

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» ноября 2024 г. № 2702

Регистрационный № 93761-24

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ТПП «ТатРИТЭКнефть»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ТПП «ТатРИТЭКнефть» (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, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) (далее по тексту - сервер ИВК), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее-УСВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000. Сервер», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Для ИИК № 1-18, 20-23, 26-42 первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. ИИК №№ 19, 24, 25 является интеллектуальным прибором учета электрической энергии (далее – ИПУЭ) непосредственного включения.

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 счетчика:

– 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.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений АИИС КУЭ передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИИК № 1-18, 20-23, 26-42 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Сервер ИВК АИИС КУЭ с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Цифровой сигнал с выходов счетчика для ИИК №№ 19, 24, 25 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера ИВК.

Сервер ИВК АИИС КУЭ раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML на автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации. АРМ энергосбытовой организации подписывает данные отчеты электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа УСВ-3, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сервер ИВК АИИС КУЭ, периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3 и при расхождении ± 1 с и более, сервера ИВК АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК № 1-18, 20-23, 26-42 со шкалой времени сервера ИВК осуществляется во время сеанса связи со счетчиком. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера ИВК равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Для ИИК №№ 19, 24, 25, ИПУЭ имеют собственные встроенные устройства синхронизации времени, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Журналы событий счетчика электрической энергии, ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер 01/24 АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера ИВК, типографским способом. Дополнительно заводской номер 01/24 указан в формуляре АИИС КУЭ, что позволяет идентифицировать заводской номер АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000. Сервер». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий»

в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	52E28D7B608799BB3CCEA41B548D2C83
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 (далее ИК) 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	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 35 кВ Мельниковская, ОРУ-35 кВ, Ввод-1 35 кВ	ТФЗМ 35Б-1 У1 150/5, КТ 0,5 Рег. № 26419-04	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК
2	ПС 35 кВ Мельниковская, ОРУ-35 кВ, Ввод-2 35 кВ	ТФЗМ 35Б-1 У1 150/5, КТ 0,5 Рег. № 26419-04	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
3	ПС 35 кВ Ибрайкино, КРУН 10 кВ, 2С 10 кВ, яч. 2, ВЛ- 10 кВ ф.2	ТПЛ-10 100/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
4	ПС 35 кВ Ибрайкино, КРУН 10 кВ, 1С 10 кВ, яч. 7, ВЛ- 10 кВ ф.7	ТПЛ-10-М 150/5, КТ 0,5 Рег. № 22192-01	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
5	ПС 35 кВ Ибрайкино, КРУН 10 кВ, 2С 10 кВ, яч. 8, ВЛ- 10 кВ ф.8	ТПЛМ-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 2363-68 ТПЛ-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ПС 35 кВ Ибрайкино, КРУН 10 кВ, 2С 10 кВ, яч. 10, ВЛ- 10 кВ ф.10	ТВК-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 8913-82	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК
7	ПС 35 кВ Киязлинская, Ввод 35 кВ Т-1	ТОЛ 35 150/5, КТ 0,5S Рег. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
8	ПС 35 кВ Киязлинская, Ввод 35 кВ Т-2	ТОЛ 35 150/5, КТ 0,5S Рег. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
9	ПС 110 кВ Каргали, ЗРУ 6 кВ, 1С 6 кВ, яч. 101, ВЛ-6 кВ ф.101	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	ТJP 4.0 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 62758-15	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
10	ПС 110 кВ Каргали, ЗРУ 6 кВ, 2С 6 кВ, яч. 202, ВЛ-6 кВ ф.202	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	ТJP 4.0 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 62758-15	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
11	ПС 35 кВ Черёмухово, КРУН 10 кВ, 2С 10 кВ, яч. 6, ВЛ- 10 кВ ф.6	ТВК-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 8913-82	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R КТ 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
12	ПС 110 кВ Ильбухтино, КРУН 6 кВ, 1С 6 кВ, яч. 7, ВЛ-6 кВ ф.7	ТЛК-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-06	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
13	ПС 110 кВ Ильбухтино, КРУН 6 кВ, 2С 6 кВ, яч. 8, ВЛ-6 кВ ф.8	ТЛК-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-06	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
14	ПС 35 Кузкеево, КРУН 10 кВ, 1С 10 кВ, яч. 9, КВЛ-10 кВ ф.9	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
15	ВЛБ-10 кВ №1, Ввод 10 кВ	ТЛМ-10 100/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-00	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ВЛБ-10 кВ №2, Ввод 10 кВ	ТОЛ 10-1 100/5, КТ 0,5 Пер. № 15128-03	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 23544-07	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК
17	ВЛ-10 кВ ф.4 от ПС 110 кВ Дружба, отпайка в сторону ПКУ- 10 кВ №1, ПКУ- 10 кВ №1, Ввод 10 кВ	ТОЛ-10-1 100/5, КТ 0,5S Пер. № 15128-07	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 23544-07	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	
18	ВЛ-10 кВ ф.5 от ПС 35 кВ Н. Курмашево, отпайка в сторону ПКУ-10 кВ №2, ПКУ-10 кВ №2, Ввод 10 кВ	ТОЛ-10-1 50/5, КТ 0,5 Пер. № 15128-07	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 23544-07	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	
19	ВЛ-10 кВ ф.47-07 от ПС 35 кВ Терси, оп. 530, отпайка в сторону КТП 10 кВ скв. №69	-	-	РиМ 384.02/2 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 55522-13	
20	ВЛ-10 кВ ф.47-03 от ПС 35 кВ Терси, отпайка в сторону ПКУ-10 кВ №3, ПКУ-10 кВ №3, Ввод 10 кВ	ТОЛ 10-1 50/5, КТ 0,5 Пер. № 15128-03	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 23544-02	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	
21	КТП 10 кВ №1, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 50/5, КТ 0,5 Пер. № 22656-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	
22	КТП 10 кВ №4, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 50/5, КТ 0,5 Пер. № 22656-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	
23	КТП 10 кВ №3, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 50/5, КТ 0,5 Пер. № 22656-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	ВЛ-10 кВ ф.44-04 от ПС 35 кВ Кучуково, оп. 67, отпайка в сторону КТП 10 кВ скв. №37	-	-	РиМ 384.02/2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 55522-13	УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК
25	ВЛ-10 кВ ф.44-03 от ПС 35 кВ Кучуково, оп. 325, отпайка в сторону КТП 10 кВ скв. №244	-	-	РиМ 384.02/2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 55522-13	
26	ВЛ-10 кВ ф.40-02 от ПС 110 кВ Чекалда, отпайка в сторону ПКУ- 10 кВ №7, оп. 4, ПКУ-10 кВ №7, Ввод 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 30/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	ЗНОЛПМ-10 10500:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	
27	ВЛБ-6 кВ №3, Ввод 6 кВ	ТОЛ-10-1 200/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	
28	КТП 6 кВ №1, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТИИ-А 300/5, КТ 0,5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	
29	КТП 6 кВ №2, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 600/5, КТ 0,5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	
30	ПС 110 кВ Костенево, КРУН 10 кВ, 1С 10 кВ, яч. 15, КЛ- 10 кВ ф.13-15	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R КТ 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
31	ПС 35 кВ Морты- 1, КРУН 10 кВ, 1С 10 кВ, яч. 9, ВЛ-10 кВ ф.18-09	ТЛМ-10 50/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-00	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R КТ 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
32	ВЛ-10 кВ ф.69-23 от ПС 110 кВ Мамадыш, оп. 77, ПКУ-10 кВ №10, Ввод 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5, КТ 0,5 Пер. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 10000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 35955-07	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	УСВ-3, пер. № 64242-16 / сервер ИВК
33	ВЛ-10 кВ ф.49-01 от ПС 35 кВ Кадыбаш, отпайка в сторону ПКУ-10 кВ №8, оп.2, ПКУ-10 кВ №8, Ввод 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 30/5, КТ 0,5S Пер. № 51679-12	ЗНОЛПМ-10 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 35505-07	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	
34	ВЛ-10 кВ ф.66-04 от ПС 110 кВ Секинесь, отпайка в сторону ПКУ-10 кВ №9, оп. 1А, ПКУ-10 кВ №9, Ввод 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 30/5, КТ 0,5S Пер. № 32139-06	ЗНОЛПМ-10 10500:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 35505-07	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	
35	ВЛ-10 кВ ф.6 от ПС 110 кВ Киясово, отпайка в сторону ПКУ- 10 кВ №1, ПКУ- 10 кВ №1, Ввод 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 30/5, КТ 0,5S Пер. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 10500:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 51676-12	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	
36	ВЛ-10 кВ ф.6 от ПС 110 кВ Киясово, отпайка в сторону ПКУ- 10 кВ №2, ПКУ- 10 кВ №2, Ввод 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 30/5, КТ 0,5S Пер. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 10500:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 51676-12	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	
37	ВЛ-10 кВ ф.13 от ПС 35 кВ Быргында, отпайка в сторону ПКУ-10 кВ №3, ПКУ-10 кВ №3	ТЛК-10 30/5, КТ 0,5S Пер. № 9143-06	ЗНОЛ-СЭЩ-10-1 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 55024-13	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
38	ВЛ-10 кВ ф.6 от ПС 110 кВ Арзамасцево, отпайка в сторону ПКУ-10 кВ №4, ПКУ-10 кВ №4, Ввод 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 30/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	ЗНОЛПМ-10 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК
39	ПС 35 кВ Киязлинская, РУ-10 кВ, 1С 10 кВ, яч. 10, ВЛ-10 кВ ф.11	ТЛМ-10 100/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-00	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
40	КТП 10 кВ №5, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 234 ARTMX2-01 DPBR.G КТ 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
41	РУ 0,4 кВ Автомойка и свар. пост, Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPBR.G КТ 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
42	РУ 0,4 кВ АЗС, Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPBR.G КТ 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	

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 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 ±δ, %	Границы погрешности в рабочих условиях ±δ, %
1	2	3	4
1, 2, 11-13	Активная Реактивная	1,0 2,6	2,9 4,5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
3-6, 30, 31, 39	Активная	0,8	2,8
	Реактивная	2,2	4,4
7-10, 14	Активная	1,0	1,7
	Реактивная	2,6	2,7
15, 16, 18, 20, 27	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	2,7	5,2
17, 26, 33-38	Активная	1,1	2,2
	Реактивная	2,7	3,7
19, 24, 25	Активная	0,6	1,5
	Реактивная	1,1	2,9
21-23, 28, 29	Активная	0,9	3,1
	Реактивная	2,3	5,1
32	Активная	1,0	3,1
	Реактивная	2,4	5,1
40-42	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	2,2	5,8
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), 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 $\cos \varphi = 0,9$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от плюс 5 °С до плюс 35 °С			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	42
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 50 от плюс 21 до плюс 25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 инд. до 1 емк от 49,6 до 50,4 от минус 60 до плюс 40

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	Т-0,66	12
	ТВК-10	4
	ТИИ-А	3
	ТЛК-10	6
	ТЛМ-10	10
	ТОЛ 10-1	4
	ТОЛ 35	6
	ТОЛ-10-1	7
	ТОЛ-НТЗ-10	9
	ТОЛ-СЭЩ-10	20
	ТПЛ-10	3
	ТПЛ-10-М	2
	ТПЛМ-10	1
	ТФЗМ 35Б-1 У1	4

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛПМ-10	12
	ЗНОЛП-НТЗ-10	3
	ТТР 4.0	6
	ЗНОЛП	12
	ЗНОЛП-НТЗ-10	3
	ЗНОЛ-СЭЩ-10-1	3
	НАМИ-10	5
	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
	НАМИ-35 УХЛ1	4
	НАМИТ-10	3
НОЛ-СЭЩ-10	3	
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчик электрической энергии	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R	3
	Меркурий 234 ARTMX2-01 DPBR.G	1
	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPBR.G	2
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	14
	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	5
	РиМ 384.02/2	3
	СЭТ-4ТМ.03М	14
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	-	1
Автоматизированное рабочее место		
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/322/24	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ТПП «ТатРИТЭКнефть». МВИ 26.51/322/24, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ», г. Самара. Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290 от 16.11.2015.

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

Общество с ограниченной ответственностью «Ритэк» (ООО «Ритэк»)

ИНН 6317130144

Юридический адрес: 443041, Самарская обл., г. Самара, ул. Ленинская, д. 120а

Телефон: 8 (846) 339-48-48

E-mail: officesamara@lukoil.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)

ИНН 7714348389

Адрес: 125124, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, к. 12, эт. 2, помещ. II, ком. 9

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1

Телефон: 8 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.

