	ЕМ 720 КТ 0,2S/1 Зав. № 953607 Госреестр № 39235-08			Активная Реактивная
6	ГПП-2 «УНХ» РУ-6 кВ 4 СШ Ввод 6 кВ Т2	ТПШЛ-10 У3 КТ 0,5 3000/5 Зав. №№ 3064; 3067; 3051 Госреестр № 1423-60	НТМК-6У4 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 734 Госреестр № 323-49	ЕМ 720 КТ 0,2S/1 Зав. № 953634 Госреестр № 39235-08			Активная Реактивная
7	ГПП-2 «УНХ» ТСН-2 6 кВ	ТПЛМ-10 КТ 0,5 20/5 Зав. №№ 78387; -; 14458 Госреестр № 2363-68	НТМК-6У4 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 734 Госреестр № 323-49	ЕМ 720 КТ 0,2S/1 Зав. № 953643 Госреестр № 39235-08			Активная Реактивная
8	ПС 35/3,3 кВ Загородная ОРУ-35 кВ Ввод ВЛ-35 кВ ф.4Ц	STSM 38 КТ 0,2S 300/1 Зав. №№ 09/49096; 09/49087; 09/49094 Госреестр № 37491-08	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 35000/100 Зав. № 99 Госреестр № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0807090662 Госреестр № 36697-08			Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
9	ПС 35/3,3 кВ Загородная ОРУ-35 кВ Ввод ВЛ-35 кВф.26Ц	STSM 38 КТ 0,2S 300/1 Зав. №№ 09/49092; 09/49091; 09/49093 Госреестр № 37491-08	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 35000/100 Зав. № 129 Госреестр № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0807090683 Госреестр № 36697-08	–	HP DL380 G7 X Зав №№ CZ220403V8; CZ220403V5	Активная Реактивная
10	ПС 110/35/6 кВ ГПП-1 РУ-6 кВ 2СШ яч.8	ТПЛ-10 КТ 0,5 75/5 Зав. №№ 2724; -; 3615 Госреестр № 1276-59	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 3413 Госреестр № 2611-70	ЕМ 720 КТ 0,2S/1 Зав. № 953620 Госреестр № 39235-08			Активная Реактивная
11	ПС 110/35/6 кВ ГПП-1 РУ-6 кВ 4СШ яч.28	ТПЛ-10 КТ 0,5 75/5 Зав. №№ 91863; -; 91121 Госреестр № 1276-59	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 11974 Госреестр № 2611-70	ЕМ 720 КТ 0,2S/1 Зав. № 953616 Госреестр № 39235-08			Активная Реактивная
12	ПС 35/6 кВ ЦРП-7 РУ-6 кВ 1СШ-6 кВ яч.14	ТПЛ-10-М КТ 0,5 100/5 Зав. №№ 4002; -; 3797 Госреестр № 22192-03	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 1477 Госреестр № 2611-70	ЕМ 720 КТ 0,2S/1 Зав. № 953609 Госреестр № 39235-08			Активная Реактивная
13	ПС 35/6 кВ ЦРП-7 РУ-6 кВ 2СШ-6 кВ яч.15	ТПЛ-10 М КТ 0,5 150/5 Зав. №№ 300; -; 10915 Госреестр № 22192-03	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 3607 Госреестр № 2611-70	ЕМ 720 КТ 0,2S/1 Зав. № 953638 Госреестр № 39235-08			Активная Реактивная
14	ПС-259 РУ-6 кВ 2СШ-6 кВ яч.2	ТПЛ-10 КТ 0,5 150/5 Зав. №№ 30234; -; 24787 Госреестр № 1276-59	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 378 Госреестр № 831-53	ЕМ 720 КТ 0,2S/1 Зав. № 953631 Госреестр № 39235-08			Активная Реактивная
15	ПС-259 РУ-6 кВ 2СШ-6 кВ яч.14	ТПЛ-10 КТ 0,5 200/5 Зав. №№ 10616; -; 10943 Госреестр № 1276-59	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 378 Госреестр № 831-53	ЕМ 720 КТ 0,2S/1 Зав. № 953635 Госреестр № 39235-08			Активная Реактивная
16	ПС-384 РУ-6 кВ 2СШ-6 кВ яч.20	ТПЛ-10-М КТ 0,5 100/5 Зав. №№ 5107; -; 5070 Госреестр № 22192-07	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 2739 Госреестр № 2611-70	ЕМ 720 КТ 0,2S/1 Зав. № 953642 Госреестр № 39235-08			Активная Реактивная
17	ПС 220/110/35 кВ НПЗ ОРУ-110 кВ ОВМI-III	ТВ-110/50 КТ 1 1000/5 Зав. №№ 2989А; 2989В; 2989С Госреестр № 3190-72	НКФ-110-57У1 КТ 0,5 (110000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 1043; 1057; 1053; Госреестр № 1188-58 НКФ-110-83У1; КТ 0,5 (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 28271 Госреестр №1188-84; НКФ-110-57У1; КТ 0,5 (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1033; 1056 Госреестр №1188-58	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Зав. № 02056472 Госреестр № 27524-04	СИКОН С10 Зав. № 313 Госреестр № 21741-03		Активная Реактивная
18	ПС 220/110/35 кВ НПЗ ОРУ-110 кВ ОВМII-IV	ТВ-110/50 КТ 1 1000/5 Зав. №№ 2985А; 2985В; 2985С Госреестр № 3190-72	НКФ-110-57У1 КТ 0,5 (110000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 9331; 27507; 1467656; Госреестр №№ 1188-58, 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Зав. № 02059564 Госреестр № 27524-04			Активная Реактивная

Таблица 3

№ ИИК	Наименование ИИК, включенных в АИИС КУЭ ООО «БГК»	Код точки измерений
9.20	Уфимская ТЭЦ-4; ЗРУ-35 кВ 1 СШ, яч.2	023070003208101
9.21	Уфимская ТЭЦ-4; ЗРУ-35 кВ 1 СШ, яч.4	023070003208102
9.23	Уфимская ТЭЦ-4; ЗРУ-35 кВ 1 СШ, яч.8	023070003208104
9.24	Уфимская ТЭЦ-4; ЗРУ-35 кВ 1 СШ, яч.10	023070003208105
9.25	Уфимская ТЭЦ-4; ЗРУ-35 кВ 2 СШ, яч.16	023070003208201
9.26	Уфимская ТЭЦ-4; ЗРУ-35 кВ 2 СШ, яч.18	023070003208202
9.27	Уфимская ТЭЦ-4; ЗРУ-35 кВ 2 СШ, яч.20	023070003208204
9.28	Уфимская ТЭЦ-4; ЗРУ-35 кВ 2 СШ, яч.22	023070003208205
9.29	Уфимская ТЭЦ-4; ЗРУ-35 кВ 2 СШ, яч.24	023070003208206
9.30	Уфимская ТЭЦ-4; ЗРУ-35 кВ 2 СШ, яч.26	023070003208207
9.31	Уфимская ТЭЦ-4; ЗРУ-35 кВ 2 СШ, яч.28	023070003208208
9.33	Уфимская ТЭЦ-4; ГРУ-6 кВ, СШ-6 кВ, яч.6	021150004414101
9.34	Уфимская ТЭЦ-4; ГРУ-6 кВ, СШ-6 кВ, яч.8	021150004414103
9.36	Уфимская ТЭЦ-4; ГРУ-6 кВ, СШ-6 кВ, яч.7	021150004414102
9.38	Уфимская ТЭЦ-4; ГРУ-6 кВ, СШ-6 кВ, яч.19	021150004414201
9.39	Уфимская ТЭЦ-4; ГРУ-6 кВ, СШ-6 кВ, яч.26	021150004414204
9.40	Уфимская ТЭЦ-4; ГРУ-6 кВ, СШ-6 кВ, яч.34	021150004414301
9.41	Уфимская ТЭЦ-4; ГРУ-6 кВ, СШ-6 кВ, яч.38	021150004414303
9.43	Уфимская ТЭЦ-4; ГРУ-6 кВ, СШ-6 кВ, яч.37	021150004414302
9.44	Уфимская ТЭЦ-4; ГРУ-6 кВ, СШ-6 кВ, яч.39	021150004414304

Таблица 4

Номер ИИК	Коэф. мощности cos φ	Пределы допускаемых относительных погрешностей ИИК при измерении активной электроэнергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации δ, %			
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \le I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
8, 9 ТТ – 0,2S; ТН – 0,5; Счетчик – 0,2S	1,0	± 1,3	± 1,0	± 0,9	± 0,9
	0,9	± 1,3	± 1,1	± 1,0	± 1,0
	0,8	± 1,5	± 1,2	± 1,1	± 1,1
	0,7	± 1,6	± 1,3	± 1,2	± 1,2
	0,6	± 1,9	± 1,5	± 1,4	± 1,4
	0,5	± 2,2	± 1,8	± 1,6	± 1,6
4 - 7, 10-16 ТТ – 0,5; ТН – 0,5; Счетчик – 0,2S	1,0	–	± 1,9	± 1,2	± 1,0
	0,9	–	± 2,4	± 1,4	± 1,2
	0,8	–	± 2,9	± 1.7	± 1,4
	0,7	–	± 3,6	± 2,0	± 1,6
	0,6	–	± 4,4	± 2,4	± 1,9
	0,5	–	± 5,5	± 3,0	± 2,3
1 - 3, 17, 18 ТТ – 1; ТН – 0,5; Счетчик – 0,2S	1,0	–	± 3,4	± 1,9	± 1,4
	0,9	–	± 4,4	± 2,4	± 1,7
	0,8	–	± 5,5	± 2,9	± 2,1
	0,7	–	± 6,8	± 3,6	± 2,5
	0,6	–	± 8,4	± 4,4	± 3,1
	0,5	–	± 10,6	± 5,4	± 3,8

Таблица 5

Номер ИИК	Коэф. мощ-ности cosφ/sinφ	Пределы допускаемых относительных погрешностей ИИК измерении реактивной электроэнергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации δ, %			
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \le I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
8, 9 ТТ – 0,2S; ТН – 0,5; Счетчик – 0,5	0,9/0,44	± 2,9	± 2,3	± 2,1	± 2,1
	0,8/0,6	± 2,4	± 2,0	± 1,8	± 1,8
	0,7/0,71	± 2,2	± 1,9	± 1,8	± 1,8
	0,6/0,8	± 2,2	± 2,0	± 1,8	± 1,8
	0,5/0,87	± 2,1	± 2,0	± 1,8	± 1,8
4 - 7, 10-16 ТТ – 0,5; ТН – 0,5; Счетчик – 1	0,9/0,44	–	± 7,1	± 4,6	± 3,9
	0,8/0,6	–	± 5,3	± 3,7	± 3,4
	0,7/0,71	–	± 4,5	± 3,4	± 3,2
	0,6/0,8	–	± 4,1	± 3,2	± 3,1
	0,5/0,87	–	± 3,8	± 3,1	± 3,0
1 - 3, 17, 18 ТТ – 1; ТН – 0,5; Счетчик – 0,5	0,9/0,44	–	± 12,5	± 6,4	± 4,5
	0,8/0,6	–	± 8,5	± 4,4	± 3,1
	0,7/0,71	–	± 6,7	± 3,5	± 2,5
	0,6/0,8	–	± 5,6	± 3,0	± 2,2
	0,5/0,87	–	± 4,9	± 2,6	± 2,0

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение переменного тока от 0,98·Uном до 1,02·Uном;
- сила переменного тока от Iном до 1,2·Iном, cosφ=0,9 инд;
- температура окружающей среды: 20 °С.

4. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение переменного тока от 0,9·Uном до 1,1·Uном;
- сила переменного тока от 0,05·Iном до 1,2·Iном для ИИК №№ 1 - 7, 10 - 18, от 0,01·Iном до 1,2·Iном для ИИК №№ 8, 9;
- температура окружающей среды:
  - для счетчиков электроэнергии от плюс 15 до плюс 35 °С;
  - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
  - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

5. Трансформаторы тока изготовлены по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики ИИК №№ 1-2, 17, 18 по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии; счетчики ИИК №№ 4-16 по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-05 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:
среднее время наработки на отказ:

- счетчики СЭТ-4ТМ.03 – не менее 90000 часов;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03М.16 – не менее 140000часов;
- счетчик ЕМ 720 – не менее 92000 часов;
- УСПД СИКОН С10 – не менее 70000 часов;

среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика Тв ≤ 2 часа;
- для УСПД Тв ≤ 2 часов;
- для сервера Тв ≤ 1 час;
- для компьютера АРМ Тв ≤ 1 час;
- для модема Тв ≤ 1 час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют возможность пломбирования;
- на счетчиках предусмотрена возможность пломбирование крышки зажимов и откидывающейся прозрачной крышки на лицевой панели счетчика;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, серверах, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и разграничение прав доступа;
- защита результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи).

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере АИИС КУЭ, УСПД, АРМ (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии (тридцатиминутный график нагрузки активной и реактивной энергии в двух направлениях):
  СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М.16 – не менее 113 суток; при отключении питания – не менее 3 лет;
  ЕМ 720 – за весь срок службы; при отключении питания – не менее 5 лет;
- УСПД СИКОН С10 – коммерческий график нагрузки по каждому каналу – не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 3 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средств измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6

Таблица 6

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	STSM 38	6
Трансформатор тока	ТВ-110/50	15
Трансформатор тока	ТПЛ-10	8
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	6
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	6
Трансформатор тока	ТФНД-35М	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	8
Трансформатор напряжения	НКФ-110-83	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	5
Трансформатор напряжения	НТМК-6У4	1
Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16	2
Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03	5
Электросчетчик	ЕМ 720	11
Сервер АИИС КУЭ	HP ProLiant DL380 G7 X5650	2
Асинхронный сервер RS-232/422/485 в Ethernet	MOXA NPort IA 5150	1
KVM-консоль с LCD монитором	ATEN CL5716M	1
GSM-коммуникатор	С-1.02	6
Коммутатор	Cisco Catalyst 2960S-24TS-S	1
Блок питания	MOXA DR-45-24	1
Сервер точного времени	Метроном-200	1
Переносной инженерный пульт	HP Mini-110-4100er	1
Моноблок	HP Compaq 8200	2
Принтер	HP LaserJet 2055	1
Источник бесперебойного питания	Back-UPS CS 500 VA 230V	2
Специализированное программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	ГДАР.411711.137-03 ПФ	1
Методика поверки	МП 1496/446-2013	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1496/446-2013 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО АНК «Башнефть» филиал «Башнефть-Уфанефтехим». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в январе 2013 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.16 – по методике поверке ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007;

- счетчиков ЕМ 720 – по методике поверки «Счетчик многофункциональный и анализатор качества электрической энергии ExpertMeter 720 (ЕМ 720). Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- СИКОН С10 – по методике поверки ВЛСТ 180.00.000 И1, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2003 г.;

Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04);

Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50) °С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительная системы коммерческого учета электроэнергии (мощности) ОАО АНК «Башнефть» филиал «Башнефть-Уфанефтехим» аттестована ЗАО НПП «ЭнергопромСервис». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 043/01.00238-2008/137-03.1-2012 от 14 сентября 2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)

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

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

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

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

5 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

6 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

7 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.

8 ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО НПП «ЭнергопромСервис»
105120, г. Москва, Костомаровский переулок, д. 3, офис 104
Телефон: + 7 (495) 663-34-35

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»). Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 года.

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31
Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11
Факс (499) 124-99-96

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии _____ Ф.В. Булыгин

М.П. «____» _____2013 г.