

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ульяновского филиала ПАО НК «РуссНефть»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Ульяновского филиала ПАО НК «РуссНефть» (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 (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), 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 (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), сервер сбора данных (далее – СД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ), программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000», каналообразующую аппаратуру и АРМ субъекта оптового рынка.

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 для ИК №№ 1, 4, 7, 14-18, 24, 26, 39-43 поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

Для ИК №№ 2, 3, 5, 6, 8-13, 19-23, 25, 27-38 вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН осуществляется на счетчиках и далее цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы, где осуществляется хранение измерительной информации.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов.

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка.

АРМ субъекта оптового рынка по сети Internet с использованием электронной подписи (ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, принимающим сигналы точного времени от навигационных космических аппаратов систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ более чем на ± 1 с. Коррекция часов сервера СД проводится при расхождении часов сервера БД и времени сервера СД более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и сервера СД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», 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 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета CalcClients.dll	не ниже 1.0.0.0	E55712D0B1B219065 D63DA949114DAE4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности CalcLeakage.dll	не ниже 1.0.0.0	B1959FF70BE1EB17C8 3F7B0F6D4A132F	
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах CalcLosses.dll	не ниже 1.0.0.0	D79874D10FC2B156A0 FDC27E1CA480AC	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений Metrology.dll	не ниже 1.0.0.0	52E28D7B608799BB3 CCEA41B548D2C83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе ParseBin.dll	не ниже 1.0.0.0	6F557F885B73726132 8CD77805BD1BA7	
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК ParseIEC.dll	не ниже 1.0.0.0	48E73A9283D1E66494 521F63D00B0D9F	
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus ParseModbus.dll	не ниже 1.0.0.0	C391D64271ACF4055B B2A4D3FE1F8F48	
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида ParsePiramida.dll	не ниже 1.0.0.0	ECF532935CA1A3FD32 15049AF1FD979F	
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации SynchronSI.dll	не ниже 1.0.0.0	530D9B0126F7CDC23E CD814C4EB7CA09	
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени VerifyTime.dll	не ниже 1.0.0.0	1EA5429B261FB0E288 4F5B356A1D1E75	

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 ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК		
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	ПС 110 кВ Александровка, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.7, ВЛ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±0,9	±2,9	
						реактивная	±2,3	±4,7	
2	КТП-1533 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		-/	активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±4,6	
3	КТП-1534 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,9	
						реактивная	±2,2	±4,6	
4	ВЛ-10 кВ яч.9 ПС 35 кВ Высокий Колок, Опора №202, отпайка в сторону КТП-4043 10 кВ, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 30/5 Рег. № 32139-11	ЗНОЛПМ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±1,3	
						реактивная	±1,8	±2,4	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 35 кВ Высокий Колок, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.14, ВЛ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,2S 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	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±2,0
						реактивная	±2,0	±4,0
6	ПС 35 кВ Высокий Колок, КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.22	ТОЛ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 7069-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±2,3
						реактивная	±2,8	±4,4
7	ВЛ-10 кВ яч.14 ПС 35 кВ Правда, Опора №41, ПКУ 10 кВ №003-13	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 50/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛПМ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11 ЗНОЛПМ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,2 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11 ЗНОЛПМ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		-/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±0,8
					реактивная	±1,8	±2,4	
8	ПС 35 кВ Правда, КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.18, ВЛ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 48923-12	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	активная	±1,0	±2,3	
					реактивная	±2,5	±4,3	
9	ПС 35 кВ Правда, КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.19	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 2473-05	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	активная	±1,0	±3,3	
					реактивная	±2,5	±5,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
10	КТП-1635 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,3	
						реактивная	±2,4	±5,6	
11	КТП-1636 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 28139-04	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,0	±3,3	
						реактивная	±2,4	±5,6	
12	КТП-1669 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,0	±3,3	
						реактивная	±2,4	±5,6	
13	КТП-1634 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		-/ УСВ-3	активная	±1,0	±3,3
						Рег. №	реактивная	±2,4	±5,6
14	ВЛ-10 кВ яч.3 ПС 35 кВ Крупская, Опора №158, отпайка в сторону ТП-144 10 кВ, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,2S Ктт 100/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛПМ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,0	±2,0	
						реактивная	±2,0	±4,0	
15	ПС 35 кВ Крупская, КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.13а, ВЛ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S 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. № 36697-12		активная	±1,2	±2,3	
						реактивная	±2,8	±4,4	
16	ВЛ-10 кВ яч.18 ПС 35 кВ Крупская, отпайка в сторону ПКУ 10 кВ №096, Опора №А1/1, ПКУ 10 кВ №096	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛПМ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±1,8	
						реактивная	±2,6	±3,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
17	ВЛ-10 кВ яч.18 ПС 35 кВ Крупская, отпайка в сторону ПКУ 10 кВ №093, Опора №Г1, ПКУ 10 кВ №093	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛПМ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,1	±1,8	
						реактивная	±2,6	±3,1	
18	ВЛ-10 кВ яч.18 ПС 35 кВ Крупская, отпайка в сторону ПКУ 10 кВ №095, Опора №А72, ПКУ 10 кВ №095	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛПМ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 35505-07 ЗНОЛПМ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11 ЗНОЛПМ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 35505-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		-/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,1	±1,8
						реактивная	±2,6	±3,1	
19	ПС 35 кВ Вишенка, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.1, ВЛ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,7		
20	ПС 35 кВ Вишенка, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.4, ВЛ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 48923-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	активная	±1,2	±2,3		
					реактивная	±2,8	±4,4		
21	ПС 35 кВ Вишенка, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.5	ТЛМ-10 Кл. т. 0,2 Ктт 150/5 Рег. № 48923-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	активная	±1,0	±2,2		
					реактивная	±2,0	±4,2		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
22	ПС 35 кВ Вишенка, КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.9	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 48923-12 ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 2473-69	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	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,3	
						реактивная	±2,8	±5,7	
23	ПС 35 кВ Уткино, КРУН-10 кВ, с.ш. 10 кВ, яч.1	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		-/	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,7	
24	ВЛ-10 кВ яч.8 ПС 35 кВ Никольская-2, отпайка в сторону ПКУ 10 кВ №117-13, Опора №Д1, ПКУ 10 кВ №117-13	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 51623-12 ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛПМ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,0	
						реактивная	±2,6	±4,8	
25	КТП-1656 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.02.2-38 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная	±1,0	±3,3	
						реактивная	±2,4	±5,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	ВЛ-10 кВ яч.0 ПС 35 кВ Никольская-1, отпайка в сторону ПКУ 10 кВ №116-13, Опора №К2, ПКУ 10 кВ №116-13	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 51623-12 ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 51623-12 ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛПМ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,8
27	КТП-1654 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.02.2-38 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		-/ активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,6
28	ПС 35 кВ Новоспасская, КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.15	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
29	ВЛ-10 кВ яч.1 ПС 110 кВ Куроедово, Опора №1, РВНО-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 2473-00	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	активная	±0,9	±2,9	
					реактивная	±2,3	±4,7	
30	ПС 110 кВ Нагорная, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.3	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 51623-12	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	активная	±1,2	±2,3	
					реактивная	±2,8	±4,4	
31	ПС 110 кВ Нагорная, КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.8	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 2473-00	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	активная	±1,0	±3,3	
					реактивная	±2,5	±5,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
32	КТП 10 кВ №007-П, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±0,8	±2,9	
						реактивная	±2,2	±4,6	
33	ПС 110 кВ Клин, ЗРУ-10 кВ, с.ш. 10 кВ, яч.4	ТОЛ-СЭЦ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 51623-12	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±2,3	
						реактивная	±2,5	±4,3	
34	ПС 110 кВ Клин, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.10, КЛ-6 кВ	ТПЛ-10К Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 2367-68	НАМИТ-10-1 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±3,3	
						реактивная	±2,8	±5,7	
35	КТП-515 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		-/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,6	
36	ВЛ-10 кВ яч.4 ПС 110 кВ Барановка, Опора №363, отпайка в сторону ТП-7А 10 кВ, РВНО-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 47958-11	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.02.2-14 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	активная	±1,2	±3,3		
					реактивная	±2,8	±5,7		
37	ВЛ-10 кВ яч.2 ПС 35 кВ Мордовская Карагуза, Опора №118, отпайка в сторону ТП-33 10 кВ, РВНО-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 2473-00	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	активная	±1,2	±3,3		
					реактивная	±2,8	±5,7		
38	ВЛ-10 кВ яч.2 ПС 35 кВ Красный, Опора №50, РВНО-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 2473-00	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	активная	±0,9	±2,9		
					реактивная	±2,3	±4,7		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
39	ПС 110 кВ Верхозим, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.10	ТЛМ-10-1 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 2473-05	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	-/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,1	±3,0	
40	КТП-П-60/10 10 кВ, РУ-0,23 кВ, ввод 0,23 кВ Т-1	-	-	СЭБ-1ТМ.02М.03 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47041-11		реактивная	±2,6	±4,8	
41	ПС 110 кВ Верхозим, КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.18, ВЛ-10 кВ фид. №18 Битумный з-д	ТЛМ-10-1 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 2473-05	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±3,4	
42	ТП-П-467 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.04 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07		реактивная	±2,3	±6,4	
43	ТП-П-464 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±3,3	
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 $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02 (0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-43 от 0 до плюс 40 °С.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. 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.
6. Допускается замена УСВ-3 на аналогичное утвержденного типа.
7. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	43
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ - температура окружающей среды, °С 	<p>от 98 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>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 ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСВ, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2(5) до 120</p> <p>от 0,5_{инд} до 0,8_{емк}</p> <p>от 49,5 до 50,5</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от -30 до +40</p> <p>от -25 до +60</p> <p>от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: <ul style="list-style-type: none"> для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М.09 (рег. № 36697-12) для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М.08, СЭТ-4ТМ.03М.09 (рег. № 36697-08) для электросчетчика СЭТ-4ТМ.02.2-38, СЭТ-4ТМ.02.2-14 (рег. № 20175-01) для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03.01 (рег. № 27524-04) для электросчетчика СЭБ-1ТМ.02М.03 (рег. № 47041-11) для электросчетчика ПСЧ-3ТМ.05М.04 (рег. № 36354-07) - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>165000</p> <p>140000</p> <p>90000</p> <p>90000</p> <p>165000</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>

Продолжение таблицы 3

Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	113
- при отключении питания, лет, не менее	40
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	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:
 - изменения значений результатов измерений;
 - изменения коэффициентов измерительных ТТ и ТН;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (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) Ульяновского филиала ПАО НК «РуссНефть» 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 (обозначение)	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10	5
Трансформатор тока	ТЛМ-10	8
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10-1 УЗ	4
Трансформатор тока	ТТИ-А	3
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	9
Трансформатор тока	Т-0,66	12
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	9
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	5
Трансформатор тока	ТОЛ-10 УХЛ2	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	22
Трансформатор тока	ТЛМ-10	7
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10К	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10 У2	7
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-1	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛПМ-10	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛПМ-10 УХЛ2	22
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02.2-38	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02.2-14	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-3ТМ.05М.04	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	9
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.09	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	11
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.09	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭБ-1ТМ.02М.03	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Методика поверки	МП СМО-1102.1-2020	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.696 ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП СМО-1102.1-2020 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ульяновского филиала ПАО НК «РуссНефть». Методика поверки», утвержденному АО «РЭС Групп» 13.05.2020 г.

Основные средства поверки:

- ТТ – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М.09 (рег. № 36697-12) – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М.08, СЭТ-4ТМ.03М.09 (рег. № 36697-08) – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.

- счетчиков СЭТ-4ТМ.02.2-38, СЭТ-4ТМ.02.2-14 (рег. № 20175-01) – 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 (рег. № 27524-04) – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;

- счетчиков СЭБ-1ТМ.02М.03 (рег. № 47041-11) – по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭБ-1ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.174РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «07» июня 2011 г.;

- счетчиков ПСЧ-3ТМ.05М.04 (рег. № 36354-07) – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.138РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.138РЭ. Методика поверки согласованна с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;

- устройство синхронизации времени УСВ-3 – по документу РТ-МП-3124-441-2016 «Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 23.03.2016 г.;

- радиочасы МИР РЧ-02.00, Рег. № 46656-11;

- энергомонитор-3.3Т1, Рег. № 39952-08;

- миллитесламетр Ш1-15У, Рег. № 37751-08;

- термогигрометр «Ива-6Н-КП-Д», Рег. № 46434-11;

- термометр стеклянный жидкостный вибростойкий авиационный ТП-6, Рег. № 257-49.

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) Ульяновского филиала ПАО НК «РуссНефть», аттестованном ФБУ «Ивановский ЦСМ», аттестат об аккредитации № RA.RU.311260 от 17.08.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ульяновского филиала ПАО НК «РуссНефть»

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
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su

Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2020 г.