

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ» (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-УНПЗ», 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-УНПЗ», 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, 2, 4-7, 9-22 измерительная информация присутствует с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, на выходе счетчиков ИК №№ 3, 8, 23-26 – без учета коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

УСПД автоматически с заданной периодичностью или по запросу по линиям связи интерфейса RS-485 опрашивает счетчики ИК №№ 23-26 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 №№ 23-26, опрашивает счетчики ИК №№ 1-22 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 №№ 3, 8), 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 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 №№ 23-26 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 №№ 1-22 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	1ГПП 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 секция, яч.17, Ввод 6 кВ Т-1	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	1	Серверы АИИС КУЭ (осн. и рез.)
2	1ГПП 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 3 секция, яч.14, Ввод 6 кВ Т-1	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08		
3	1ГПП 110 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТН-Ш Кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 41260-09	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	1ГПП 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч.22, КЛ-6 кВ ф. Будяков-1	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Пер. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Пер. № 2611-70	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Пер. № 39235-08	-	Серверы АИИС КУЭ (осн. и рез.)
5	1ГПП 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч.47, КЛ-6 кВ ф. Будяков-2	Ф. А ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Пер. № 1276-59 Ф. С ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Пер. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Пер. № 2611-70	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Пер. № 39235-08		
6	2ГПП 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 секция, яч.33, Ввод 6 кВ Т-2	ТЛШ10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Пер. № 11077-89	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 К _{ТН} = 6000/100 Пер. № 11094-87	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Пер. № 39235-08		
7	2ГПП 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 4 секция, яч.46, Ввод 6 кВ Т-2	ТЛШ10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Пер. № 11077-89	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 К _{ТН} = 6000/100 Пер. № 11094-87	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Пер. № 39235-08		
8	2ГПП 110 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 (мод. Т-066 М У3) Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Пер. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08		
9	ГПП-2Х 110 кВ, ЗРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТФЗМ 110Б Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Пер. № 24811-03	НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Пер. № 14205-94	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Пер. № 39235-08		
10	ГПП-2Х 110 кВ, ЗРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТФЗМ 110Б Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Пер. № 24811-03	НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Пер. № 14205-94	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Пер. № 39235-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
11	ГПП-2Х 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч.22, КЛ-6 кВ ф. ТП-52х-1	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Пер. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Пер. № 2611-70	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Пер. № 39235-08		
12	ГПП-2Х 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч.47, КЛ-6 кВ ф. ТП-52х-2	Ф. А ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Пер. № 1276-59 Ф. С ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Пер. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Пер. № 2611-70	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Пер. № 39235-08		
13	ГПП-2Х 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч.7, КЛ-6 кВ ф. ТП-55х-1	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Пер. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Пер. № 2611-70	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Пер. № 39235-08		
14	ГПП-2Х 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч.45, КЛ-6 кВ ф. ТП-55х-2	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Пер. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Пер. № 2611-70	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Пер. № 39235-08		
15	ГПП-2Х 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч.10, КЛ-6 кВ ф. ТП-16х-1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Пер. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Пер. № 2611-70	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Пер. № 39235-08		
16	ГПП-2Х 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч.46, КЛ-6 кВ ф. ТП-16х-2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Пер. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Пер. № 2611-70	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Пер. № 39235-08		
17	ГПП-1х 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 секция, яч.37, КЛ-6 кВ ф. ТП-9х-1	ТПК-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Пер. № 22944-02	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Пер. № 831-53	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Пер. № 39235-08		

Серверы АИИС КУЭ (осн. и рез.)

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
18	ГПП-1х 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 4 секция, яч.28, КЛ-6 кВ ф. ТП-9х-2	ТПК-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 22944-02	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	-	Серверы АИИС КУЭ (осн. и рез.)
19	ГПП-1х 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 секция, яч.41, КЛ-6 кВ ф. ТП-53х-1	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08		
20	ГПП-1х 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 4 секция, яч.32, КЛ-6 кВ ф. ТП-53х-2	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08		
21	ТП-12 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 секция, яч.5, КЛ-6 кВ ф. 45-1	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 1276-59	НОМ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 159-49	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08		
22	ТП-12 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 секция, яч.4, КЛ-6 кВ ф. 45-2	ТПФ Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 517-50	НОМ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 159-49	ЕМ 720 Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08		
23	ПС 220 кВ НПС, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ НПС - УНПС «желтая»	ТВГ-110 Кл. т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 22440-02	Осн.: VCU (мод. VCU-123) Кл. т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 53610-13 Рез.: НДКМ (мод. НКДМ-110) Кл. т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 60542-15	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
24	ПС 220 кВ НПЗ, ОРУ-110 кВ, ОВ 2-4	ТВГ-УЭТМ® (мод. ТВГ-УЭТМ®-110) Кл. т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 52619-13	Осн.: VCU (мод. VCU-123) Кл. т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 53610-13 Рез.: НДКМ (мод. НКДМ-110) Кл. т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 60542-15	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Серверы АИИС КУЭ (осн. и рез.)
25	ПС 220 кВ НПЗ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ НПЗ - 2 ГПП УНПЗ	ТВГ-110 Кл. т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 22440-07	Осн.: VCU (мод. VCU-123) Кл. т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 53610-13 Рез.: VCU (мод. VCU-123) Кл. т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 53610-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
26	ПС 220 кВ НПЗ, ОРУ-110 кВ, ОВ 1-3	ТВГ-УЭТМ® (мод. ТВГ-УЭТМ®-110) Кл. т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 52619-13	Осн.: VCU (мод. VCU-123) Кл. т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 53610-13 Рез.: VCU (мод. VCU-123) Кл. т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 53610-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		

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. мощности $\cos j$	Границы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении активной электроэнергии и мощности (d), %							
		$d_{I(2)\%}, I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$d_{5\%}, I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		d_{oP}	d_P	d_{oP}	d_P	d_{oP}	d_P	d_{oP}	d_P
23-26	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
6, 7	1,0	не норм.	не норм.	±1,7	±1,8	±0,9	±1,1	±0,7	±0,9
	0,9	не норм.	не норм.	±2,2	±2,3	±1,2	±1,3	±0,9	±1,0
	0,8	не норм.	не норм.	±2,8	±2,8	±1,5	±1,6	±1,0	±1,2
	0,7	не норм.	не норм.	±3,4	±3,5	±1,8	±1,9	±1,3	±1,4
	0,5	не норм.	не норм.	±5,3	±5,4	±2,7	±2,8	±1,9	±2,0
1, 2, 4, 5, 9-22	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
3	1,0	±2,0	±2,3	±1,0	±1,6	±0,8	±1,5	±0,8	±1,5
	0,9	±2,2	±2,5	±1,3	±1,8	±0,9	±1,6	±0,9	±1,6
	0,8	±2,6	±2,9	±1,6	±2,0	±1,1	±1,7	±1,1	±1,7
	0,7	±3,1	±3,4	±1,9	±2,3	±1,3	±1,9	±1,3	±1,9
	0,5	±4,7	±4,9	±2,8	±3,2	±1,9	±2,4	±1,9	±2,4
8	1,0	не норм.	не норм.	±1,7	±2,1	±1,0	±1,6	±0,8	±1,5
	0,9	не норм.	не норм.	±2,3	±2,6	±1,2	±1,8	±0,9	±1,6
	0,8	не норм.	не норм.	±2,8	±3,1	±1,5	±2,0	±1,1	±1,7
	0,7	не норм.	не норм.	±3,5	±3,7	±1,8	±2,2	±1,3	±1,9
	0,5	не норм.	не норм.	±5,4	±5,5	±2,7	±3,1	±1,9	±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), %							
		$d_{2\%}, I_{2\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{5\%}$		$d_{5\%}, I_{5\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$		$d_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$		$d_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$	
		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
23-25	0,9	±2,7	±3,6	±1,6	±2,1	±1,2	±1,5	±1,2	±1,4
	0,8	±2,0	±2,8	±1,3	±1,7	±0,9	±1,2	±0,9	±1,2
	0,7	±1,7	±2,4	±1,1	±1,6	±0,8	±1,1	±0,8	±1,1
	0,5	±1,5	±2,1	±1,0	±1,4	±0,7	±1,1	±0,7	±1,0
26	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
6, 7	0,9	не норм.	не норм.	±6,4	±7,0	±3,4	±4,4	±2,5	±3,4
	0,8	не норм.	не норм.	±4,5	±5,2	±2,4	±3,6	±1,9	±3,3
	0,7	не норм.	не норм.	±3,6	±4,5	±2,0	±3,3	±1,6	±3,1
	0,5	не норм.	не норм.	±2,7	±3,7	±1,7	±3,0	±1,4	±2,9
1, 2, 4, 5, 9-22	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
3	0,9	не норм.	не норм.	±3,5	±4,5	±2,4	±3,7	±2,4	±3,7
	0,8	не норм.	не норм.	±2,6	±3,7	±1,8	±3,2	±1,8	±3,2
	0,7	не норм.	не норм.	±2,2	±3,4	±1,6	±3,1	±1,6	±3,1
	0,5	не норм.	не норм.	±1,7	±3,1	±1,4	±2,9	±1,4	±2,9
8	0,9	не норм.	не норм.	±6,4	±7,0	±3,3	±4,3	±2,4	±3,7
	0,8	не норм.	не норм.	±4,4	±5,2	±2,4	±3,6	±1,8	±3,2
	0,7	не норм.	не норм.	±3,6	±4,4	±2,0	±3,3	±1,6	±3,1
	0,5	не норм.	не норм.	±2,7	±3,7	±1,6	±3,0	±1,4	±2,9

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
Количество ИК	26
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
Рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$: – для ИК №№ 3, 23-26 – для ИК №№ 1, 2, 4-22 коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С: – для ТТ и ТН – для счетчиков – для УСПД и серверов	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1 от 49,8 до 50,2 от -40 до +70 от +8 до +38 от +10 до +35
Надежность применяемых в системе компонентов: счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее: счетчики СЭТ-4ТМ.03М счетчики СЭТ-4ТМ.03М.09 счетчики СЭТ-4ТМ.03 счетчики ЕМ 720 УСПД (контроллер сетевой универсальный) СИКОН С70 – время восстановления работоспособности, сут, не более серверы: – коэффициент готовности, не менее – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – время восстановления работоспособности, ч, не более	165000 140000 90000 92000 70000 3 0,99 165974 1
Глубина хранения информации: счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее: счетчики СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.09 счетчики ЕМ 720 УСПД (контроллер сетевой универсальный) СИКОН С70 – при отключении питания, лет, не менее счетчики СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М.09 счетчики СЭТ-4ТМ.03М счетчики ЕМ 720 УСПД (контроллер сетевой универсальный) СИКОН С70 сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 365 45 3 40 20 3 3,5

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ не превышает, с	±5
--	----

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	Т-0,66 (мод. Т-0,66 М УЗ)	3 шт.
Трансформатор тока	ТВГ-110	6 шт.
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ® (мод. ТВГ-УЭТМ®-110)	6 шт.
Трансформатор тока	ТЛШ10	6 шт.
Трансформатор тока	ТПК-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10УЗ	10 шт.
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	4 шт.

Трансформатор тока	ТПФ	2 шт.
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	6 шт.
Продолжение таблицы 6		
1	2	3
Трансформатор тока	ТТН-Ш	2 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б	6 шт.
Трансформатор напряжения	VCU (мод. VCU-123)	9 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	6 шт.
Трансформатор напряжения	НОМ-6	4 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	7 шт.
Трансформатор напряжения	НДКМ (мод. НКДМ-110)	3 шт.
Счетчик многофункциональный и анализатор качества электрической энергии	ExpertMeter 720 (EM 720)	20 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.09	2 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.411711.137-01/2 ПФ	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МИ 3000-2018 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» 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.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03М.09 – по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03М – 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-УНПЗ». Методика измерений. ГДАР.411711.137-01/2 МВИ.

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

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, стр. 12, офис 627

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.