

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» ноября 2023 г. № 2563

Регистрационный № 90616-23

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (БНД Нижневартовский ЦЭЭ)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (БНД Нижневартовский ЦЭЭ) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сетевые промышленные контроллеры СИКОН С70 (далее-УСПД), каналообразующую аппаратуру, технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных, расположенный в Центре обработки данных филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Уфанефтехим» (сервер ИВК), сервера баз данных, расположенные в Нижневартовском (СБД), Уфимском (СБДу) цехах по эксплуатации электрооборудования, устройства синхронизации времени типа УСВ-2 (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе со счетчиков:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.;

- средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность;

Для ИК, в состав которых входит УСПД, цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача накопленных данных на верхний уровень АИИС КУЭ, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Для ИК, в состав которых не входит УСПД, цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень АИИС КУЭ.

На верхнем – третьем уровне АИИС КУЭ СБД производит сбор результатов измерений, состояния средств и объектов измерений, и передачу полученной информации на сервер ИВК, где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, хранение измерительной информации, ее накопление, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

Сервер ИВК обеспечивает прием измерительной информации в виде XML-файлов установленных форматов от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц посредством электронной почты сети Internet 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.

Передача информации из сервера ИВК в ПАК АО «АТС», в филиал АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде XML-файлов установленных форматов, подписанных при необходимости электронно-цифровой подписью, 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.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт•ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ, ИВК). АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации времени, которые осуществляют синхронизацию шкалы времени СБД, СБДy и синхронизирующие собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Периодичность сравнения шкалы времени СБД, СБДy со шкалой времени соответствующего УСВ, осуществляется не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени СБД или СБДy от шкалы времени УСВ более ± 1 с, выполняется синхронизация шкалы времени СБД или СБДy.

Сравнение шкалы времени сервера ИВК и СБДy осуществляется каждый сеанс связи, но не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени сервера ИВК от шкалы времени СБДy более ± 1 с, выполняется синхронизация шкалы времени сервера ИВК.

Сравнение шкалы времени УСПД и СБД осуществляется не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени УСПД от шкалы времени СБД на величину, превышающую ± 2 с выполняется синхронизация шкалы времени УСПД.

Для ИК, в состав которых входит УСПД, сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы счетчика от шкалы времени УСПД на величину, превышающую ± 2 с выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Для ИК, в состав которых не входит УСПД, сравнение шкалы времени счетчиков и шкалы времени соответствующего сервера баз данных осуществляется не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы счетчика от шкалы времени СБД на величину, превышающую ± 2 с выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчиков, УСПД, сервер ИВК, СБД, СБД_у отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер 01/23 АИИС КУЭ нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода, которая крепится на корпус сервера ИВК.

Общий вид сервера ИВК АИИС КУЭ с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид сервера ИВК с указанием места нанесения заводского номера.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значения
1.Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
2.Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
3.Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
4.Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
5.Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
6.Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
7.Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
8.Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
9.Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
10.Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Кошильская, РУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, яч. №1, ВЛ-35 кВ ф. № 1	ТФЗМ35А-ХЛ1 КТ 0,5 400/5 Рег. № 8555-81	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 35000:√3/100:√3 Рег.№ 912-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБДу ,сервер ИВК
2	ПС 110 кВ Кошильская, РУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, яч. №2, ВЛ-35 кВ ф. № 2	ТФЗМ35А-ХЛ1 КТ 0,5 200/5 Рег. № 8555-81		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
3	ПС 110 кВ Кошильская, РУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, яч. №3, ВЛ-35 кВ ф. № 3	GIF 40.5 КТ 0,2S 400/5 Рег. № 30368-05		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
4	ПС 110 кВ Кошильская, РУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, яч. №4, ВЛ-35 кВ ф. № 4	ТФЗМ35А-ХЛ1 КТ 0,5 200/5 Рег. № 8555-81		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
5	ПС 110 кВ Кошильская, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТШП-0,66 КТ 0,5 300/5 Рег. № 15173-06	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		
6	ПС 110 кВ Кошильская, РУ-35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, яч. №5, ВЛ-35 кВ ф. № 5	ТФЗМ35А-ХЛ1 КТ 0,5 200/5 Рег. № 8555-81	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 35000:√3/100:√3 Рег.№ 912-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
7	ПС 110 кВ Кошильская, РУ-35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, яч. №6, ВЛ-35 кВ ф. № 6	ТФЗМ35А-ХЛ1 КТ 0,5 200/5 Рег. № 8555-81		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
8	ПС 110 кВ Кошильская, РУ-35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, яч. №7, ВЛ-35 кВ ф. № 7	GIF 40.5 КТ 0,2S 400/5 Рег. № 30368-05		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
9	Кошильская, РУ-35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, яч. №8, ВЛ-35 кВ ф. № 8	ТФЗМ35А-ХЛ1 КТ 0,5 200/5 Рег. № 8555-81		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
				СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
10	ПС 110 кВ Кошильская, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТШП-0,66 КТ 0,5 300/5 Пер. № 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21/СБД, СБДу, сервер ИВК
11	ПС 35 кВ ДНС Южная, ВЛ-6 кВ ф. ЮД-18	АВК 10 КТ 0,5 150/5 Пер. № 47171-11	UMZ КТ 0,5 6000/100 Пер.№ 16047-97	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБДу, сервер ИВК
12	КТП 6 кВ Узел задвигки №4, ввод 0,4 кВ Т-1	ТОП КТ 0,5S 50/5 Пер. № 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07		
13	КТП 6 кВ Узел задвигки №5, ввод 0,4 кВ Т-1	ТОП КТ 0,5S 50/5 Пер. № 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07		
14	КРУН-12ПП 6 кВ, ввод 6 кВ	ТПОЛ-10 КТ 0,5 50/5 Пер. № 1261-08	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 Пер.№ 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07		
15	РЩ-0,4 кВ АО Северсвязь, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 КТ 1/2 Пер. № 36354-07		
16	РЩ-0,4 кВ ПАО МТС, ввод 0,4 кВ (КТП БПО)	ТОП КТ 0,5S 50/5 Пер. № 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07		
17	РЩ-0,4 кВ МС ПАО МТС, ввод 0,4 кВ (КТП БПО НГДУ и УБР№1/№2)	ТОП КТ 0,5S 50/5 Пер. № 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07	-	
18	РЩ-0,4 кВ ООО ВИКа, ввод 0,4 кВ	ТОП КТ 0,5 50/5 Пер. № 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07		
19	ВРУ-0,4 кВ Электрощитовая АБК, РУ-0,4 кВ БССС № 86-867 ПАО МТС	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 КТ 1/2 Пер. № 46634-11		УСВ-2, рег.№ 82570- 21/СБД, СБДу, сервер ИВК

Продолжение таблицы 2

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 Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$ (%)	Границы погрешности в рабочих условиях, $\pm\delta$ (%)
1	2	3	4
1,2,4,6,7,9,11	Активная Реактивная	1,0 2,6	2,9 4,6
3,8	Активная Реактивная	0,8 1,7	1,5 2,5
12,13,16,17	Активная Реактивная	0,9 2,3	3,1 5,2
5,10,18	Активная Реактивная	0,9 2,3	3,0 5,1
14	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,1 5,2
15,19	Активная Реактивная	1,1 2,2	2,3 5,4
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), (\pm) с			5

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$
- 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos\phi=0,9$, токе ТТ, равном 100% от $I_{ном}$ для нормальных условий; при $\cos\phi=0,8$, токе ТТ, равном 1(2) % от $I_{ном}$ для ИК№№3,8,12,13,16,17 и при $\cos\phi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для ИК№№1,2,4-7,9-11,14,15,19 для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в местах расположения счетчиков от 0 до +40 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	19
<p>Нормальные условия параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °С 	<p>от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 50 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для УСПД, °С температура окружающей среды для сервера ИВК, СБД, СБДу, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более 	<p>от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 инд. до 1 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +40 от -10 до +50 от +10 до + 35 от 84,0 до 107,0 80</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> СЭТ-4ТМ.03 (рег.№ 27524-04): <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-12): <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-08): <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-17): <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ПСЧ-4ТМ.05МК (рег.№ 46634-11): <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ПСЧ-4ТМ.05М (рег.№ 36355-07) <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ПСЧ-3ТМ.05М (рег.№ 36354-07) <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСВ-2: <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК, СБД, СБДу: <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 	<p>165 000 165 000 140 000 220 000 165 000 165 000 140 000 35000 70000 100000</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
СЭТ-4ТМ.03 (рег.№ 27524-04)	
- каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее	114
СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-12):	
- каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее	114
СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-08):	
- каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее	113
СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-17):	
- каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее	114
ПСЧ-4ТМ.05МК (рег.№ 46634-11):	
- каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее	113
ПСЧ-4ТМ.05М (рег.№ 36355-07):	
- каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее	113
ПСЧ-3ТМ.05М (рег.№ 36354-07)	
- каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее	113
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
Сервер ИВК, СБД, СБДу:	
- данные измерений и журналы событий, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике, УСПД

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов.
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;

- установка пароля на серверах;
- установка пароля УСПД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ35А-ХЛ1	12
	GIF 40.5	4
	ТШП-0,66	6
	АВК 10	3
	ТОП	15
	ТПОЛ-10	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
	UMZ	3
	ЗНОМ-35-65	6
Счетчики электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	5
	СЭТ-4ТМ.03	4
	СЭТ-4ТМ.03М.09	2
	ПСЧ-4ТМ.05М.05	5
	ПСЧ-4ТМ.05М	1
	ПСЧ-3ТМ.05М.05	1
	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	2
Сетевой промышленный контроллер (УСПД)	СИКОН С70	1
Сервер баз данных Центра обработки данных филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Уфанефтехим»	Сервер ИВК	1
Сервера баз данных	СБД	1
	СБД _у	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/233/23	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе "Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (БНД Нижневартовский ЦЭЭ). МВИ 26.51/233/23, аттестованном ООО «Энерготестконтроль», аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Акционерная нефтяная Компания «Башнефть»
(ПАО АНК «Башнефть»)
ИНН 0274051582
Юридический адрес: 450052, Республика Башкортостан, г.о. г. Уфа, г Уфа,
ул Карла Маркса, д. 30/1
Телефон: +7 (347) 261-61-61. Факс: +7 (347) 261-62-62.
E-mail: info_bn@rosneft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Башнефть-Добыча»
(ООО «Башнефть-Добыча»)
ИНН 0277106840
Адрес: 450052, Республика Башкортостан, г Уфа, ул Карла Маркса, д. 30/1
Телефон: +7 (347) 261-61-61. Факс: +7 (347) 261-62-62
E-mail: info_bn@rosneft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1
Телефон: +7 (495) 647-88-18
E-mail: golovkonata63@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.

