

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Ульяновскнефть» (2-я очередь)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Ульяновскнефть» (2-я очередь) (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 ГОСТ Р 52322-2005, ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-3.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ОАО «Ульяновскнефть», включающий в себя сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, сервер сбора данных (СД) АИИС КУЭ на базе промышленного РС-совместимого компьютера, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени УСВ-1 (далее - УСВ-1), каналообразующую аппаратуру и АРМ энергосбытовой организации - субъекта оптового рынка, подключенный к базе данных ИВК ОАО «Ульяновскнефть» при помощи удаленного доступа по сети Internet.

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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 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. 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На верхнем - втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ осуществляется от АРМ энергосбытовой организации по сети Internet в автоматическом режиме с использованием ЭП.

АРМ энергосбытовой организации раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/ІР отчеты в формате XML.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ-1, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность часов УСВ-1 не более  $\pm 1$  с. УСВ-1 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера баз данных (БД) АИИС КУЭ. Коррекция часов сервера сбора данных (СД) АИИС КУЭ проводится при расхождении часов сервера баз данных (БД) АИИС КУЭ и времени сервера сбора данных (СД) АИИС КУЭ более чем на  $\pm 1$  с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера сбора данных (СД) АИИС КУЭ более чем на  $\pm 2$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера баз данных (БД) АИИС КУЭ и сервера сбора данных (СД) АИИС КУЭ отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» версии не ниже 3.0, в состав которого входят модули, 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».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Другие идентификационные данные	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	1.0.0.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	CalcClients.dll	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	1.0.0.0	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	CalcLeakage.dll	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	1.0.0.0	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	CalcLosses.dll	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях и проверке точности вычислений	1.0.0.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	Metrology.dll	MD5

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	1.0.0.0	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	ParseBin.dll	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	1.0.0.0	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	ParseIEC.dll	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	1.0.0.0	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ParseModbus.dll	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	1.0.0.0	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	ParsePiramida.dll	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности справочной информации	1.0.0.0	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	SynchroNSI.dll	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	1.0.0.0	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	VerifyTime.dll	MD5

ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

**Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС 110/10 кВ «Александровка», КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.7	ТЛМ-10-2У3 Кл. т. 0,5 200/5	НАМИ-10У2 Кл. т. 0,2 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная  реактивная	±0,9  ±2,4	±3,0  ±5,3
2	КТП-1533 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ Кл. т. 0,5 100/5	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5	активная  реактивная	±0,8  ±2,2	±3,0  ±5,2
3	КТП-1534 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 100/5	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5	активная  реактивная	±0,8  ±2,2	±3,0  ±5,2
4	Отпайка от ВЛ 10 кВ яч.9 ПС 35/10 кВ «Высокий Колок», оп. №191, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-СЭЦ-10-11 У2 Кл. т. 0,2S 30/5	ЗНОЛПМ-10УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 ЗНОЛПМ-10УХЛ2 Кл. т. 0,2 10000:√3/100:√3 ЗНОЛПМ-10УХЛ2; Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная  реактивная	±0,8  ±1,8	±1,8  ±3,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
5	ПС 35/10 кВ «Высокий Колок», КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.14	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл. т. 0,2S 200/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,0 ±2,1	±3,1 ±5,5
6	ПС 35/10 кВ «Высокий Колок», КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.22	ТОЛ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5S 200/5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,7
7	Отпайка от ВЛ 10 кВ яч.14 ПС 35/10 кВ «Правда», опора №41, ПКУ №003-13 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 У2 Кл. т. 0,2S 50/5	ЗНОЛПМ-10УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 ЗНОЛПМ-10УХЛ2 Кл. т. 0,2 10000:√3/100:√3 ЗНОЛПМ-10УХЛ2; Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±3,7
8	ПС 35/10 кВ «Правда», КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 18	ТЛМ-10-1(1) У2 Кл. т. 0,5S 150/5	НАМИ-10У2 Кл. т. 0,2 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,0 ±2,6	±3,9 ±6,7
9	ПС 35/10 кВ «Правда», КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.19	ТЛМ-10-2 У3 Кл. т. 0,5 150/5	НАМИ-10У2 Кл. т. 0,2 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,0 ±2,6	±3,8 ±6,6
10	КТП-1635 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 200/5	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,8 ±6,6
11	КТП-1636 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-А Кл. т. 0,5 200/5	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,8 ±6,6
12	КТП-1669 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 100/5	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,8 ±6,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
13	КТП-1634 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 100/5	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,8 ±6,6
14	Отпайка от ВЛ 10 кВ яч.3 ПС 35/10 кВ «Крупская», опора №158, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-10-1-2 У2 Кл. т. 0,2S 100/5	ЗНОЛПМ-10УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,0 ±2,1	±3,1 ±5,5
15	Отпайка от ВЛ 10 кВ яч.18 ПС 35/10 кВ «Крупская», опора №А1/1, ПКУ №096 10 кВ	ТОЛ-СЭЦ-10-11 У2 Кл. т. 0,5S 200/5	ЗНОЛПМ-10УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,1 ±5,4
16	Отпайка от ВЛ 10 кВ яч.18 ПС 35/10 кВ «Крупская», опора №Г1, ПКУ №093 10 кВ	ТОЛ-СЭЦ-10-11 У2 Кл. т. 0,5S 50/5	ЗНОЛПМ-10УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,1 ±5,4
17	Отпайка от ВЛ 10 кВ яч.18 ПС 35/10 кВ "Крупская", опора №А72, ПКУ №095 10 кВ	ТОЛ-СЭЦ-10-11 У2 Кл. т. 0,5S 200/5	ЗНОЛПМ-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,1 ±5,4
18	ПС 35/10 кВ «Вишенка», КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.1	ТЛМ-10-2 У3 Кл. т. 0,5 100/5	НАМИТ-10 У2 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,9 ±6,7
19	ПС 35/10 кВ «Вишенка», КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 4	ТЛМ-10-1(1) У2 Кл. т. 0,5S 150/5	НАМИТ-10 У2 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,7
20	ПС 35/10 кВ «Вишенка», КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.5	ТЛМ-10-1(1) У2 Кл. т. 0,5 150/5	НАМИТ-10 У2 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,9 ±6,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
21	ПС 35/10 кВ «Вишенка», КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.9	ТЛМ-10-1(1) У2 Кл. т. 0,5 150/5 ТЛМ-10-2У3 Кл. т. 0,5 150/5	НТМИ-10-66 У3 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±3,9  ±6,7
22	ПС 35/10 кВ «Уткино», КРУН-10 кВ, с.ш. 10 кВ, яч.1	ТПЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 150/5	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,2 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная  реактивная	±1,0  ±2,6	±3,8  ±6,6
23	Отпайка от ВЛ 10 кВ яч.8 ПС 35/10 кВ «Никольская-2», оп. №Д1, ПКУ №117-13 10 кВ	ТОЛ-СЭЦ-10-11 У2 Кл. т. 0,5S 100/5 ТОЛ-СЭЦ-10-11 У2 Кл. т. 0,5S 100/5 ТОЛ-СЭЦ-10-11 У2 Кл. т. 0,5 100/5	ЗНОЛПМ-10УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная  реактивная	±1,1  ±2,7	±3,1  ±5,4
24	КТП-1656 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 100/5	-	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0	активная  реактивная	±1,0  ±2,4	±3,8  ±6,6
25	Отпайка от ВЛ 10 кВ яч.0 ПС 35/10 кВ «Никольская-1», оп. №К2, ПКУ №116-13 10 кВ	ТОЛ-СЭЦ-10-11 У2 Кл. т. 0,5S 100/5 ТОЛ-СЭЦ-10-11 У2 Кл. т. 0,5S 100/5 ТОЛ-СЭЦ-10-11 У2 Кл. т. 0,5 100/5	ЗНОЛПМ-10УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная  реактивная	±1,1  ±2,7	±3,1  ±5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
26	КТП-1654 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 200/5	-	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,8 ±6,6
27	ПС 35/10 кВ «Новоспасская», КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.15	ТПЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 200/5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,9 ±6,7
28	ВЛ 10 кВ яч.1 ПС 110/10 кВ «Куроедово», опора №1, РВНО-10 кВ	ТЛМ-10-2 У3 Кл. т. 0,5 100/5	НАМИ-10У2 Кл. т. 0,2 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±3,0 ±5,3
29	ПС 110/35/10 кВ «Нагорная», КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.3	ТОЛ-СЭЩ-10-11 Кл. т. 0,5S 300/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±9,3
30	ПС 110/35/10 кВ «Нагорная», КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.8	ТЛМ-10-1 У3 Кл. т. 0,5 100/5	НАМИ-10У2 Кл. т. 0,2 10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,8 ±6,6
31	КТП-630 кВА 10/0,4 кВ №039-П, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66У3 Кл. т. 0,5 1000/5	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,2
32	ПС 110/6/6/10 кВ «Клин», с.ш. 10 кВ, яч.4	ТПОЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 50/5	НАМИ-10У2 Кл. т. 0,2 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,0 ±2,6	±3,8 ±6,6
33	ПС 110/6/6/10 кВ «Клин», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.10	ТПЛ-10-К У2 Кл. т. 0,5 200/5	НАМИТ-10-1 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,9 ±6,7
34	КТП-63 кВА 10/0,4 кВ №515, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 300/5	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,8 ±6,6
35	Отпайка от ВЛ 10 кВ яч.4 ПС 110/35/10 кВ «Барановка», опора №363, РВНО-10 кВ	ТПЛ-10-М-У2 Кл. т. 0,5 150/5	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,9 ±6,7



Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
36	Отпайка от ВЛ 10 кВ яч.2 ПС 35/10 кВ «Мордовская Карагужа», опора №118, РВНО-10 кВ	ТЛМ-10-2 У3 Кл. т. 0,5 100/5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,9 ±6,7
37	ВЛ 10 кВ яч.2 ПС 35/10 кВ «Красный», опора №50, РВНО-10 кВ	ТЛМ-10-2 У3 Кл. т. 0,5 50/5	НАМИ-10У2 Кл. т. 0,2 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±3,0 ±5,3
38	ПС 110/35/10 кВ «Верхозим», КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.10	ТЛМ-10-1 У3 Кл. т. 0,5 150/5	НТМИ-10-66У3 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,1 ±5,3
39	КТП-П-60/10 10/0,23 кВ, ввод Т-1 0,23 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02М.03 Кл. т. 1,0/2,0	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,4 ±9,8
40	ПС 110/35/10 кВ «Верхозим», КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.18	ТЛМ-10-1 У3 Кл. т. 0,5 150/5	НТМИ-10-66У3 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,1 ±5,3
41	ТП-467 6/0,4 кВ, ввод Т-1 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.04 Кл. т. 1,0/2,0	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,4 ±9,8
42	ТП-464 6/0,4 кВ, ввод Т-1 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 200/5	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,8 ±6,6
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с						±5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos\phi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 42 от минус 30 до плюс 40 °С.
4. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена устройства синхронизации времени УСВ-1 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	42
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 <sub>инд.</sub> до 0,8 <sub>эмк.</sub> от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М для электросчетчика СЭТ-4ТМ.02.2 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03.01 для электросчетчика СЭБ-1ТМ.02М.03 для электросчетчика ПСЧ-3ТМ.05М.04 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 165000 90000 90000 165000 140000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера 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 сервера:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и сервере;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Ульяновскнефть» (2-я очередь) типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. № СИ	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТЛМ-10-2У3	2473-69	5
Трансформатор тока	ТТИ	28139-12	3
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	22656-07	12
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-11 У2	32139-11	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2	32139-06	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10 УХЛ2	7069-07	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10-1(1) У2	48923-12	7
Трансформатор тока	ТЛМ-10-2 У3	2473-05	8

1	2	3	4
Трансформатор тока	Т-0,66	22656-07	15
Трансформатор тока	ТТИ-А	28139-04	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І-2 У2	47959-11	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-11 У2	51623-12	18
Трансформатор тока	ТПЛ-10 У3	1276-59	4
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-11	51623-12	2
Трансформатор тока	ТПОЛ-10 У3	1261-02	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10-К У2	2367-68	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М-У2	22192-07	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10-1 У3	2473-05	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10У2	11094-87	7
Трансформатор напряжения	ЗНОЛПМ-10УХЛ2	46738-11	21
Трансформатор напряжения	ЗНОЛПМ-10	46738-11	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-05	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	16687-97	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10 У2	16687-97	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-1	16687-02	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	16687-02	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	16687-02	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	16687-07	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	831-69	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	36697-08	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	36697-12	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-08	10
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.09	36697-12	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-12	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	11
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	27524-04	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.09	36697-08	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭБ-1ТМ.02М.03	47041-11	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-3ТМ.05М.04	36354-07	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	-	1
Сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ	-	-	1
Сервер сбора данных (СД) АИИС КУЭ	-	-	1

Окончание таблицы 4

1	2	3	4
Методика поверки	МП 206.1-022-2018	-	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.526 ПФ	-	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-022-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Ульяновскнефть» (2-я очередь). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 26.01.2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» декабря 2007 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.02.2 - по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1», раздел «Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ «Нижегородский ЦСМ» в 2001 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03.01 - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411151.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков СЭБ-1ТМ.02М.03 - по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭБ-1ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.174РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «08» июня 2011 г.;
- счетчиков ПСЧ-3ТМ.05М.04 - по документу ИЛГШ.411152.138РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;
- УСВ-1 - по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.2004 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег. № 27008-04;
- термометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60°С, дискретность 0,1°С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих - кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Ульяновскнефть» (2-я очередь), аттестованной ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.3112236 от 20.07.2017 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Ульяновскнефть» (2-я очередь)**

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**

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Юридический адрес: 600017, область Владимирская, город Владимир, улица Сакко и Ванцетти, 23

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон/факс: 8(4922)22-21-62/8(4922)42-31-62

E-mail: [post@orem.su](mailto:post@orem.su)

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон/факс: (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru)

Web-сайт: [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.