

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Новойл»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Новойл» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Новойл», сбора, хранения и обработки полученной информации. Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления выработкой и потреблением электроэнергии.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), установленных на присоединениях, указанные в таблице 2, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй 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, обработку и хранение ее, передачу на верхний уровень.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который включает в себя серверы сбора, обработки и хранения баз данных (основной и резервный), расположенные в центре обработки данных (ЦОД) филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Уфанефтехим» (далее по тексту – серверы АИИС КУЭ), автоматизированные рабочие места операторов ЦОД и филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Новойл», 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, обработку и хранение ее, передачу отчетных документов коммерческому оператору оптового рынка электроэнергии и мощности (КО) и смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин:

активная и реактивная электрическая энергия, вычисленная как интеграл по времени на интервале 30 мин от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности;

средняя на интервале 30 мин активная и реактивная мощность.

На выходе счетчиков ИК №№ 1-9, 12-14 измерительная информация присутствует с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, на выходе счетчиков ИК №№ 10, 11, 15, 16 – без учета коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

УСПД автоматически с заданной периодичностью или по запросу по линиям связи интерфейса RS-485 опрашивает счетчики опрашивает счетчики ИК №№ 10, 11 и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, перевод измеренных значений в именованные физические величины), помещение измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Сервер АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) программный комплекс (ПК) «Энергосфера» автоматически с заданной периодичностью или по запросу выполняет считывание из УСПД данных коммерческого учета электроэнергии и записей журнала событий счетчиков ИК №№ 10, 11, опрашивает счетчики ИК №№ 1-9, 12-16 и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН (только для счетчиков ИК №№ 15, 16), перевод измеренных значений в именованные физические величины), помещение измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Считывание сервером АИИС КУЭ данных из УСПД осуществляется посредством сотовой сети связи стандарта GSM 900/1800 и глобальной сети Internet; из счетчиков – при помощи проводных линий интерфейса RS-485 и Ethernet или пакетной передачи данных GPRS и оптических линий связи локальной вычислительной ПАО АНК «Башнефть». При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием ноутбука через встроенный оптический порт.

Сервер АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьего лица – АИИС КУЭ ООО «БГК», регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 65847-16 (далее – Рег.№). Измерительная информация поступает в формате XML-макетов в соответствии с Приложением № 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Сервер АИИС КУЭ объединяет измерительную информацию от ИК, перечисленных в таблице 2, и полученную от АИИС КУЭ ООО «БГК», выполняет хранение поступившей информации, производит формирование и оформление справочных и отчетных документов (отчеты в формате XML), передачу КО, смежным субъектам ОРЭМ и в региональные подразделения АО «СО ЕЭС» по электронной почте подписанных, при необходимости, электронной подписью XML-макетов. Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета, а также журналы событий соотнесены с московским временем. Единое время в АИИС КУЭ поддерживается системой обеспечения единого времени (СОЕВ), в которую входят NTP-сервер времени «Метроном-200» (далее – NTP-сервер), часы сервера АИИС КУЭ, УСПД, счетчиков. Шкала московского времени в СОЕВ формируется NTP-сервером, укомплектованным антенной, принимающей информацию от спутниковых систем GPS и ГЛОНАСС о календарной дате и времени на основе шкал UTC и UTC (SU) соответственно, при этом время шкалы UTC приводится NTP-сервером к московскому времени.

Сличение часов сервера АИИС КУЭ с часами NTP-сервера осуществляется каждые 10 мин, корректировка часов сервера происходит независимо от величины расхождения с часами NTP-сервера. Сличение показаний часов УСПД и сервера АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к УСПД, синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов

УСПД и сервера АИИС КУЭ на величину более чем ± 2 с. Сличение показаний часов счетчиков ИК №№ 10, 11 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, синхронизация осуществляется один раз в сутки при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем ± 2 с.

Сличение показаний часов счетчиков ИК №№ 1-9, 12-16 и сервера АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к счетчику, синхронизация осуществляется один раз в сутки при расхождении показаний часов счетчиков и сервера АИИС КУЭ на величину более чем ± 2 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», установленное на серверах АИИС КУЭ. Уровень защиты ПО ПК «Энергосфера» от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО ПК «Энергосфера» представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4, 5

Таблица 2 – Состав ИК

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК
№ ИК	Наименование ИК					
1	2	3	4	5	6	7
1	ГПП-4 110 кВ, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ 2Т	ТПОЛ-35 Кл. т. 0,5 $K_{ТТ} = 1000/5$ Пер. № 5717-76	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 $K_{ТН} = (35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Пер. № 912-70	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Пер. № 39235-08	1	Серверы АИИС КУЭ (осн. и рез.)
2	ГПП-4 110 кВ, РУ-6 кВ, 4 секция, ввод 6 кВ 2Т	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 $K_{ТТ} = 3000/5$ Пер. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 $K_{ТН} = 6000/100$ Пер. № 2611-70	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Пер. № 39235-08		
3	ГПП-4 110 кВ, РУ-6 кВ, 3 секция, ввод 6 кВ 2Т	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 $K_{ТТ} = 3000/5$ Пер. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 $K_{ТН} = 6000/100$ Пер. № 2611-70	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Пер. № 39235-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	
4	ГПП-4 110 кВ, ввод 6 кВ ТСН-2	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 $K_{ТТ} = 200/5$ Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 $K_{ТН} = 6000/100$ Рег. № 2611-70	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	1	Серверы АИИС КУЭ (осн. и рез.)	
5	ЦРП-2 35 кВ, РУ-6 кВ, 2 секция, яч. 29, КЛ-6 кВ ф. 29	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 $K_{ТТ} = 600/5$ Рег. № 25433-11	ЗНОЛ (мод. ЗНОЛПМИ-6) Кл. т. 0,5 $K_{ТН} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 46738-11	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08			
6	ЦРП-РМБ 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 секция, яч. 3, КЛ-6 кВ ф. 3	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 $K_{ТТ} = 200/5$ Рег. № 1276-59	НТМК-6-48 Кл. т. 0,5 $K_{ТН} = 6000/100$ Рег. № 323-49	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08			
7	ЦРП-РМБ 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 секция, яч. 1, КЛ-6 кВ ф. 1	ТПЛ (мод. ТПЛ-10-М) Кл. т. 0,5S $K_{ТТ} = 100/5$ Рег. № 47958-11	НТМК-6-48 Кл. т. 0,5 $K_{ТН} = 6000/100$ Рег. № 323-49	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08			
8	ЦРП-РМБ 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 секция, яч. 2, КЛ-6 кВ ф. 2	ТПЛ (мод. ТПЛ-10-М) Кл. т. 0,5S $K_{ТТ} = 100/5$ Рег. № 47958-11	НТМК-6-48 Кл. т. 0,5 $K_{ТН} = 6000/100$ Рег. № 323-49	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08			
9	ПС-121 6 кВ, 1 секция 6 кВ, яч. 12, КЛ-6 кВ ф. МУЭСП «Уфагорсвет»	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 $K_{ТТ} = 50/5$ Рег. № 1261-02	НОМ-6 Кл. т. 0,5 $K_{ТН} = 6000/100$ Рег. № 159-49	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08			
10	ПС 220 кВ НПС, ОРУ-110 кВ, яч. 4, ВЛ-110 кВ НПС - ГПП-4 НУНПС	SB 0,8 Кл. т. 0,2S $K_{ТТ} = 1000/5$ Рег. № 20951-08	Осн.: VCU (мод. VCU-123) Кл. т. 0,2 $K_{ТН} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 53610-13 Рез.: VCU (мод. VCU-123) Кл. т. 0,2 $K_{ТН} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 53610-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			СИКОН С70 Рег. № 28822-05

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
11	ПС 220 кВ НПС, ОРУ-110 кВ, ОВ 1-3	ТВГ-УЭТМ® (мод. ТВГ-УЭТМ®-110) Кл. т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Пер. № 52619-13	Осн.: VCU (мод. VCU-123) Кл. т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Пер. № 53610-13 Рез.: VCU (мод. VCU-123) Кл. т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Пер. № 53610-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	СИКОН С70 Пер. № 28822-05	Серверы АИИС КУЭ (осн. и рез.)
12	ПС ЦРП-РМБ 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 секция, яч.4, КЛ-6 кВ ф. 4	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 50/5 Пер. № 1276-59	НТМК-6-48 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Пер. № 323-49	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Пер. № 39235-08		
13	ПС ЦРП-РМБ 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 секция, яч.9, КЛ- 6 кВ ф. 9	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Пер. № 1276-59	НТМК-6-48 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Пер. № 323-49	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Пер. № 39235-08		
14	ПС ЦРП-РМБ 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 секция, яч.10, КЛ- 6 кВ ф. 10	ТПЛ (мод. ТПЛ-10-М) Кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Пер. № 47958-11	НТМК-6-48 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Пер. № 323-49	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Пер. № 39235-08	1	
15	ПС-124 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 секция, яч.10	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Пер. № 1261-02	ЗНОЛ-06 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Пер. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
16	ПС-124 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 секция, яч.13	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Пер. № 1261-02	ЗНОЛ-06 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) Пер. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик ИК АИИС КУЭ.
2. Допускается изменение наименований ИК без изменения технологического объекта, на котором проводятся измерения, а также уменьшение числа ИК.
3. Изменения по п.п. 1 и 2 примечаний оформляются техническим актом (ТА) в произвольной форме, утвержденным руководителем предприятия-владельца АИИС КУЭ и составленным с участием метрологической службы предприятия-владельца АИИС КУЭ, внесением изменений в эксплуатационную документацию на АИИС КУЭ.
4. ТА хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ. Срок действия ТА не может превышать срока действия свидетельства о поверке на АИИС КУЭ.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ при измерении активной электроэнергии и мощности

Номер ИК	Коэф. мощнос-ти $\cos j$	Границы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении активной электроэнергии и мощности (d), %							
		$d_{1(2)\%}, I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$d_{5\%}, I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		d_{oP}	d_P	d_{oP}	d_P	d_{oP}	d_P	d_{oP}	d_P
10, 11	1,0	±1,0	±1,2	±0,6	±0,8	±0,5	±0,8	±0,5	±0,8
	0,9	±1,0	±1,2	±0,7	±0,9	±0,5	±0,8	±0,5	±0,8
	0,8	±1,2	±1,3	±0,8	±1,0	±0,6	±0,9	±0,6	±0,9
	0,7	±1,3	±1,5	±0,9	±1,1	±0,7	±0,9	±0,7	±0,9
	0,5	±1,8	±2,0	±1,3	±1,4	±0,9	±1,2	±0,9	±1,2
7, 8, 14	1,0	±1,8	±1,9	±1,1	±1,2	±0,9	±1,0	±0,9	±1,0
	0,9	±2,1	±2,2	±1,3	±1,4	±1,0	±1,2	±1,0	±1,2
	0,8	±2,5	±2,6	±1,6	±1,7	±1,2	±1,4	±1,2	±1,4
	0,7	±3,1	±3,2	±2,0	±2,1	±1,5	±1,6	±1,5	±1,6
	0,5	±4,8	±4,8	±3,0	±3,0	±2,2	±2,3	±2,2	±2,3
1-6, 9, 12, 13	1,0	не норм.	не норм.	±1,8	±1,9	±1,1	±1,2	±0,9	±1,0
	0,9	не норм.	не норм.	±2,3	±2,4	±1,3	±1,4	±1,0	±1,2
	0,8	не норм.	не норм.	±2,8	±2,9	±1,6	±1,7	±1,2	±1,4
	0,7	не норм.	не норм.	±3,5	±3,6	±1,9	±2,0	±1,5	±1,6
	0,5	не норм.	не норм.	±5,4	±5,5	±2,9	±3,0	±2,2	±2,3
15, 16	1,0	не норм.	не норм.	±1,8	±1,9	±1,1	±1,3	±0,9	±1,1
	0,9	не норм.	не норм.	±2,3	±2,4	±1,3	±1,5	±1,0	±1,3
	0,8	не норм.	не норм.	±2,8	±3,0	±1,6	±1,8	±1,2	±1,4
	0,7	не норм.	не норм.	±3,5	±3,6	±1,9	±2,1	±1,5	±1,7
	0,5	не норм.	не норм.	±5,4	±5,5	±2,9	±3,1	±2,2	±2,4

Примечание:
 d_{oP} – границы допускаемой основной относительной погрешности при измерении активной электроэнергии и мощности;
 d_P – границы допускаемой относительной погрешности при измерении активной электроэнергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электроэнергии и мощности

Номер ИК	Коэф. мощности $\cos j$	Границы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении реактивной электроэнергии и мощности (d), %							
		$d_{2\%}, I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$d_{5\%}, I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		d_{0Q}	d_Q	d_{0Q}	d_Q	d_{0Q}	d_Q	d_{0Q}	d_Q
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10, 11	0,9	±2,3	±2,6	±1,5	±1,9	±1,2	±1,7	±1,2	±1,7
	0,8	±1,8	±2,2	±1,2	±1,8	±0,9	±1,6	±0,9	±1,6
	0,7	±1,6	±2,1	±1,2	±1,8	±0,9	±1,6	±0,9	±1,6
	0,5	±1,5	±2,1	±1,3	±1,9	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
15, 16	0,9	не норм.	не норм.	±6,4	±6,6	±3,5	±3,8	±2,6	±3,1
	0,8	не норм.	не норм.	±4,4	±4,7	±2,4	±3,0	±1,8	±2,7
	0,7	не норм.	не норм.	±3,5	±4,0	±2,0	±2,7	±1,5	±2,5
	0,5	не норм.	не норм.	±2,7	±3,5	±1,5	±2,7	±1,3	±2,5
7, 8, 14	0,9	не норм.	не норм.	±3,8	±4,7	±2,8	±3,9	±2,8	±3,9
	0,8	не норм.	не норм.	±2,8	±3,9	±2,1	±3,4	±2,1	±3,4
	0,7	не норм.	не норм.	±2,3	±3,5	±1,8	±3,2	±1,8	±3,2
	0,5	не норм.	не норм.	±1,9	±3,2	±1,5	±3,0	±1,5	±3,0
1-6, 9, 12, 13	0,9	не норм.	не норм.	±6,5	±7,1	±3,6	±4,6	±2,8	±3,9
	0,8	не норм.	не норм.	±4,6	±5,3	±2,6	±3,7	±2,1	±3,4
	0,7	не норм.	не норм.	±3,7	±4,5	±2,2	±3,4	±1,8	±3,2
	0,5	не норм.	не норм.	±2,8	±3,8	±1,8	±3,1	±1,5	±3,0

Примечание:

d_{0Q} – границы допускаемой основной относительной погрешности при измерении реактивной электроэнергии и мощности;

d_Q – границы допускаемой относительной погрешности при измерении реактивной электроэнергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ

Примечание к таблицам 3, 4:

1. Характеристики относительной погрешности ИК даны для интервала интегрирования 30 мин.

2. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	16
Периодичность сбора результатов измерений и журналов событий (функция автоматизирована), сут, не реже	1
Нормальные условия применения компонентов АИИС КУЭ: – напряжение, % от $U_{ном}$ – сила тока, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ – частота, Гц – температура окружающей среды, °С: – для счетчиков – для других компонентов	от 98 до 102 от 100 до 120 от 0,8 до 1 50 от +20 до +25 от +20 до +25

Продолжение таблицы 5

1	2
<p>Рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>сила тока, % от $I_{ном}$:</p> <ul style="list-style-type: none"> – для ИК №№ 7, 8, 10, 11, 14 – для ИК №№ 1-6, 9, 12, 13, 15, 16 <p>коэффициент мощности $\cos \varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> – для ТТ и ТН – для счетчиков ИК №№ 15, 16 – для счетчиков ИК №№ 1-14 – для УСПД и серверов 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1 от 49,8 до 50,2</p> <p>от -40 до +70</p> <p>от +8 до +38 от +10 до +35</p>
<p>Надежность применяемых в системе компонентов:</p> <p>счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее: <ul style="list-style-type: none"> счетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. номер 36697-08) счетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. номер 36697-12) счетчики ЕМ 720 УСПД (контроллер сетевой универсальный) СИКОН С70 – время восстановления работоспособности, сут, не более <p>серверы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – коэффициент готовности, не менее – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – время восстановления работоспособности, ч, не более 	<p>140000</p> <p>165000</p> <p>92000</p> <p>70000</p> <p>3</p> <p>0,99</p> <p>165974</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее: <ul style="list-style-type: none"> счетчики СЭТ-4ТМ.03М счетчики ЕМ 720 УСПД (контроллер сетевой универсальный) СИКОН С70 – при отключении питания, лет, не менее <ul style="list-style-type: none"> счетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. номер 36697-08) счетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. номер 36697-12) счетчики ЕМ 720 УСПД (контроллер сетевой универсальный) СИКОН С70 <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>113</p> <p>365</p> <p>45</p> <p>3</p> <p>40</p> <p>20</p> <p>3</p> <p>3,5</p>
<p>Пределы допускаемой погрешности СОЕВ не превышает, с</p>	<p>±5</p>

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа обеспечена следующими мерами:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, серверах, АРМ;

– организация доступа к информации ИВК и ИВКЭ посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;

– защита результатов измерений при передаче.

В журнале событий счетчика фиксируются следующие события:

– факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;

– факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

– формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;

– отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;

– перерывы питания электропитания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

В журнале событий ИВКЭ и ИВК фиксируются следующие события:

– изменение значений результатов измерений;

– изменение коэффициентов ТТ и ТН;

– факты и величина коррекции времени;

– пропадание питания;

– замена счетчика;

– полученные из счетчиков журналы событий.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ способом цифровой печати.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	SB 0,8	3 шт.
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ® (мод. ТВГ-УЭТМ®-110)	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	3 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М (мод. ТПЛ-10-М-1)	6 шт.
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	6 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-35	3 шт.
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	6 шт.
Трансформатор напряжения	VCU (мод. VCU-123)	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-06	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3 шт.
Трансформатор напряжения	НОМ-6	2 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2 шт.
Трансформатор напряжения	НТМК-6-48	2 шт.

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Счетчик многофункциональный и анализатор качества электрической энергии	ExpertMeter 720 (EM 720)	12 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	4 шт.
УСПД (контроллер сетевой универсальный)	СИКОН С70	1 шт.
Сервер АИИС КУЭ (осн. и рез.)	Сервер совместимый с платформой x86	2 шт.
NTP-сервер	Метроном-200	1 шт.
Прикладное ПО на серверах	ПК «Энергосфера»	2 компл.
Паспорт-формуляр	ГДАР.411711.137-04/2 ПФ	1 экз.

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МИ 3000-2018 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Методика поверки», утвержденного 28.02.2018 г.

Основные средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики ExpertMeter 720 (EM 720) – по методике поверки МП 39235-08, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;

- счетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08) – по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007;

- счетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12) – по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012;

- контроллер сетевой универсальный СИКОН С70 – по методике поверки ВЛСТ 220.00.000 И1, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), (рег. № 27008-04).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений приведены в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Новыйл». Методика измерений. ГДАР.411711.137-04/2 МВИ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Новыйл»

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

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Акционерная нефтяная Компания «Башнефть»
(ПАО АНК «Башнефть»)
ИНН 0274051582
Адрес: 450077, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д. 30, корп. 1
Телефон: (347) 261-61-61
Факс: (347) 261-62-62
Web-сайт www.bashneft.ru
E-mail: info_bn@bashneft.ru

Заявитель

Акционерное общество Научно-производственное предприятие «ЭнергопромСервис»
(АО НПП «ЭнергопромСервис»)
ИНН 7709548784
Адрес: 105120, г. Москва, Костомаровский переулок, д. 3, офис 104
Телефон: (499) 967-85-67
Факс: (499) 967-85-67
Web-сайт www.en-pro.ru
E-mail: info@en-pro.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, 46
Телефон: (495) 437 55 77
Факс: (495) 437 56 66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2018 г.