

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Ишимбайской группы месторождений ПАО АНК «Башнефть»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Ишимбайской группы месторождений ПАО АНК «Башнефть» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных СИКОН С70 (УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервера баз данных (БД), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени (УСВ) УСВ-2 и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для ИК, в состав которых входит УСПД, цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, 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 системы.

На верхнем - третьем уровне сервер БД, расположенный в Ишимбайском цеху по эксплуатации электрооборудования, производит сбор результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки, и передачу полученной информации на сервер БД, расположенный в Центре обработки данных (ЦОД) ПАО АНК «Башнефть», где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, хранение измерительной информации, ее накопление, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ. Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает данные в организации - участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде XML-файлов установленных форматов 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 с использованием ЭП субъекта рынка.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). СОЕВ включает в себя устройство синхронизации времени УСВ-2, часы сервера БД, УСПД и счетчиков.

Сервер БД, расположенный в Ишимбайском цеху по эксплуатации электрооборудования, оснащен устройством синхронизации времени УСВ-2. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Коррекция часов сервера осуществляется при расхождении показаний часов на величину, превышающую  $\pm 1$  с, но не чаще 1 раза в сутки.

Время УСПД синхронизируется от сервера БД, расположенного в Ишимбайском цеху по эксплуатации электрооборудования. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется при каждом обращении к УСПД, но не реже чем 1 раз в 30 минут. Коррекция времени осуществляется при расхождении на величину, превышающую  $\pm 2$  с, но не чаще 1 раза в сутки.

Для ИК, в состав которых входит УСПД, синхронизация времени счетчиков и УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками, с периодичностью не реже 1 раза в 30 минут. Коррекция текущего времени счетчиков проводится при наличии расхождения показаний более чем на  $\pm 2$  с, но не чаще 1 раза в сутки.

Для ИК, в состав которых не входит УСПД, время счетчиков синхронизируется от сервера БД, расположенного в Ишимбайском цеху по эксплуатации электрооборудования, во время каждого сеанса связи со счетчиками, с периодичностью не реже 1 раза в 30 минут. Коррекция текущего времени счетчиков проводится при наличии расхождения показаний более чем на  $\pm 2$  с, но не чаще 1 раза в сутки.

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

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» версии 3.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования модулей ПО	CalcClients.dll; CalcLeakage.dll; CalcLosses.dll; Metrology.dll; ParseBin.dll; ParseIEC.dll; ParseModbus.dll; ParsePiramida.dll; SynchroNSI.dll; VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ
1	2	3	4	5	6
1	РБМВ-35 кВ Тукаево, ВЛ-35 кВ Александровка-1	ТФН-35М Кл.т. 0,5 К <sub>ТТ</sub> =100/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 К <sub>ТН</sub> =35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05 / УСВ-2 Рег.№ 41681-10
2	РБМВ-35 кВ Тукаево, ВЛ-35 кВ Александровка-2	ТФН-35М Кл.т. 0,5 К <sub>ТТ</sub> =150/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 К <sub>ТН</sub> =35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
3	ПС 35/6 кВ Болотино, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 6, ВЛ-6 кВ ф. 6	АВК 10 Кл.т. 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 300/5 Рег. № 47171-11	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	- / УСВ-2 Рег.№ 41681-10
4	ПС 35/6 кВ Бабиково, ОРУ-35 кВ, Ввод 35 кВ Т-1	GIF 40,5 Кл.т. 0,5 К <sub>ТТ</sub> =150/5 Рег. № 30368-10	GEF 40,5 Кл.т. 0,5 К <sub>ТН</sub> =35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-10	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05 / УСВ-2 Рег.№ 41681-10
5	ПС 35/6 кВ Бабиково, ОРУ-35 кВ, Ввод 35 кВ Т-2	GIF 40,5 Кл.т. 0,5 К <sub>ТТ</sub> =150/5 Рег. № 30368-10	НИОЛ-СТ Кл.т. 0,5 К <sub>ТН</sub> =35000/√3/100/√3 Рег. № 58722-14	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ПС 35/10 кВ Южно-Чувалкипово, 2 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Южно-Чувалкипово – Бик-Кармалы	ТВ Кл.т. 0,5S Ктт= 300/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 Ктн=35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05 / УСВ-2 Рег.№ 41681-10
7	ПС 35/10 кВ Южно-Чувалкипово, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Южно-Чувалкипово – Ибраево	ТВ Кл.т. 0,5S Ктт= 300/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 Ктн=35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
8	ПС 35/10 кВ Южно-Чувалкипово, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 6, ВЛ-10 кВ ф. 6	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 Ктт=200/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
9	ПС 35/10 кВ Южно-Чувалкипово, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 15, ВЛ-10 кВ ф. 15	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
10	ПС 35/10 кВ Камчалытамак, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 14, ВЛ-10 кВ ф. 14	АВК 10 Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 Рег. № 47171-11	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05 / УСВ-2 Рег.№ 41681-10
11	ПС 35/10 кВ Камчалытамак, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 16, ВЛ-10 кВ ф. 16	АВК 10 Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 Рег. № 47171-11		СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
12	ПС 35/10 кВ Северное Чувалкипово, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 1, ВЛ-10 кВ ф. 1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн= 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	- / УСВ-2 Рег.№ 41681-10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ПС 110/35/10 кВ Толбазы, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Толбазы - Бегеняш	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 Ктт= 200/5 Рег. № 3690-73	НАМИТ Кл.т. 0,5 Ктн=35000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	- / УСВ-2 Рег.№ 41681-10
14	ПС 110/35/10 кВ Толбазы, ОСШ-35 кВ, ОВ-35 кВ	ТВ-35/10 Кл.т. 0,5 Ктт=600/5 Зав. № 8364; 8699 Рег. № 4462-74		Меркурий 234 ARTM-00 РВ.Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	
15	ПС 110/35/10 кВ Софиполь, 2 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Софиполь – Бегеняш	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 Ктт=150/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 Ктн=35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	- / УСВ-2 Рег.№ 41681-10
16	ПС 35/10 кВ Шланлы, 1 с.ш. 10 кВ, ввод 10 кВ	ТОЛ-НТ3-10 Кл.т. 0,5S Ктт=400/5 Рег. № 51679-12	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн=10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05 / УСВ-2 Рег.№ 41681-10
17	ПС 35/10 кВ Шланлы, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт=50/5 Рег. № 57218-14	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
18	ПС 35/10 кВ Шланлы, 2 с.ш. 10 кВ, ввод 10 кВ	ТОЛ-НТ3-10 Кл.т. 0,5S Ктт=400/5 Рег. № 51679-12	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
19	ПС 35/10 кВ Шланлы, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт=50/5 Рег. № 57218-14	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	ПС 110/35/10 кВ Давлеканово-районная, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Давлеканово – Южно- Чувалкипово 1ц.	ТВГ-УЭТМ® Кл.т. 0,2S Ктт=200/5 Рег. № 52619-13	НАМИТ Кл.т. 0,5 Ктн=35000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05 УСВ-2 Рег.№ 41681-10
21	ПС 110/35/10 кВ Давлеканово-районная, 2 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Давлеканово – Южно- Чувалкипово 2ц.	ТВГ-УЭТМ® Кл.т. 0,2S Ктт=200/5 Рег. № 52619-13	НАМИТ Кл.т. 0,5 Ктн=35000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
22	ПС 110/10 кВ Аптраково, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 9, ВЛ-10 кВ ф. 9	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5; Ктт=50/5 Рег. № 2473-05	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 Ктн= 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05 / УСВ-2 Рег.№ 41681-10
23	ПС 110/10 кВ Аптраково, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 11, ВЛ-10 кВ ф. 11	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 Рег. № 2473-05		СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
24	ПС 110/10 кВ Ишлы, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 6, ВЛ-10 кВ ф. 6	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	- / УСВ-2 Рег.№ 41681-10
25	ПС 35/10 кВ Кариновка, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 10, ВЛ-10 кВ Кн-2	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 Рег. № 9143-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	- / УСВ-2 Рег.№ 41681-10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
26	ВЛБ-10 кВ В-52, отпайка от опоры №237 л. Су-5 10 кВ от ПС 35/10 кВ Струковская	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 КТТ=100/5 Рег. № 22192-07	НОЛ Кл.т. 0,5 КТН=10000/100 Рег. № 49075-12	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	- / УСВ-2 Рег.№ 41681-10
27	ВЛБ-10 кВ В-62, отпайка от опоры №5 л. Су-6 10 кВ от ПС 35/10 кВ Струковская	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 КТТ=100/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл.т. 0,2 КТН=10000/100 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	- / УСВ-2 Рег.№ 41681-10



Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ( $\pm\delta$ ), %	Границы погрешности в рабочих условиях ( $\pm\delta$ ), %
1-5, 8-11, 13-15, 22-26	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,1
6, 7, 18	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,1
12, 27	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	4,1
16	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,2	4,1
17, 19	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	4,1
20, 21	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	3,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		$\pm 5$	

Примечания

1. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 минут).

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

3. Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на ТТ, ТН и счетчики утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД и УСВ на аналогичные утвержденных типов. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Допускается замена ПО на аналогичное, с версией, не ниже указанной в описании типа. Допускается уменьшение количества ИК. Изменение наименования ИК, уменьшение количества ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87

Продолжение таблицы 4

1	2
<ul style="list-style-type: none"> <li>- частота, Гц</li> </ul> температура окружающей среды, °С <ul style="list-style-type: none"> <li>- для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005</li> <li>- для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005</li> </ul>	от 49,8 до 50,2  от +21 до +25  от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности</li> <li>- частота, Гц</li> </ul> температура окружающей среды, °С <ul style="list-style-type: none"> <li>- для ТТ и ТН</li> <li>- для электросчетчиков</li> <li>- для УСПД, УСВ</li> </ul>	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 <sub>инд.</sub> до 0,8 <sub>емк.</sub> от 49,6 до 50,4  от -40 до +35 от -40 до +60 от -10 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05М: <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> Электросчетчик Меркурий 234: <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> </ul> УСПД СИКОН С70: <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> </ul> Устройство синхронизации времени УСВ-2: <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> </ul> Сервер БД: <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul>	140 000 2  220000  70000  35000  70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: <ul style="list-style-type: none"> <li>- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, суток, не менее</li> <li>- при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> УСПД: <ul style="list-style-type: none"> <li>- суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее</li> </ul> Сервер БД: <ul style="list-style-type: none"> <li>- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	113 10  45  3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД и серверов с помощью источника бесперебойного питания;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - электросчетчика;
  - УСПД;
  - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТФН-35М	4 шт.
Трансформаторы тока	АВК 10	6 шт.
Трансформаторы тока	GIF 40,5	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВ	6 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	4 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-35/10	2 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	6 шт.
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-УЭТМ®	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2 шт.
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	15 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	5 шт.
Трансформаторы напряжения	GEF 40,5	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НИОЛ-СТ	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Трансформаторы напряжения незаземляемые	НОЛ	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	22 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.09	2 шт.
Счетчик электрической энергии статический трехфазный	Меркурий 234 ARTM-00 РВ.Р	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	2 шт.
УСПД	СИКОН С70	7 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.
ПО	Пирамида 2000	1 шт.
Формуляр	61181777.425180.003.К.90000.2.Ф	1 экз.
Методика поверки	МП-312235-071-2019	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП-312235-071-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Ишимбайской группы месторождений ПАО АНК «Башнефть». Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 18 октября 2019 г.

Основные средства поверки:

- радиочасы МИР РЧ-02.00 (рег. № 46656-11);
- прибор комбинированный Testo 622 (рег. № 53505-13).
- по МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;
- по МИ 3195-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;
- по МИ 3598-2018 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;
- при поверке измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, применяются средства поверки, указанные в методиках поверки, утвержденных при утверждении типа измерительных компонентов.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Ишимбайской группы месторождения ПАО АНК «Башнефть», аттестованном ООО «Энергокомплекс», аттестат аккредитации № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Ишимбайской группы месторождения ПАО АНК «Башнефть»**

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

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

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, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д.30, к.1

Телефон: +7 (347) 261-61-61

Факс: +7 (347) 261-62-62

E-mail: [info\\_bn@bashneft.ru](mailto:info_bn@bashneft.ru)

#### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «НПК»

(ООО «НПК»)

ИНН 7446046630

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д.9, оф.4

Телефон: +7 (351) 951-02-68

#### **Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

Адрес: 455000, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Советской Армии, д. 8/1, оф.703

Телефон: +7 (351) 951-02-67

E-mail: [encomplex@yandex.ru](mailto:encomplex@yandex.ru)

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.