

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» октября 2022 г. № 2520

Регистрационный № 87006-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МН Омское РНУ, Новосибирское РНУ, Томское РНУ, Ишимское РНУ, Красноярское РНУ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МН Омское РНУ, Новосибирское РНУ, Томское РНУ, Ишимское РНУ, Красноярское РНУ (далее – 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 распределённой 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), трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счётчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), серверы синхронизации времени ССВ-1Г и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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.

На втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС», смежным субъектам ОРЭМ и иным заинтересованным организациям.

Данные хранятся в сервере БД. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных счетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера БД. ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы ПАО «Транснефть».

Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭМ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются с ИВК в виде xml-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого времени на всех уровнях системы (счетчиков и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г (Рег. № 39485-08). ССВ-1Г непрерывно обрабатывает данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC спутниковой навигационной системы. Информация о точном времени распространяется устройством в сети ТСР/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК. Резервный сервер синхронизации ИВК используется при выходе из строя основного сервера.

Сличение часов счетчиков с часами ИВК АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера ИВК более чем на ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.
Заводской номер АИИС КУЭ: 01103.1

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

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 2-3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		Место расположение	ТТ	ТН	Счетчик	Сервер синхронизации времени/Сервер БД
1	2	3	4	5	6	
1	КТП-160 кВА 10/0,4 кВ УПРР, Ввод 0,4 кВ Т1	ИРНУ-Центральный склад-КТП-160 кВА-от оп. №149 ВЛ-10кВ «Учхоз»	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 64182-16	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ССВ-1Г, Рег. № 39485-08 HP ProLiant
2	КТП-250 кВА 10/0,4 кВ БПО, Ввод 0,4 кВ Т1	ИРНУ-БПО-250 кВА-от оп.№5 ВЛ-10кВ «Учхоз»	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 64182-16	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
3	ТП-3 6/0,4 кВ Котельной, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.5, ВЛ-0,4 кВ Гостиница	ИРНУ- НПС «Вагай» - РУ-0,4 кВ ТП-3 - яч.5, ВЛ-0,4 кВ «Гостиница»	ТТК Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 76349-19	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
4	ТП-3 6/0,4 кВ Котельной, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.8, ВЛ-0,4 кВ 16-ти кварт. дом	ИРНУ- НПС «Вагай» - РУ-0,4 кВ ТП-3 - яч.8, ВЛ-0,4 кВ «16-ти кварт. Дом»	ТТК Кл. т. 0,5S Ктт 250/5 Рег. № 76349-19	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
5	ТП-3 6/0,4 кВ Котельной, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.10, ВЛ-0,4 кВ Восточный	ИРНУ- НПС «Вагай» - РУ-0,4 кВ ТП-3 - яч.10, ВЛ-0,4 кВ «Восточный»	ТТЕ Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 73808-19	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ТП 6-1 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.1, КВЛ-1 0,4 кВ	Красноярское РНУ, ТП 6-1 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.1, КВЛ-1 0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 64182-16	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ССВ-1Г, Рег. № 39485-08 HP ProLiant
7	ТП 6-1 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1с.ш. 0,4 кВ, яч.2, КВЛ-2 0,4 кВ	Красноярское РНУ, ТП 6-1 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1с.ш. 0,4 кВ, яч.2, КВЛ-2 0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 64182-16	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
8	ТП 6-1 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.3, КВЛ-3 0,4 кВ	Красноярское РНУ, ТП 6-1 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.3, КВЛ-3 0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 64182-16	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
9	ТП 6-1 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч. 4, КВЛ-4 0,4 кВ	Красноярское РНУ, ТП 6-1 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч. 4, КВЛ-4 0,4 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.02М.02 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47041-11	
10	ТП 6-2 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч. 1, КВЛ-3.2 0,4 кВ	Красноярское РНУ, ТП 6-2 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч. 1, КВЛ-3.2 0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 64182-16	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
11	ТП 6-2 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч. 2, КВЛ-3.1 0,4 кВ	Красноярское РНУ, ТП 6-2 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч. 2, КВЛ-3.1 0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 64182-16	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
12	ТП 6-2 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.3, КВЛ-0,4 кВ АЗС	Красноярское РНУ, ТП 6-2 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.3, КВЛ-0,4 кВ АЗС	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 64182-16	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5	6
13	ТП-6-2 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч. 4, КВЛ-4 0,4 кВ	Красноярское РНУ, ТП 6-2 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч. 4, КВЛ-4 0,4 кВ	–	–	СЭБ-1ТМ.02М.02 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47041-11	ССВ-1Г, Рег. № 39485-08 HP ProLiant
14	ВЛ-10 кВ 698-672 км МН «О-И», оп.4, КРУН-10 кВ, ввод 10 кВ	Новосибирское РНУ, ВЛ 10 кВ 698-672 км МН «О-И», оп.4, КРУН-10 кВ, ввод 10 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S КТТ 20/5 Рег. № 69606-17	НТМИА-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 67814-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
15	ВЛ-10 кВ 797-835 км МН «О-И», оп.1, ПКУЭ-10 кВ	Новосибирское РНУ, ВЛ 10 кВ 797-835 км МН «О-И», оп.1, ПКУЭ-10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 15/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/10 0:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
16	КТП 6/0,4 2х630 кВА Барабинская ЛПДС, РУ-0,4кВ, 1 с.ш. 0,4кВ, панель №3 0,4 кВ	Омское РНУ, Барабинская ЛПДС, КТП 6/0,4 кВ 2х630 кВА, РУ-0,4кВ, 1 с.ш.-0,4кВ, панель №3 0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 64182-16	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
17	КТП 6/0,4 2х630 кВА Барабинская ЛПДС, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, панель №10 0,4 кВ	Омское РНУ, Барабинская ЛПДС, КТП 6/0,4 кВ 2х630 кВА, РУ-0,4кВ, 2 с.ш.-0,4кВ, панель №10 0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 64182-16	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
18	ВЛ-10 кВ ф.5 «Токопровод», оп.1-5, ПКУЭ-10 кВ	Томское РНУ, ЛАЭС «Каргасок», ВЛ-10 кВ ф.5 «Токопровод», оп.1-5, ПКУЭ-10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 15/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/10 0:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	
19	ВЛ-10 кВ ф.19 «Токопровод», оп.1-19, ПКУЭ-10 кВ	Томское РНУ, ЛАЭС «Каргасок», ВЛ-10 кВ ф.19 «Токопровод», оп.1-19, ПКУЭ- 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 15/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК- 10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000: $\sqrt{3}/100:$ $\sqrt{3}$ Рег. № 68841- 17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755- 19	ССВ-1Г, Рег. № 39485-08 HP ProLiant
20	ВЛ-6 кВ ф.6 км 169-211 МН «И-Т-П», оп.1, ПКУЭ- 6 кВ	Томское РНУ, ЛАЭС «Герасимовское», ВЛ-6 кВ ф.6 км 169-211 МН «И- Т-П», оп.1, ПКУЭ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 68841- 17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755- 19	
21	ВЛ-6 кВ ф.10 км 169-91 МН «И-Т-П», оп.1, ПКУЭ- 6 кВ	Томское РНУ, ЛАЭС «Герасимовское», ВЛ-6 кВ ф.10 км 169-91 МН «И- Т-П», оп.1, ПКУЭ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 68841- 17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755- 19	
22	РУ-6кВ НПС «Каштан», 2 с.ш. 6кВ, яч. 6, ф. Учхоз	Красноярское РНУ, РУ-6кВ НПС Каштан, 2 с.ш. 6кВ, яч. 6К	ТОЛ Кл. т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 47959-16	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687- 97	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17	

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 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена серверов синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Допускается замена сервера БД при условии сохранения цифрового идентификатора ПО.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на АО «Транснефть-Западная Сибирь» порядке, все изменения вносятся в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

4 Кл. т. – класс точности, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной относительной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-8, 10-12, 16, 17	Активная	0,8	2,9
	Реактивная	2,2	4,7
9, 13	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	2,4	6,4
14, 15, 18-22	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	2,7	4,8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с		± 5	
<p>Примечания</p> <p>1 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до +40 °С для ИК № 1-22, при $\cos \varphi=0,8$ инд $I=0,02 \cdot I_{ном}$</p> <p>2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95</p>			

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	22
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – частота, Гц – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – температура окружающей среды, °С	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 $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от 49,6 до 50,4 от – 45 до +40 от – 40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика – среднее время восстановления работоспособности, ч ССВ-1Г: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер HP ProLiant: – среднее время наработки на отказ Т, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности тв, ч, не более	220000 2 15000 2 261163 0,5
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 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;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - 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 титульный лист формуляра АИИС КУЭ 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 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТШЛ-0,66	30
Трансформатор тока	ТТК	6
Трансформатор тока	ТТЕ	3
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	15
Трансформатор тока	ТОЛ	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	9
Трансформатор напряжения	НТМИА-10	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-6	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	13
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭБ-1ТМ.02М.02	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Сервер	HP ProLiant	2
Паспорт-Формуляр	НОВА.2021.АСКУЭ.01103	1

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) МН Омское РНУ, Новосибирское РНУ, Томское РНУ, Ишимское РНУ, Красноярское РНУ, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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».

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть-Западная Сибирь»
(АО «Транснефть-Западная Сибирь»)
ИНН 5502020634
Адрес: 644033, г. Омск, ул. Красный путь, 111, корп. 1
Телефон: +7 (3812) 65-35-02
Факс: +7 (3812) 65-98-46
E-mail: info@oms.transneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть-Западная Сибирь»
(АО «Транснефть-Западная Сибирь»)
ИНН 5502020634
Адрес: 644033, г. Омск, ул. Красный путь, 111, корп. 1
Телефон: +7 (3812) 65-35-02
Факс: +7 (3812) 65-98-46
E-mail: info@oms.transneft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
ИНН 7722844084
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

