

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» июня 2021 г. № 943

Регистрационный № 79787-20

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЛМК-Метиз»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЛМК-Метиз» (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 распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные 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), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), радиосервер точного времени РСТВ-01-01 (далее – РСТВ), программное обеспечение (далее – ПО) «VeeDotNet» и каналобразующую аппаратуру.

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 сервер БД, 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, хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер БД обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц (предприятий потребителей, сетевых организаций, смежных субъектов ОРЭМ и др.), получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

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 электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ).

АРМ субъекта ОРЭМ 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 РСТВ, принимающим эталонные сигналы частоты и времени (ЭСЧВ) от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS для формирования и хранения шкалы времени (ШВ), синхронизированной с национальной шкалой времени UTC (SU), а также для выдачи информации о текущих значениях даты и времени. РСТВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени РСТВ более чем на ± 1 с. Сервер БД обеспечивает автоматическую коррекцию часов счетчиков. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД более чем на ± 2 с.

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «BeeDotNet», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «BeeDotNet» 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 «BeeDotNet».

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
Сервер сбора данных IServer.exe	не ниже 1.0.0.0	b7ef1211a7f1e8f8e24 adc9e6a211b73	MD5
Модуль конфигурирования комплекса IManager.exe	не ниже 1.0.0.0	f485a75f6d8e526897 7fe5f7b840ec97	
Модуль анализа результатов измерений IClient.exe	не ниже 1.0.0.0	e39c474e071348616c dbeb55a1ac7787	
Служба передачи информации ОПЭ IXmlSender.exe	не ниже 1.0.0.0	0a7c21ff0e30157781 36e725fca3881b	
Служба резервного копирования IBackup.exe	не ниже 1.0.0.0	aee71d232279c3ce7a b9c524d2a5609b	
Служба коммуникаций комплекса IRemoting.exe	не ниже 1.0.0.0	cef623ae96c920f9146 533163460cd32	

ПО «BeeDotNet» 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	Счетчик	РСТВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Кобальт, ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.17	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 47958-11	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	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
2	ПС 110 кВ Кобальт, ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.12	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 47958-11	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		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
3	ПС 110 кВ Кобальт, ЗРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.49	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 47958-11	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		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
4	ПС 110 кВ Кобальт, ЗРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.33, КЛ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,6	±4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110 кВ Кобальт, ЗРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.39, КЛ-10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	активная	±1,2	±3,5
						реактивная	±2,6	±4,5
6	ПС 110 кВ Кобальт, ЗРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.41	ТПЛ-10-М У2 Кл. т. 0,5S КТТ 20/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,6	±4,0
7	ПС 110 кВ Кобальт, ЗРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.51, КЛ-10 кВ	ТПЛ-10-М У2 Кл. т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
8	ПС 110 кВ Кобальт, ЗРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.53, КЛ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10-41 УХЛ2 Кл. т. 0,2S КТТ 200/5 Рег. № 69606-17	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±0,8	±1,6
						реактивная	±1,8	±2,9
9	ПС 110 кВ Кобальт, ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.32	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 47958-11	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		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
10	ПС 110 кВ Кобальт, ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.40, КЛ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7

11	ПС 110 кВ Кобальт, ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.48, КЛ-10 кВ	ТПЛ-10-М У2 Кл. т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02.2-14 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная	±1,5 ±2,8	±3,3 ±4,4
----	---	---	--	---	--	----------------------------	------------------	------------------

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ПС 110 кВ Кобальт, ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.54, КЛ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,2S КТТ 50/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±2,7 ±4,2
13	ПС 110 кВ Кобальт, ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.56, КЛ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10-41 УХЛ2 Кл. т. 0,2S КТТ 200/5 Рег. № 69606-17	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,6 ±2,1
14	ПС 110 кВ Кобальт, ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.58, КЛ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,0
15	ПС 110 кВ Кобальт, ОРУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, КВЛ-35 кВ Кобальт-ЮБЗ с отп. на ПС Новая	ТФНД-35М Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 3689-73	ЗНОЛ-35Ш Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,5 ±5,9
16	ПС 110 кВ Кобальт, ОРУ-35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, КВЛ-35 кВ Кобальт-Новая	ТФНД-35М Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 3689-73	ЗНОЛ-35Ш Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,5 ±5,9

17	КТП-2 10 кВ ЦМЛП, ЩИТ 1 Щ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, пан.5 гр.2А, КЛ-0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.02.0-26 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная	±1,4 ±4,0	±3,5 ±8,9
----	--	---	---	---	--	----------------------------	------------------	------------------

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	КТП1 10 кВ ЦЗЛ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч. ф.1, КЛ-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.02.2-37 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	активная реактивная	±1,0 ±2,2	±3,5 ±6,6
19	РП-5 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.1, КЛ-10 кВ	ТЛО-10 У3 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 25433-11	НОЛ.08-10УТ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
20	РП-5 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.2, КЛ-10 кВ	ТЛО-10 У3 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 25433-11	НОЛ.08-10УТ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
21	ТП 10 кВ РП-5, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, гр.1, КЛ-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 800/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,5 ±5,9
22	РП-4 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.7, КЛ-10 кВ	ТЛО-10 У2 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 25433-11	НОЛ.08-10УТ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7

23	РП-4 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.9, КЛ-10 кВ	ТЛО-10 У2 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 25433-11	НОЛ.08-10УТ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
24	РП-4 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.8, КЛ-10 кВ	ТЛО-10 У2 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 25433-11	НОЛ.08-10УТ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	РП-4 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.10, КЛ-10 кВ	ТЛО-10 У2 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 25433-11	НОЛ.08-10УТ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
26	ТП 10 кВ Мобиль, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.1.1, КЛ-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,5
						реактивная	±2,4	±5,9
27	ТП 10 кВ Мобиль, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.1.2, КЛ-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,5
						реактивная	±2,4	±5,9
28	ТП 10 кВ Мобиль, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.2.1, КЛ-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,5
						реактивная	±2,4	±5,9

29	ТП 10 кВ Мобиль, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.2.2, КЛ-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,5
						реактивная	±2,4	±5,9
30	ВРУ-1 0,4 кВ жилого дома Мобиль, КЛ-0,4 кВ от ТП 10 кВ Мобиль	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,5
						реактивная	±2,4	±5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
31	ВРУ-2 0,4 кВ жилого дома Мобиль, КЛ-0,4 кВ от ТП 10 кВ Мобиль	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,5
						реактивная	±2,4	±5,9
32	ПС 110 кВ Елисеевская, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	TG 145N УХЛ1 Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 30489-05	СПА 123 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 47846-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	активная	±0,6	±1,4
						реактивная	±1,2	±1,9
33	ПС 110 кВ Елисеевская, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	TG 145N УХЛ1 Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 30489-05	СПА 123 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 47846-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±0,6	±1,4
						реактивная	±1,2	±1,9

34	ПС 110 кВ Елисеевская, ЗРУ-10 кВ, 3сш, яч.302, КЛ-10 кВ ф.РП-1 ОАО Линде Газ Рус	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл. т. 0,5 КТТ 800/5 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 реактивная	±1,2 ±2,8	±3,5 ±5,9
35	ПС 110 кВ Елисеевская, ЗРУ-10 кВ, 4сш, яч.402, КЛ-10 кВ ф.РП-2 ОАО Линде Газ Рус	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл. т. 0,5 КТТ 800/5 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 реактивная	±1,2 ±2,8	±3,5 ±5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
36	ПС 110 кВ Кобальт, ЗРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.55, КЛ-10 кВ	ТПЛ-10-М У2 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	активная	±1,1	±2,7
						реактивная	±2,6	±4,5
37	ПС 110 кВ Кобальт, ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.38, КЛ-10 кВ	ТПЛ-10-М У2 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±2,7
						реактивная	±2,6	±4,5
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 $I=0,01 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 17-18, 21, 26-31 от минус 10 до плюс 40 °С;
 - $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-4, 6-14, 19-20, 22-25, 32-33, 36-37 от минус 10 до плюс 40 °С;
 - $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 5, 15-16, 34-35 от минус 10 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 РСТВ на аналогичное устройство, 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 АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	37
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 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 $I_{ном}$ Для ИК №№ 17-18, 21, 26-31 Для ИК №№ 1-4, 6-14, 19-20, 22-25, 32-33, 36-37 Для ИК №№ 5, 15-16, 34-35 - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения РСТВ-01-01, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 2 до 120 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -10 до +40 от -20 до +55 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика СЭТ-4ТМ.02.2-13, СЭТ-4ТМ.02.2-14, СЭТ-4ТМ.02.0-26, СЭТ-4ТМ.02.2-37 (рег. № 20175-01); для счетчика СЭТ-4ТМ.03 (рег. № 27524-04); для счетчика ПСЧ-4ТМ.05М.16 (рег. № 36355-07); для счетчика СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.02М.03 (рег. № 36697-08); для счетчика СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01 (рег. № 36697-17); для счетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 (рег. № 36697-12); - среднее время восстановления работоспособности, ч РСТВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 90000 140000 140000 220000 165000 2 55000 1 70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики электроэнергии:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки, сутки, не менее	45
- при отключении питания, лет, не менее	40
Сервер БД:	
- 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 счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - изменения значений результатов измерений;
 - изменения коэффициентов измерительных ТТ и ТН;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере.

Защищенность применяемых компонентов:

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

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 учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЛМК-Метиз» 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	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М У2	6 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М У2	4 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	16 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10-41 УХЛ2	4 шт.
Трансформатор тока	ТФНД-35М	4 шт.
Трансформатор тока	ТОП-0,66	9 шт.
Трансформатор тока	ТШП-0,66	18 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10 У2	12 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10 У3	6 шт.
Трансформатор тока	TG 145N УХЛ1	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2	4 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	4 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-35Ш	6 шт.
Трансформатор напряжения	НОЛ.08-10УТ2	12 шт.
Трансформатор напряжения	СРА 123	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	4 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.03	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02.2-13	4 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02.2-14	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02.0-26	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02.2-37	1 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	5 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.16	7 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	4 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Программное обеспечение	«BeeDotNet»	1 шт.
Методика поверки	МП СМО-1306-2020	1 экз.
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.829 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЛМК-Метиз», аттестованном ФБУ «Ивановский ЦСМ», аттестат об аккредитации № RA.RU.311260 от 17.08.2015 г.; «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЛМК-Метиз» в части ИК № 15-16; 36-37», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЛМК-Метиз»

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