

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» июля 2025 г. № 1371

Регистрационный № 79794-20

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «НЛМК-Урал»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «НЛМК-Урал» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и средней электрической мощности за установленные интервалы времени в целях коммерческого учета электрической энергии, а также для отображения, хранения, обработки и передачи полученной измерительной информации с привязкой к единому календарному времени.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную измерительную систему с распределенной функцией измерения и централизованным управлением процессами сбора, обработки и представления измерительной информации.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – 23 измерительно-информационных комплекса (ИИК), включающих в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема - передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру), автоматизированные рабочие места (АРМ) пользователей информации. В качестве программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера».

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и средней на интервале времени 30 мин активной (реактивной) электрической мощности;

автоматический сбор (периодический 1 раз/сутки и/или по запросу) измеренных данных о приращениях электрической энергии с заданной дискретностью учета и привязкой к календарному времени;

хранение информации об измеренных величинах в БД сервера АИИС КУЭ;

передачу результатов измерений на вышестоящие уровни,

в организации-участники оптового рынка электроэнергии;

предоставление по запросу доступа к результатам измерений, состояниям объектов и средств измерений;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей;

диагностирование и мониторинг сбора статистики ошибок функционирования технических средств;

конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;

регистрацию и мониторинг событий (событий счетчиков, регламентных действий персонала, нарушений в системе информационной защиты и др.); – ведение системы единого времени.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на входы счетчиков электрической энергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и данных о состоянии средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 мин) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер БД автоматически опрашивает УСПД по выделенному каналу связи по интерфейсу RS-232, осуществляет сбор, обработку измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации – участники оптового рынка электроэнергии и другие заинтересованные организации за электронной цифровой подписью в формате XML осуществляется сервером БД.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации системного времени на основе приемника ГЛОНАСС/GPS, встроенного в УСПД, а также таймеры УСПД, сервера БД и счетчиков. Время УСПД синхронизировано с временем приемника ГЛОНАСС/GPS. Пределы допускаемой абсолютной погрешности внутренних часов УСПД (с коррекцией времени по источнику точного времени с использованием PPS сигнала) ± 1 мс. УСПД осуществляет синхронизацию времени сервера и счетчиков. Сличение времени часов счетчиков с временем часов УСПД производится каждые 30 мин, корректировка времени часов счетчиков выполняется при расхождении с временем УСПД ± 2 с. Сличение времени часов сервера БД с временем часов УСПД осуществляется ежесекундно, корректировка времени сервера выполняется при расхождении времени сервера и УСПД ± 3 с.

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

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер (№ 001) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится типографическим способом на этикетку, расположенную на шкафу сервера АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	PSO.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.1.81.14196
Цифровой идентификатор ПО	5604dd798df30162db60282fa84f31af
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Влияние ПО на метрологические характеристики АИИС КУЭ незначительно.

Метрологические характеристики измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав ИК и метрологические характеристики

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Сервер
1	2	3	4	5	6	7
3	ПС 110 кВ РММЗ, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-3	ТФЗМ 110Б- УХЛ1 300/5 Кл. т. 0,2S Пер. № 32825-06	НДЕ-110 Кл. т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Пер. № 23312-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	«ЭКОМ-3000» Пер. № 17049-14	HP ProLiant ML 330 G6
4	ПС 220 кВ РММЗ, РУ-1 6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.14, КЛ-6 кВ ф.РМЗ, ввод №1	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 300/5 Пер. № 22192-07	НОМ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Пер. № 159-49	СЭТ- 4ТМ.03М.04 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		
5	ПС 220 кВ РММЗ, РУ-1 6 кВ, IV с.ш. 6 кВ, яч.26, КЛ-6 кВ ф.РМЗ, ввод №2	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 300/5 Пер. № 22192-07	НОМ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Пер. № 159-49	СЭТ- 4ТМ.03М.04 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-08		
6	ПС 220 кВ РММЗ, РУ-1 6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.16, КЛ-6 кВ ф.Центр-2, ввод №2	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 400/5 Пер. № 47958-16	НОМ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Пер. № 159-49	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Пер. № 20175-01		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ПС 220 кВ РММЗ, РУ-1 6 кВ, IV с.ш. 6 кВ, яч.40, КЛ-6 кВ, ф.Центр-1, ввод №1	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-16	НОМ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	«ЭКОМ-3000» Рег. № 17049-14	HP ProLiant ML 330 G6
8	ПС 220 кВ РММЗ, РУ-1 6 кВ, IV с.ш. 6 кВ, яч.42, КЛ-6 кВ ф.Школа №21	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-16	НОМ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		
9	ПС 220 кВ РММЗ, РУ-1 6 кВ, IV с.ш. 6 кВ, яч.38, КЛ-6 кВ ф.Водоканал	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-16	НОМ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
10	РП 6 кВ ХВО, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч.4, КЛ-6 кВ ф.Город 1	ТОЛ 10-I Кл. т. 0,2S 150/5 Рег. № 15128-03	НОМ-6-77 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 17158-98	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01		
11	РП-3 6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.18	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,2S 200/5 Рег. № 47959-16	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		
12	РП 6 кВ ХВО, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.19, КЛ-6 кВ ф.Город-2	ТОЛ 10-I Кл. т. 0,2S 150/5 Рег. № 15128-03	НОМ-6-77 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 17158-98	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		
13	РП 6 кВ ХВО, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч.1, КЛ-6 кВ ф.УПП ВОС	ТОЛ 10-I Кл. т. 0,2S 150/5 Рег. № 15128-03	НОМ-6-77 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 17158-98	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		
14	ПС 220 кВ РММЗ, РУ-1 6 кВ, III с.ш. 6 кВ, яч.43, КЛ-6 кВ ф.Хлебозавод	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 150/5 Рег. № 47958-16	НОМ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		
15	ПС 6 кВ Водонасосная, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч.2, КЛ-6 кВ ф.ТП Станция перекачки В1	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,2S 75/5 Рег. № 22192-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	ПС 6 кВ Водонасосная, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.11, КЛ-6 кВ ф.ТП Станция перекачки В2	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,2S 75/5 Рег. № 22192-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	«ЭКОМ-3000» Рег. № 17049-14	HP ProLiant ML 330 G6
17	ПС 220 кВ Метиз, ОРУ-220 кВ, Ввод 220 кВ Т-1	CTDI-300/4000- 1/5 Кл. т. 0,2S 600/5 Рег. № 29195-05	СРВ 72-800, мод. СРВ 245 Кл. т. 0,2 220000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
18	ПС 220 кВ Метиз, ОРУ-220 кВ, Ввод 220 кВ Т-2	CTDI-300/4000- 1/5 Кл. т. 0,2S 600/5 Рег. № 29195-05	СРВ 72-800, мод. СРВ 245 Кл. т. 0,2 220000/√3/100/√3 Рег. № 15853-06	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
19	ПС 220 кВ РММЗ, РУ-1 6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч.19, КЛ-6 кВ ф.Гвоздильный цех 1	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 22192-03	НОМ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		
20	РП 6 кВ ЦНС, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч.10	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 150/5 Рег. № 22192-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		
21	ПС 220 кВ РММЗ, РУ-1 6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.12, КЛ-6 кВ ф.Старый город, ввод №1	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 22192-03	НОМ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		
22	ПС 220 кВ РММЗ, ОРУ-220 кВ, Ввод 220 кВ Т-1	ТОГФ-220 Кл. т. 0,2S 200/5 Рег. № 61432-15	СРВ 72-800, мод. СРВ 245 Кл. т. 0,2 220000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
23	ПС 220 кВ РММЗ, ОРУ-220 кВ, Ввод 220 кВ Т-2	ТОГФ-220 Кл. т. 0,2S 200/5 Рег. № 61432-15	СРВ 72-800, мод. СРВ 245 Кл. т. 0,2 220000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
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 описании типа АИИС КУЭ метрологических характеристик ИК АИИС КУЭ. 2 Допускается замена УСПД на аналогичное утвержденного типа. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.						

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Границы интервала основной относительной погрешности ИК, %, при измерении электрической энергии и средней мощности: - для ИК №№ 3, 17, 18, 22, 23 - активной энергии и мощности - реактивной энергии и мощности - для ИК №№ 4, 5, 9 - активной энергии и мощности - реактивной энергии и мощности - для ИК №№ 6, 7, 8, 14, 19, 21 - активной энергии и мощности - реактивной энергии и мощности - для ИК № 10 - активной энергии и мощности - реактивной энергии и мощности - для ИК №№ 11, 12, 13, 15, 16 - активной энергии и мощности - реактивной энергии и мощности - для ИК № 20 - активной энергии и мощности - реактивной энергии и мощности Границы интервала относительной погрешности ИК, %, при измерении электрической энергии и средней мощности в рабочих условиях: - для ИК №№ 3, 17, 18, 22, 23 - активной энергии и мощности - реактивной энергии и мощности - для ИК №№ 4, 5, 9 - активной энергии и мощности - реактивной энергии и мощности - для ИК №№ 6, 7, 8, 14, 19, 21 - активной энергии и мощности - реактивной энергии и мощности	±0,6 ±1,2 ±1,1 ±2,6 ±1,2 ±2,6 ±0,9 ±1,7 ±1,0 ±1,7 ±1,2 ±2,6 ±1,5 ±3,9 ±3,0 ±4,9 ±3,5 ±4,9

Продолжение таблицы 3

1	2
- для ИК № 10	
- активной энергии и мощности	$\pm 1,6$
- реактивной энергии и мощности	$\pm 4,0$
- для ИК №№ 11, 12, 13, 15, 16	
- активной энергии и мощности	$\pm 2,6$
- реактивной энергии и мощности	$\pm 4,0$
- для ИК № 20	
- активной энергии и мощности	$\pm 3,4$
- реактивной энергии и мощности	$\pm 5,3$
Пределы допускаемой относительной погрешности передачи и обработки данных, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления приращения электрической энергии, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления средней мощности, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой погрешности системы обеспечения единого времени, с	± 5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности ИК указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности $P=0,95$. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для параметров сети: $(0,9-1,1) \cdot U_{\text{ном}}$; ток $(0,02-1,2) \cdot I_{\text{ном}}$; $\cos\phi = 0,8$ инд; и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчика электрической энергии от минус 20 до плюс 55 °С. В случае отклонения условий измерений от указанных предел относительной погрешности ИК может быть рассчитан согласно соотношениям, приведенным в методике поверки.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	21
Нормальные условия: - параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от +15 до +25
Условия эксплуатации: - параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от -40 до +70 от -20 до +55 от -10 до +50 от +15 до +35

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчик электрической энергии: - средняя наработка на отказ, ч - СЭТ-4ТМ.03М (в соответствии с описанием типа счетчика) - СЭТ-4ТМ.02 - срок службы, лет - время восстановления, ч УСПД: - средняя наработка на отказ, ч - средний срок службы, лет Сервер: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000, 165000, 220000 90000 30 2 75000 20 50000 1
Глубина хранения информации Счетчик электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет не менее Сервер: - хранение измерительной информации (в том числе при отключении электропитания), лет, не менее	100 3,5 60 10 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция времени в счетчике и УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и опломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);

- установка паролей на счетчик, УСПД, сервер БД.

Возможность коррекции времени:

- счетчика (функция автоматизирована);

- УСПД (функция автоматизирована);

- сервера БД (функция автоматизирована).

Цикличность измерений 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки 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
1	2	3
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-УХЛ1	3 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	4 шт.
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	10 шт.
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10-І	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 10-І	6 шт.
Трансформаторы тока измерительные	СТДИ-300/4000-1/5	6 шт.
Трансформатор тока	ТОГФ-220	6 шт.
Трансформатор напряжения емкостный	НДЕ-110	3 шт.
Трансформатор напряжения	НОМ-6	8 шт.
Трансформатор напряжения	НОМ-6-77	4 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения измерительные	СРВ 72-800, мод. СРВ 245	9 шт.
Трансформаторы напряжения	СРВ 72-800, мод. СРВ 245	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.04	2 шт.
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02.2	13 шт.
Устройство сбора и передачи данных с модулем ГЛОНАСС/GPS	«ЭКОМ-3000»	1 шт.
Программный комплекс	«Энергосфера»	1 шт.
Формуляр	50306307.422222.065 ФО	1 экз.
Техническое описание и инструкция по эксплуатации КТС	50306307.422222.065 ИЭ	1 экз.
Руководство пользователя	50306307.422222.065 ИЗ	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Метод измерений» формуляра 50306307.422222.065 ФО.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

Изготовитель

Акционерное общество «НЛМК-Урал» (АО «НЛМК-Урал»)

ИНН 6646009256

Адрес: 623280, Свердловская обл., г. Ревда, ул. Карла Либкнехта, д. 3

Телефон: +7 (34397) 2-67-54, 2-68-49

Факс: +7 (34397) 3-30-83

E-mail: ns-a-nlmk-ural@nlmk.com

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно – исследовательский институт метрологии имени Д.И. Менделеева» (УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Адрес: 620000, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Телефон: +7 (343) 350-26-18

Факс: +7 (343) 350-20-39

E-mail: uniim@uniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.

в части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Свердловской области» (ФБУ «УРАЛТЕСТ»)

Адрес: 620075, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, стр. 2а

Телефон: 8 (343) 236-30-15

Факс: 8 (343) 350-40-81

E-mail: uraltest@uraltest.ru

Web-сайт: www.uraltest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30058-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» июля 2025 г. № 1371

Регистрационный № 91056-24

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная массы нефтепродуктов на путях необщего пользования № 49 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»

Назначение средства измерений

Система измерительная массы нефтепродуктов на путях необщего пользования № 49 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» (далее – ИС) предназначена для измерений массы нефтепродуктов, находящихся в железнодорожных цистернах и составах из них, с учетом корректировки на выталкивающую силу воздуха.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на измерении, преобразовании и обработке системой сбора и обработки информации (далее – СОИ) входных аналоговых сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА, поступающих по измерительным каналам (далее – ИК) от первичных измерительных преобразователей температуры и давления, а также входных цифровых электрических сигналов, поступающих от весов вагонных, и последующего вычисления массы нефтепродуктов, определяемой как разность массы заполненных и массы порожних железнодорожных цистерн, измеренных прямым методом статических измерений взвешиванием на весах расцепленных железнодорожных цистерн или взвешиванием на весах в движении нерасцепленных железнодорожных цистерн и составов из них, с корректировкой на выталкивающую силу воздуха.

ИС состоит из весов вагонных 7260Р (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 71074-18) модификации 7260PSM (далее – весы), преобразователя давления измерительного СДВ-SMART модификации 1041 (регистрационный номер 61936-15) (далее – СДВ-SMART), термопреобразователя универсального ТПУ 0304 (регистрационный номер 50519-17) модификации ТПУ 0304/М1-Н (далее – ТПУ 0304), СОИ. СОИ состоит из контроллера логического программируемого ПЛК 200 (регистрационный номер 84822-22) (далее – ПЛК 200), автоматизированного рабочего места оператора и модуля учета выталкивающей силы (далее – модуль УВС). Модуль УВС представляет собой аппаратно-программный комплекс с программным обеспечением «Учет Выталкивающей Силы» (далее – ПО «УВС»).

Состав ИК ИС приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав ИК ИС

Тип ИК	Первичные измерительные преобразователи	Вторичная часть ИК
ИК массы	Весы	ПЛК 200
ИК температуры окружающей среды	ТПУ 0304	
ИК абсолютного давления окружающей среды	СДВ-SMART	

Схема информационных потоков представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Схема информационных потоков при выполнении измерений

Масса заполненных и порожних железнодорожных цистерн, составов из заполненных железнодорожных цистерн и составов из порожних железнодорожных цистерн измеряется с помощью весов. Результаты измерений поступают в информационную систему предприятия и модуль УВС по цифровым интерфейсам связи.

Параметры воздуха измеряются с помощью ИК температуры окружающей среды и ИК абсолютного давления окружающей среды.

Рассчитанные значения плотности нефтепродуктов, транспортируемых в железнодорожных цистернах, при стандартных условиях (при температуре плюс 15 °С или плюс 20 °С) поступают в модуль УВС из внешней информационной системы предприятия, связанной с центральной лабораторией предприятия.

Нескорректированная масса нефтепродуктов, принимаемых или отпускаемых в железнодорожные цистерны, определяется в ПЛК 200 как разность массы заполненной и массы порожней железнодорожных цистерн. Скорректированная масса нефтепродуктов вычисляется в ПЛК 200 путем умножения нескорректированной массы нефтепродуктов на коэффициент, учитывающий выталкивающую силу воздуха.

Основные функции ИС:

- автоматизированное измерение, вычисление, регистрация, обработка, хранение и индикация массы нефтепродуктов в железнодорожных цистернах и составах из них с учетом корректировки на выталкивающую силу воздуха;
- автоматическое распознавание номеров и типов железнодорожных цистерн, прошедших через весы;
- архивирование и хранение данных по операциям приема и отпуска нефтепродуктов, формирование, отображение и печать текущих отчетов;
- самодиагностика и защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и от изменения установленных параметров.

Заводской номер ИС (№ ТСП-49-2023) в виде буквенно-цифрового обозначения наносится типографским способом на самоклеящуюся маркировочную табличку, размещенную на корпусе ПЛК 200.

Конструкция ИС и условия эксплуатации ИС не предусматривают нанесение знака поверки и знака об утверждении типа.

Пломбирование ИС не предусмотрено. Пломбирование первичных измерительных преобразователей, входящих в состав ИК ИС, выполняется в соответствии с их описаниями типа.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) обеспечивает реализацию функций ИС.

Метрологически значимая часть ПО состоит из ПО ПЛК 200 и ПО «УВС».

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем разграничения прав пользователей, идентификации, ведения доступного только для чтения журнала событий.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «УВС»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	uvs49.weightcorrector.service.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	F03C7A68
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО ПЛК 200

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	owen_49.projectarchive
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 4.0
Цифровой идентификатор ПО	9A0137EC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики ИС приведены в таблицах 4–8. Основные технические характеристики ИС приведены в таблице 9.

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК массы при статическом взвешивании на весах расцепленных железнодорожных цистерн

НМПВ, т	НПВ, т	е, кг	п	Интервалы взвешивания	Δ, кг	Δ _э , кг
0,4	100	20	5000	от 0,4 до 10,0 т включ.	±10	±20
				св. 10 до 40 т включ.	±20	±40
				св. 40 до 100 т включ.	±30	±60
	200	50	4000	св. 100 до 200 т включ.	±75	±150

Примечание – Приняты следующие обозначения: НмПВ – наименьший предел взвешивания весов, т; НПВ – наибольший предел взвешивания весов, т; ϵ – значение поверочного деления весов, кг; n – число поверочных делений весов; Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности при первичной поверке весов, кг; Δ_3 – пределы допускаемой абсолютной погрешности в эксплуатации, кг.

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИК массы при взвешивании на весах в движении железнодорожных цистерн

НмПВ, т	НПВ ₁ , т	НПВ ₂ , т	Интервалы взвешивания	Пределы допускаемой погрешности
1	100	200	от НмПВ до 35 % НПВ включ.	±0,3 % (от 35 % НПВ)
			св. 35 % НПВ	±0,3 % (от измеряемой массы)
Примечание – Приняты следующие обозначения: НмПВ – наименьший предел взвешивания весов, т; НПВ – наибольший предел взвешивания весов, т; НПВ ₁ – наибольший предел взвешивания весов для первого диапазона взвешивания, т; НПВ ₂ – наибольший предел взвешивания весов для второго диапазона взвешивания, т.				

Таблица 6 – Метрологические характеристики ИК массы при взвешивании на весах в движении состава в целом

Пределы допускаемой погрешности в диапазоне	
от НмПВ·n до 35 % НПВ·n включ., % от 35 % НПВ·n	св. 35 % НПВ·n, % от измеряемой массы
±0,2	±0,2
Примечание – Приняты следующие обозначения: НмПВ – наименьший предел взвешивания весов, т; НПВ – наибольший предел взвешивания весов, т; n – число цистерн в составе.	

Таблица 7 – Метрологические характеристики ИК абсолютного давления и температуры окружающей среды

Тип ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой абсолютной погрешности
ИК абсолютного давления окружающей среды	от 0 до 130 кПа (от 0 до 975,08 мм рт.ст.)	±2,42 кПа (±18,15 мм рт.ст.)
ИК температуры окружающей среды	от -50 до +200 °С	±1,59 °С

Таблица 8 – Метрологические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массы нефтепродуктов в железнодорожной цистерне, кг	от 45000 до 75000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %:	
– при выполнении измерений прямым методом статических измерений взвешиванием на весах расцепленных железнодорожных цистерн	±0,4
– при выполнении измерений прямым методом статических измерений взвешиванием на весах движущихся нерасцепленных железнодорожных цистерн и составов из них (для составов общей массой до 1000 т)	±1,0
– при выполнении измерений прямым методом статических измерений взвешиванием на весах движущихся нерасцепленных железнодорожных цистерн и составов из них (для составов общей массой 1000 т и более)	±2,5

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности вторичной части ИК при преобразовании входного аналогового сигнала силы постоянного тока, %	$\pm 0,41$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений, %	$\pm 0,01$

Таблица 9 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – напряжение постоянного тока, В – частота переменного тока, Гц	220^{+22}_{-33} $24^{+2,4}_{-3,6}$ 50 ± 1
Направление при взвешивании в движении	двустороннее
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха в месте установки грузоприемной платформы весов, СДВ-SMART, ТПУ 0304, °С – температура окружающего воздуха в месте установки СОИ и весоизмерительного прибора, °С – относительная влажность (без конденсации влаги), %, не более – атмосферное давление, кПа	от -41 до +38 от -10 до +25 95 от 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность ИС приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерительная массы нефтепродуктов на путях необщего пользования № 49 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	–	1
Паспорт	–	1
Руководство по эксплуатации	–	1
Методика поверки	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Корпоративный стандарт СТО ЛУКОЙЛ 1.14.5.9–2023 «Система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений в железнодорожных цистернах прямым методом статических измерений в организациях Группы «ЛУКОЙЛ», регистрационный номер ФР.1.29.2023.47367.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 года № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, пункты 6.3.2 и 6.3.3.1)

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»
(ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»)
ИНН 5250043567
Юридический адрес: 607650, Нижегородская обл., р-н Кстовский, г. Кстово,
ш. Центральное (Промышленный р-н), д. 9

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Малленом Системс»
(ООО «Малленом Системс»)
ИНН 3528176030
Адрес: 162606, Вологодская обл., г. Череповец, ул. Metallургов, д. 21, к. Б

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, офис 7
Телефон: (843) 214-20-98
Факс: (843) 227-40-10
Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>
E-mail: office@ooostp.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» июля 2025 г. № 1371

Регистрационный № 91151-24

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная массы нефтепродуктов на путях необщего пользования № 51 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»

Назначение средства измерений

Система измерительная массы нефтепродуктов на путях необщего пользования № 51 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» (далее – ИС) предназначена для измерений массы нефтепродуктов, находящихся в железнодорожных цистернах и составах из них, с учетом корректировки на выталкивающую силу воздуха.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на измерении, преобразовании и обработке системой сбора и обработки информации (далее – СОИ) входных аналоговых сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА, поступающих по измерительным каналам (далее – ИК) от первичных измерительных преобразователей температуры и давления, а также входных цифровых электрических сигналов, поступающих от весов вагонных, и последующего вычисления массы нефтепродуктов, определяемой как разность массы заполненных и массы порожних железнодорожных цистерн, измеренных прямым методом статических измерений взвешиванием на весах расцепленных железнодорожных цистерн или взвешиванием на весах в движении нерасцепленных железнодорожных цистерн и составов из них, с корректировкой на выталкивающую силу воздуха.

ИС состоит из весов вагонных 7260Р (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 71074-18) модификации 7260PSM (далее – весы), преобразователя давления измерительного СДВ-SMART модификации 1041 (регистрационный номер 61936-15) (далее – СДВ-SMART), термопреобразователя универсального ТПУ 0304 (регистрационный номер 50519-17) модификации ТПУ 0304/М1-Н (далее – ТПУ 0304), СОИ. СОИ состоит из контроллера логического программируемого ПЛК 200 (регистрационный номер 84822-22) (далее – ПЛК 200), автоматизированного рабочего места оператора и модуля учета выталкивающей силы (далее – модуль УВС). Модуль УВС представляет собой аппаратно-программный комплекс с программным обеспечением «Учет Выталкивающей Силы» (далее – ПО «УВС»).

Состав ИК ИС приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав ИК ИС

Тип ИК	Первичные измерительные преобразователи	Вторичная часть ИК
ИК массы	Весы	ПЛК 200
ИК температуры окружающей среды	ТПУ 0304	
ИК абсолютного давления окружающей среды	СДВ-SMART	

Схема информационных потоков представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Схема информационных потоков при выполнении измерений

Масса заполненных и порожних железнодорожных цистерн, составов из заполненных железнодорожных цистерн и составов из порожних железнодорожных цистерн измеряется с помощью весов. Результаты измерений поступают в информационную систему предприятия и модуль УВС по цифровым интерфейсам связи.

Параметры воздуха измеряются с помощью ИК температуры окружающей среды и ИК абсолютного давления окружающей среды.

Рассчитанные значения плотности нефтепродуктов, транспортируемых в железнодорожных цистернах, при стандартных условиях (при температуре плюс 15 °С или плюс 20 °С) поступают в модуль УВС из внешней информационной системы предприятия, связанной с центральной лабораторией предприятия.

Нескорректированная масса нефтепродуктов, принимаемых или отпускаемых в железнодорожные цистерны, определяется в ПЛК 200 как разность массы заполненной и массы порожней железнодорожных цистерн. Скорректированная масса нефтепродуктов вычисляется в ПЛК 200 путем умножения нескорректированной массы нефтепродуктов на коэффициент, учитывающий выталкивающую силу воздуха.

Основные функции ИС:

- автоматизированное измерение, вычисление, регистрация, обработка, хранение и индикация массы нефтепродуктов в железнодорожных цистернах и составах из них с учетом корректировки на выталкивающую силу воздуха;
- автоматическое распознавание номеров и типов железнодорожных цистерн, прошедших через весы;
- архивирование и хранение данных по операциям приема и отпуска нефтепродуктов, формирование, отображение и печать текущих отчетов;
- самодиагностика и защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и от изменения установленных параметров.

Заводской номер ИС (№ ТСП-51-2023) в виде буквенно-цифрового обозначения наносится типографским способом на самоклеящуюся маркировочную табличку, размещенную на корпусе ПЛК 200.

Конструкция ИС и условия эксплуатации ИС не предусматривают нанесение знака поверки и знака об утверждении типа.

Пломбирование ИС не предусмотрено. Пломбирование первичных измерительных преобразователей, входящих в состав ИК ИС, выполняется в соответствии с их описаниями типа.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) обеспечивает реализацию функций ИС.

Метрологически значимая часть ПО состоит из ПО ПЛК 200 и ПО «УВС».

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем разграничения прав пользователей, идентификации, ведения доступного только для чтения журнала событий.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «УВС»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	uvs51.weightcorrector.service.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	5CE6F451
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО ПЛК 200

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	owen_51.projectarchive
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 4.0
Цифровой идентификатор ПО	61F08335
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики ИС приведены в таблицах 4–8. Основные технические характеристики ИС приведены в таблице 9.

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК массы при статическом взвешивании на весах расцепленных железнодорожных цистерн

НмПВ, т	НПВ, т	е, кг	п	Интервалы взвешивания	Δ, кг	Δ _э , кг
0,4	100	20	5000	от 0,4 до 10,0 т включ.	±10	±20
				св. 10 до 40 т включ.	±20	±40
				св. 40 до 100 т включ.	±30	±60
	200	50	4000	св. 100 до 200 т включ.	±75	±150

Примечание – Приняты следующие обозначения: НмПВ – наименьший предел взвешивания весов, т; НПВ – наибольший предел взвешивания весов, т; ϵ – значение поверочного деления весов, кг; n – число поверочных делений весов; Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности при первичной поверке весов, кг; Δ_3 – пределы допускаемой абсолютной погрешности в эксплуатации, кг.

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИК массы при взвешивании на весах в движении железнодорожных цистерн

НмПВ, т	НПВ ₁ , т	НПВ ₂ , т	Интервалы взвешивания	Пределы допускаемой погрешности
1	100	200	от НмПВ до 35 % НПВ включ.	±0,3 % (от 35 % НПВ)
			св. 35 % НПВ	±0,3 % (от измеряемой массы)
Примечание – Приняты следующие обозначения: НмПВ – наименьший предел взвешивания весов, т; НПВ – наибольший предел взвешивания весов, т; НПВ ₁ – наибольший предел взвешивания весов для первого диапазона взвешивания, т; НПВ ₂ – наибольший предел взвешивания весов для второго диапазона взвешивания, т.				

Таблица 6 – Метрологические характеристики ИК массы при взвешивании на весах в движении состава в целом

Пределы допускаемой погрешности в диапазоне	
от НмПВ·n до 35 % НПВ·n включ., % от 35 % НПВ·n	св. 35 % НПВ·n, % от измеряемой массы
±0,2	±0,2
Примечание – Приняты следующие обозначения: НмПВ – наименьший предел взвешивания весов, т; НПВ – наибольший предел взвешивания весов, т; n – число цистерн в составе.	

Таблица 7 – Метрологические характеристики ИК абсолютного давления и температуры окружающей среды

Тип ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой абсолютной погрешности
ИК абсолютного давления окружающей среды	от 0 до 130 кПа (от 0 до 975,08 мм рт.ст.)	±2,42 кПа (±18,15 мм рт.ст.)
ИК температуры окружающей среды	от -50 до +200 °С	±1,59 °С

Таблица 8 – Метрологические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массы нефтепродуктов в железнодорожной цистерне, кг	от 45000 до 75000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %:	
– при выполнении измерений прямым методом статических измерений взвешиванием на весах расцепленных железнодорожных цистерн	±0,4
– при выполнении измерений прямым методом статических измерений взвешиванием на весах движущихся нерасцепленных железнодорожных цистерн и составов из них (для составов общей массой до 1000 т)	±1,0
– при выполнении измерений прямым методом статических измерений взвешиванием на весах движущихся нерасцепленных железнодорожных цистерн и составов из них (для составов общей массой 1000 т и более)	±2,5

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности вторичной части ИК при преобразовании входного аналогового сигнала силы постоянного тока, %	$\pm 0,41$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений, %	$\pm 0,01$

Таблица 9 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – напряжение постоянного тока, В – частота переменного тока, Гц	220^{+22}_{-33} $24^{+2,4}_{-3,6}$ 50 ± 1
Направление при взвешивании в движении	двустороннее
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха в месте установки грузоприемной платформы весов, СДВ-SMART, ТПУ 0304, °С – температура окружающего воздуха в месте установки СОИ и весоизмерительного прибора, °С – относительная влажность (без конденсации влаги), %, не более – атмосферное давление, кПа	от -41 до +38 от -10 до +25 95 от 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность ИС приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерительная массы нефтепродуктов на путях необщего пользования № 51 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	—	1
Паспорт	—	1
Руководство по эксплуатации	—	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Корпоративный стандарт СТО ЛУКОЙЛ 1.14.5.9–2023 «Система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений в железнодорожных цистернах прямым методом статических измерений в организациях Группы «ЛУКОЙЛ», регистрационный номер ФР.1.29.2023.47367.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 года № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»
(ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»)
ИНН 5250043567
Юридический адрес: 607650, Нижегородская обл., р-н Кстовский, г. Кстово,
ш. Центральное (Промышленный р-н), д. 9

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Малленом Системс»
(ООО «Малленом Системс»)
ИНН 3528176030
Адрес: 162606, Вологодская обл., г. Череповец, ул. Metallургов, д. 21, к. Б

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, офис 7
Телефон: (843) 214-20-98
Факс: (843) 227-40-10
Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>
E-mail: office@ooostp.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» июля 2025 г. № 1371

Регистрационный № 57029-14

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества попутного нефтяного газа на входе компрессорной станции Южно-Приобской компрессорной станции

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества попутного нефтяного газа на входе компрессорной станции Южно-Приобской компрессорной станции (далее – СИК ПНГ на входе КС) предназначена для измерений объемного расхода и объема попутного нефтяного газа при рабочих условиях, абсолютного давления, температуры, объемного расхода и объема попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия СИК ПНГ на входе КС заключается в непрерывном измерении и преобразовании при помощи комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (регистрационный номер 52866-13 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ)) (далее – ИВК «АБАК+») входных сигналов, поступающих от счетчиков газа ультразвуковых FLOWSIC 600 (регистрационный номер 43981-11 в ФИФОЕИ) (далее – FLOWSIC 600), преобразователей давления измерительных Cerabar S (PMP) (регистрационный номер 41560-09 в ФИФОЕИ) (модель PMP71) (далее – PMP71), термопреобразователей сопротивления платиновых серии TR (регистрационный номер 49519-12 в ФИФОЕИ) (модель TR61) (далее – TR61) совместно с преобразователями измерительными серии iTEMP TMT (регистрационный номер 39840-08 в ФИФОЕИ) (модель TMT182) (далее – TMT182). Тем самым, СИК ПНГ на входе КС обеспечивает одновременное измерение следующих параметров потока попутного нефтяного газа: объемный расход и объем при рабочих условиях, абсолютное давление, температура. Компонентный состав попутного нефтяного газа определяется в химико-аналитической лаборатории и вводится в ИВК «АБАК+» как условно-постоянный параметр. По введенному компонентному составу, измеренным абсолютному давлению и температуре попутного нефтяного газа ИВК «АБАК+» автоматически рассчитывает физические свойства попутного нефтяного газа (плотность, динамическую вязкость, показатель адиабаты) в соответствии с ГСССД МР 113–03. Далее автоматически выполняется расчет объемного расхода и объема попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, на основе измерений объемного расхода и объема при рабочих условиях, абсолютного давления, температуры попутного нефтяного газа и рассчитанных физических свойств попутного нефтяного газа.

СИК ПНГ на входе КС состоит из измерительных каналов (далее – ИК), операторских станций управления. Взрывозащищенность (искробезопасность) электрических цепей СИК ПНГ на входе КС при эксплуатации достигается путем применения преобразователей измерительных тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеров искрозащиты) серии

К (регистрационный номер 22153-08 в ФИФОЕИ), модуль KFD2-STC4-Ex1.20 (далее – KFD2-STC4-Ex1.20).

СИК ПНГ на входе КС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИК ПНГ на входе КС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИК ПНГ на входе КС и эксплуатационными документами ее компонентов.

В состав СИК ПНГ на входе КС входят:

- блок измерительных линий (далее – БИЛ), включающий в себя:
 - а) рабочую измерительную линию № 1 (далее – ИЛ № 1) Ду 500;
 - б) рабочую измерительную линию № 2 (далее – ИЛ № 2) Ду 500;
 - в) резервную измерительную линию № 3 (далее – ИЛ № 3) Ду 500;
- шкафы обогреваемые и чехлы, в которых размещены средства измерений;
- система отбора проб;
- система сбора и обработки информации (далее – СОИ).

Состав и технологическая схема СИК ПНГ на входе КС обеспечивают выполнение следующих функций:

- измерение в автоматическом режиме значений объемного расхода и объема попутного нефтяного газа при рабочих условиях по каждой ИЛ и сигнализацию предельных значений;
- приведение значений объемного расхода и объема попутного нефтяного газа к стандартным условиям измерений по каждой ИЛ;
- измерение в автоматическом режиме, индикацию значений давления и температуры попутного нефтяного газа на каждой ИЛ, выходном коллекторе;
- возможность ввода в ИВК «АБАК+» данных компонентного состава попутного нефтяного газа, определенных химико-аналитической лабораторией;
- ручной отбор пробы попутного нефтяного газа из входного коллектора в соответствии с ГОСТ 31370–2023;
- дистанционный контроль и автоматическое управление исполнительными механизмами;
- защита системной информации от несанкционированного доступа программными средствами (введением паролей доступа) и механическим опломбированием соответствующих конструктивов и блоков;
- хранение и отображение на автоматизированном рабочем месте оператора измеренных и расчетных значений контролируемых параметров;
- возможность передачи данных на верхний уровень.

К настоящему типу средства измерений относится СИК ПНГ на входе КС с заводским номером 1394-12. Заводской номер СИК ПНГ на входе КС в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на паспорт СИК ПНГ на входе КС, а также методом лазерной гравировки на металлическую маркировочную табличку, установленную на шкаф ручного отбора пробы попутного нефтяного газа.

Пломбирование СИК ПНГ на входе КС не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на СИК ПНГ на входе КС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИК ПНГ на входе КС обеспечивает реализацию функций СИК ПНГ на входе КС и состоит из ПО ИВК «АБАК+».

ПО СИК ПНГ на входе КС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров паролем и механической защитой (пломбирование).

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Идентификационные данные ПО СИК ПНГ на входе КС приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИК ПНГ на входе КС

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex	AbakC3.bex	AbakC4.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО (CRC 32)	4069091340	4090641921	3655915527

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики СИК ПНГ на входе КС приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИК ПНГ на входе КС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, через две рабочие ИЛ, м ³ /ч	от 5868 до 254160
Диапазон измерений объема попутного нефтяного газа за час, приведенного к стандартным условиям, через две рабочие ИЛ, м ³	от 5868 до 254160
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, %	±1,1

Метрологические характеристики ИК СИК ПНГ на входе КС приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК СИК ПНГ на входе КС

Метрологические характеристики ИК			Состав ИК и метрологические характеристики СОИ			
Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности	Первичный измерительный преобразователь (выходной сигнал)	Барьер искрозащиты	Вычислитель	Пределы допускаемой погрешности измерений сигналов от первичных измерительных преобразователей
ИК температуры	от -30 до +50 °С	Δ: ±0,3 °С	TR61 в комплекте с TMT182 (сила постоянного тока от 4 до 20 мА)	KFD2-STC4-Ex1.20	ИВК «АБАК+»	γ: ±0,14 %
ИК абсолютного давления	от 0 до 1 МПа	γ: ±0,2 %	PMP71 (сила постоянного тока от 4 до 20 мА)			γ: ±0,14 %
ИК объемного расхода	от 1000 до 20000 м³/ч	δ: ±0,5 %	FLAWSIC 600 (импульсный)	—		Δ: ±1 импульс на 10000 импульсов
Примечание – Приняты следующие обозначения:						
Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности, в единицах измеряемой величины;						
γ – пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности, %;						
δ – пределы допускаемой относительной погрешности, %.						

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИК ПНГ на входе КС

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	попутный нефтяной газ
Объемный расход попутного нефтяного газа при рабочих условиях через две рабочие ИЛ, м ³ /ч	от 2000 до 40000
Температура попутного нефтяного газа, °С	от +5 до +25
Абсолютное давление попутного нефтяного газа, МПа	от 0,3 до 0,6
Компонентный состав попутного нефтяного газа, молярная доля, %: – метан (СН ₄) – этан (С ₂ Н ₆) – пропан (С ₃ Н ₈) – изобутан (и-С ₄ Н ₁₀) – н-бутан (н-С ₄ Н ₁₀) – изопентан (и-С ₅ Н ₁₂) – н-пентан (н-С ₅ Н ₁₂) – гексан и выше (С ₆ Н ₁₄ +) – кислород (О ₂) – азот (N ₂) – диоксид углерода (СО ₂)	от 68,860 до 84,359 от 5,0 до 7,5 от 5 до 10 от 0,75 до 1,15 от 1,5 до 3,6 от 0,251 до 1,100 от 0,3 до 1,0 от 0,331 до 0,685 от 0,005 до 0,100 от 1,002 до 3,500 от 1,5 до 2,5
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока силового оборудования, В – напряжение переменного тока СОИ, В – частота переменного тока, Гц	380±38 220±22 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха в месте установки FLOWSIC 600, TR61, TMT182, ИВК «АБАК+», KFD2-STC4-Ex1.20, °С – температура окружающего воздуха в месте установки RMP71, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +18 до +30 от +18 до +22 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИК ПНГ на входе КС приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИК ПНГ на входе КС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества попутного нефтяного газа на входе компрессорной станции Южно-Приобской компрессорной станции	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества попутного нефтяного газа на входе компрессорной станции (СИК ПНГ на входе КС) Южно-Приобской компрессорной станции», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1511/1-113-RA.RU.311459-2024, регистрационный номер ФР.1.29.2025.50159 в ФИФОЕИ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 года № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, пункт 6.6);

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 ноября 2024 г. № 2712 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1} - 1 \cdot 10^7$ Па».

Изготовитель

Закрытое акционерное общество Научно-инженерный центр «ИНКОМСИСТЕМ»
(ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»)

ИНН 1660002574

Адрес: 420029, г. Казань, ул. Пионерская, д. 17

Тел. (843) 212-50-10, факс 212-50-20

E-mail: mail@incomsystem.ru

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

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический центр СТП» (ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП»)

Адрес: 420017, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5

тел. (843) 214-20-98, факс (843) 227-40-10

E-mail: office@ooostp.ru

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30151-11.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)

Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, оф. 7

Телефон: (843) 214-20-98

Факс: (843) 227-40-10

E-mail: office@ooostp.ru

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» июля 2025 г. № 1371

Регистрационный № 69856-17

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Узловая

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Узловая (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC(SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних

значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер АУВП.411711.ФСК.РИК.028.04. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 220 кВ Узловая - Кантат №1	ТВГ-УЭТМ® кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 52619-13	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Узловая - Кантат №2	ТВГ-УЭТМ® кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 52619-13	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ОВ-110	ТОГФ кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 61432-15	VPU кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53611-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
4	ВЛ 110 кВ Узловая - Автоград I цепь (С-283)	ТОГФ кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 61432-15	VPU кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53611-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
5	ВЛ 110 кВ Узловая - Автоград II цепь (С-284)	ТОГФ кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 61432-15	VPU кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53611-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ВЛ 110 кВ Узловая – ГПП-4 I цепь (С-285)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 61432-15	VPU кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53611-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	ВЛ 110 кВ Узловая – ГПП-4 II цепь (С-286)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 61432-15	VPU кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53611-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
8	ВЛ 110 кВ Узловая – КТПБ Красноярской ТЭЦ-4 I цепь с отпайками (С-287)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 61432-15	VPU кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53611-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
9	ВЛ 110 кВ Узловая – КТПБ Красноярской ТЭЦ-4 II цепь с отпайками (С-288)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 61432-15	VPU кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53611-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
10	ВЛ 110 кВ Узловая – Шумково-30 I цепь с отпайками (С-289)	ТВ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 68546-17	VPU кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53611-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
11	ВЛ 110 кВ Узловая – Шумково-0 II цепь с отпайками (С-290)	ТВ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 68546-17	VPU кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53611-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
12	ВЛ 110 кВ Узловая – НПС Вознесенка I цепь (С-291)	SB 0,8 кл.т 0,2 К _{ТТ} = 150/5 рег. № 73156-18	VPU кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53611-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
13	ВЛ 110 кВ Узловая – НПС Вознесенка II цепь (С-292)	SB 0,8 кл.т 0,2 К _{ТТ} = 150/5 рег. № 73156-18	VPU кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53611-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
14	ВЛ 110 кВ Железногорская ТЭЦ – Узловая I цепь (С-293)	ТВГ-110 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 22440-07	VPU кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53611-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
15	ВЛ 110 кВ Железногорская ТЭЦ – Узловая II цепь (С-294)	ТВГ-110 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 22440-07	VPU кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53611-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	ВЛ 110 кВ Узловая – Город I цепь (С-295) (АО КрасЭко)	SB 0,8 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 20951-08	VPU кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53611-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
17	ВЛ 110 кВ Узловая – Город II цепь (С-296) (АО КрасЭко)	SB 0,8 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 20951-08	VPU кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53611-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
18	Ф. 130-1	ТПЛ-10У3 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 1276-59; ТПЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 2363-68	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 20186-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
19	Ф. 130-2	ТПЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 2363-68; ТПЛ-10Т3 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 20186-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
20	Ф. 130-9	ТОЛ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 80/5 рег. № 47959-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 20186-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-2, 16-17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
3-9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
10-11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
12-13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	0,9	0,6	0,5
	0,8	-	1,2	0,7	0,6
	0,5	-	2,0	1,2	0,9
14-15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
18-19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-2, 16-17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
3-9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,0	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
10-11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,0

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
12-13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	1,8	1,1	0,9
	0,5	-	1,3	0,8	0,7
14-15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	3,9	2,3	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,4	1,0	1,0
18-19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,4	1,6	1,2	1,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-2, 16-17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
3-9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
10-11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
12-13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	1,1	0,8	0,7
	0,8	-	1,4	0,9	0,9
	0,5	-	2,1	1,3	1,1
14-15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,7	2,8	2,0	2,0
18-19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-2, 16-17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
3-9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,7	1,7	1,2	1,2
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
10-11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,4	2,4	1,7
	0,5	-	2,7	1,5	1,3
12-13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	2,1	1,3	1,2
	0,5	-	1,6	1,1	1,0
14-15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,3	2,6	1,8	1,7
	0,5	2,8	1,7	1,3	1,3
18-19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,4	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчиках электроэнергии;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10ТЗ	1
Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10УЗ	1
Трансформатор тока опорный	ТОЛ	3
Трансформатор тока встроенный	SB 0,8	12
Трансформатор тока встроенный	ТВГ-110	6
Трансформатор тока встроенный	ТВГ-УЭТМ®	6
Трансформатор тока	ТВ	6
Трансформатор тока	ТОГФ	21
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	6
Трансформатор напряжения	VPU	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	20
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.РИК.028.04ФО ред.2	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) ПС 220 кВ Узловая», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 6.12; п. 6.13);

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

в части вносимых изменений

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

Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207

Телефон: +7 (495) 109-09-22

E-mail: info@enertest.ru

Web-сайт: www.enertest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314754.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» июля 2025 г. № 1371

Регистрационный № 75807-19

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная АСУТП установки налива светлых нефтепродуктов тит. 152 АО «ТАНЕКО»

Назначение средства измерений

Система измерительная АСУТП установки налива светлых нефтепродуктов тит. 152 АО «ТАНЕКО» (далее – ИС) предназначена для измерений параметров технологического процесса (давления, перепада давления, уровня, объемного расхода, температуры, дозрывных концентраций горючих газов (далее – ДКГГ)) и формирования аналоговых сигналов управления и регулирования.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи контроллера программируемого SIMATIC S7-300 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 15772-11) (далее – SIMATIC S7-300); контроллера программируемого SIMATIC S7-400 (регистрационный номер 15773-11); устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200 (регистрационный номер 22734-11) (далее – SIMATIC ET200); вычислителя измерительного MFX-4 (регистрационный номер 18035-09) (далее – MFX-4) (комплексный компонент ИС) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам (далее – ИК) от первичных и промежуточных измерительных преобразователей (далее – ИП).

ИС осуществляет измерение параметров технологического процесса следующим образом:

- первичные ИП преобразуют текущие значения параметров технологического процесса в аналоговые унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА и сигналы термопреобразователей сопротивления по ГОСТ 6651–2009;

- аналоговые унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА от первичных ИП поступают на входы преобразователей измерительных тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К (регистрационный номер 22153-08) моделей KCD2-STC-Ex.1 (далее – KCD2-STC-Ex.1) и KFD2-STC4-Ex1 (далее – KFD2-STC4-Ex1) и далее на модули ввода аналоговых сигналов с поддержкой HART-протокола 6ES7 331-7TF01-0AB0 SIMATIC ET200 (далее – 6ES7 331-7TF01-0AB0), модули ввода аналоговых сигналов 6AG1 331-7KF02-4AB0 SIMATIC S7-300 (далее – 6AG1 331-7KF02-4AB0), модули ввода аналоговых сигналов 6ES7 331-1KF01-0AB0 SIMATIC S7-300 (далее – 6ES7 331-1KF01-0AB0), модули ввода аналоговых сигналов 6ES7 331-1KF02-0AB0 SIMATIC S7-300 (далее – 6ES7 331-1KF02-0AB0);

- сигналы термопреобразователей сопротивления от первичных ИП поступают на входы преобразователей измерительных для термопар и термопреобразователей

сопротивления с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К (регистрационный номер 22149-07) модели KFD2-UT2-Ex1 (далее – KFD2-UT2-Ex1) и на входы MFX-4;

– сигналы управления и регулирования (аналоговые сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА) генерируются устройством распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200 (регистрационный номер 66213-16) модификации 6ES7332-8TF01-0AB0 (далее – 6ES7332-8TF01-0AB0) через преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К (регистрационный номер 22153-14) модификации KFD2-SCD2-EX2.LK (далее – KFD2-SCD2-EX2.LK) и MFX-4 через модули измерительные 9165 систем I.S.1, IS рас (регистрационный номер 63808-16) (далее – Stahl).

Цифровые коды, преобразованные посредством модулей ввода аналоговых сигналов в значения физических параметров технологического процесса, отображаются на мнемосхемах мониторов операторских станций управления в виде числовых значений, гистограмм, трендов, текстов, рисунков и цветовой окраски элементов мнемосхем, а также интегрируется в базу данных ИС.

Состав средств измерений, применяемых в качестве первичных ИП ИК, указан в таблице 1.

Таблица 1 – Средства измерений, применяемые в качестве первичных ИП ИК

Наименование ИК	Наименование первичного ИП ИК	Регистрационный номер
ИК объемного расхода	Ротаметр Н250 (далее – Н 250)	19712-08
ИК массового расхода	Расходомер массовый Promass модификации Promass 300 (далее – Promass F300)	68358-17
ИК уровня	Уровнемер LLT-MS (далее – LLT-MS)	56340-14
	Уровнемер контактный микроволновый VEGAFLEX 65 (далее – VEGAFLEX)	27284-04
ИК перепада давления	Преобразователь давления измерительный 2600T модификации 264DS (далее – 264DS)	25931-06
ИК давления	Преобразователь давления измерительный 2600T модификации 264 (далее – ПД 264)	25931-06
	Преобразователь давления измерительный 2600T модификации 264HS (далее – 264HS)	25931-06
	Преобразователь давления измерительный EJX модели EJX 530 (далее – EJX 530)	28456-09
	Преобразователь давления измерительный EJA модели EJA 530 (далее – EJA 530)	14495-00
	Преобразователь давления измерительный EJA модели EJA 510A (далее – EJA 510A)	14495-09
	Преобразователь давления измерительный Сапфир-22МП-ВН модификации Сапфир-22МП-ВН-ДИ модели 2151 (далее – Сапфир 2151)	33503-16
ИК температуры	Термопреобразователь сопротивления серии TR модификации TR10-В (далее – TR10-В)	17622-05
	Термопреобразователь сопротивления платиновый TR модели TR10 (далее – TR10)	26239-06
	Термопреобразователь сопротивления MEW-45 (далее – MEW-45)	82765-21

Наименование ИК	Наименование первичного ИП ИК	Регистрационный номер
ИК ДКГГ	Датчик-газоанализатор стационарный ДГС ЭРИС-210 (далее – ДГС ЭРИС-210)	61055-15
	Датчик оптический инфракрасный Drager модели Polytron IR (2IR) (далее – Polytron IR)	46044-10
ИК силы тока	–	–

ИС выполняет следующие функции:

- автоматизированное измерение, регистрация, обработка, контроль, хранение и индикация параметров технологического процесса;
- предупредительная и аварийная сигнализация при выходе параметров технологического процесса за установленные границы и при обнаружении неисправности в работе оборудования;
- управление технологическим процессом в реальном масштабе времени;
- противоаварийная защита оборудования установки;
- отображение технологической и системной информации на операторской станции управления;
- накопление, регистрация и хранение поступающей информации;
- самодиагностика;
- автоматическое составление отчетов и рабочих (режимных) листов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа программным средствам и изменения установленных параметров.

Конструкция ИС не предусматривает нанесение знака поверки на ИС.

Заводской № 152 ИС в виде цифрового обозначения нанесен типографским способом на титульный лист паспорта и методом печати на маркировочной табличке шкафа контрольно-измерительных приборов ИС.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС обеспечивает реализацию функций ИС.

Защита ПО ИС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Simatic WinCC
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V7.4
Цифровой идентификатор ПО	–

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий.

Уровень защиты ПО ИС «средний» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Метрологические и технические характеристики

Основные технические характеристики ИС представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Количество входных ИК, не более	96
Количество выходных ИК, не более	33
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	$380^{+15}_{-20} \%$, $220^{+10}_{-15} \%$ 50 ± 1
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки вторичной части ИК – в местах установки первичных ИП ИК б) относительная влажность, % в) атмосферное давление, кПа	от +15 до +30 от -40 до +50 от 30 до 80, без конденсации влаги от 84,0 до 106,7 кПа
Примечание – ИП, эксплуатация которых в указанных диапазонах температуры окружающей среды и относительной влажности не допускается, эксплуатируются при температуре окружающей среды и относительной влажности, указанных в технической документации на данные ИП.	

Метрологические характеристики вторичной части ИК ИС приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Метрологические характеристики вторичной части ИК ИС

Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода/вычислителя	Пределы допускаемой основной погрешности
–	MFX-4	$\Delta = \pm 0,10 \text{ } ^\circ\text{C}$
KCD2-STC-Ex1	6ES7 331-7TF01-0AB0	$\gamma = \pm 0,12 \text{ } \%$
Stahl	MFX-4	$\gamma = \pm 0,12 \text{ } \%$
KFD2-STC4-Ex1.H	6ES7 331-7TF01-0AB0	$\gamma = \pm 0,12 \text{ } \%$
KFD2-SCD2-Ex2.LK	6ES7332-8TF01-0AB0	$\gamma = \pm 0,12 \text{ } \%$
KCD2-STC-Ex1	6ES7 331-7TF01-0AB0	$\gamma = \pm 0,17 \text{ } \%$
–	6ES7 331-1KF01-0AB0	$\gamma = \pm 0,30 \text{ } \%$
KCD2-STC-Ex1	6ES7 331-1KF02-0AB0	$\gamma = \pm 0,31 \text{ } \%$
KCD2-STC-Ex2	6ES7 331-1KF01-0AB0	$\gamma = \pm 0,32 \text{ } \%$
KFD2-UT2-Ex1	6ES7 331-1KF02-0AB0	$\gamma = \pm 0,37 \text{ } \%$
–	6AG1 331-7KF02-4AB0	$\gamma = \pm 0,50 \text{ } \%$

Метрологические характеристики ИК ИС приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИК ИС

Метрологические характеристики ИК				Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК			
				Первичный ИП		Вторичная часть	
Наименование ИК	Диапазоны измерений ¹⁾	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искро-защиты	Тип модуля ввода/вывода/вычислителя	Пределы допускаемой основной погрешности
1	2	3	4	5	6	7	8
ИК объемного расхода	от 3 до 30 м ³ /ч; от 1 до 10 м ³ /ч	см. примечание 3	H 250 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 1,6 \%$	–	6AG1 331-7KF02-4AB0	$\gamma: \pm 0,5 \%$
ИК массового расхода	от 0 до 160 м ³ /ч	см. примечание 3	Promass F300 (от 4 до 20 мА)	$\delta: \pm 0,1 \%$	KCD2-STC-Ex.1	6ES7 331-7TF01-0AB0	$\gamma: \pm 0,15 \%$
ИК уровня	от 20 до 325 мм (шкала от 0 до 305 мм)	$\Delta: \pm 5,6$ мм	LLT-MS (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 5$ мм (при измерении уровня до 5 м); $\delta: \pm 0,1 \%$ (при измерении уровня свыше 5 м)	KCD2-STC-Ex2	6ES7 331-1KF01-0AB0	$\gamma: \pm 0,32 \%$
	от 20 до 16000 мм ²⁾	см. примечание 3					
	от 0 до 1950 мм	$\Delta: \pm 3,31$ мм	VEGA FLEX (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 3$ мм	–	6ES7 331-1KF01-0AB0	$\gamma: \pm 0,1 \%$
ИК перепада давления	от 0 до 19,61 кПа (шкала от 0 до 2000 мм водн.ст.)	$\gamma: \pm 0,56 \%$	264DS (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,075 \%$	–	6AG1 331-7KF02-4AB0	$\gamma: \pm 0,5 \%$
	от 0 до 65 кПа ²⁾	см. примечание 3					

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК давления	от 0 до 250 кПа (шкала от 0 до 2,5 бар)	$\gamma: \pm 0,56 \%$	ПД 264 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,075 \%$	–	6AG1 331-7KF02-4AB0	$\gamma: \pm 0,5 \%$
	от 0 до 40 кПа ²⁾	см. примечание 3					
	от 0 до 1000 кПа (шкала от 0 до 10 бар)	$\gamma: \pm 0,56 \%$	264HS (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,075 \%$	–	6AG1 331-7KF02-4AB0	$\gamma: \pm 0,5 \%$
	от 0 до 16 МПа ²⁾	см. примечание 3					
	от 0 до 1 МПа (шкала от 0 до 10 бар)	$\gamma: \pm 0,43 \%$	EJX 530 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	–	6ES7 331-1KF01-0AB0	$\gamma: \pm 0,3 \%$
	от -0,1 до 2 МПа ²⁾	см. примечание 3					
	от 0 до 1 МПа (шкала от 0 до 10 бар)	$\gamma: \pm 0,43 \%$	EJA 530 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	KCD2-STC-Ex.1	6ES7 331-1KF02-0AB0	$\gamma: \pm 0,31 \%$
	от 0 до 2 МПа ²⁾	см. примечание 3					
	от 0 до 1,9 МПа (шкала от 0 до 19 бар)	$\gamma: \pm 0,43 \%$	EJA 510 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	KCD2-STC-Ex.1	6ES7 331-1KF02-0AB0	$\gamma: \pm 0,32 \%$
	от 0 до 2 МПа ²⁾	см. примечание 3					
	от 0 до 0,16 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	Сапфир 2151 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	KCD2-STC-Ex.1	6ES7 331-7TF01-0AB0	$\gamma: \pm 0,17 \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
	от 0 до 2,5 МПа ²⁾	см. примечание 3					
ИК температуры	от -50 до 120 °С	Δ: ±1,01 °С	MEW-45 (НСХ Pt100)	Для класса точности В: Δ: ±(0,3+0,005· t) °С	–	МFX-4	Δ: ±0,1 °С
	от -50 до 120 °С ²⁾	см. примечание 3					
	от -50 до 200 °С	Δ: ±1,75 °С	TR10-B (НСХ Pt100)	Для класса точности В: Δ: ±(0,3+0,005· t) °С	KFD2-UT2-Ex1	6ES7 331-1KF02-0AB0	γ: ±0,37 %
	от -50 до 200 °С ²⁾	см. примечание 3					
	от 0 до 250 °С	Δ: ±1,23 °С	TR10 (НСХ Pt100)	Для класса точности А: Δ: ±(0,15+0,002· t) °С	KFD2-UT2-Ex1	6ES7 331-1KF02-0AB0	γ: ±0,37 %
	от 0 до 250 °С ²⁾	см. примечание 3					
ИК ДКГГ	от 0 до 100 % ДКГГ (пропан)	Δ: ±3,31 % ДКГГ	ДГС ЭРИС-210 (от 4 до 20 мА)	Δ: ±3 % ДКГГ	KFD2-STC4-Ex1.H	6ES7 331-7TF01-0AB0	γ: ±0,12 %
	от 0 до 100 % ДКГГ (пропан)	Δ: ±3,35 % ДКГГ (в диапазоне от 0 до 50 % ДКГГ включ.); Δ: ±2,66 % (в диапазоне св. 50 до 100 % ДКГГ)	Polytron IR (от 4 до 20 мА)	Δ: ±3 % ДКГГ (в диапазоне от 0 до 50 % ДКГГ включ.); Δ: ±(2,35·X+1) % ДКГГ (в диапазоне св. 50 до 100 % ДКГГ)	–	6AG1 331-7KF02-4AB0	γ: ±0,5 %
	от 4 до 20 мА	γ: ±0,3 %	–	–	–	6ES7 331-1KF01-0AB0	γ: ±0,3 %
ИК воспроизведения силы тока	от 4 до 20 мА	γ: ±0,13 %	–	–	KFD2-SCD2-Ex2.LK	6ES7332-8TF01-0AB0	γ: ±0,12 %
		γ: ±0,13 %	–	–	Stahl	МFX-4	γ: ±0,12 %

1	2	3	4	5	6	7	8
---	---	---	---	---	---	---	---

– относительная погрешность $\delta_{\text{ИК}}$, %

$$\delta_{\text{ИК}}=\pm 1,1\cdot\sqrt{\delta_{\text{ПП}}^2+\left(X_{\text{ВП}}\cdot\frac{X_{\text{макс}}-X_{\text{мин}}}{X_{\text{изм}}}\right)^2}$$

где $\delta_{\text{ПП}}$ – пределы допускаемой основной относительной погрешности первичного ИП ИК, %;
 $X_{\text{изм}}$ – измеренное значение, в единицах измерений измеряемой величины;
– приведенная погрешность ИК , %

$$\gamma_{\text{ИК}}=\pm 1,1\cdot\sqrt{\gamma_{\text{ПП}}^2+\gamma_{\text{ВП}}^2}, \quad \text{ИК}=\pm 1,1\cdot\sqrt{\frac{2}{\text{ПП}}+\frac{2}{\text{ВП}}}$$

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность ИС представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерительная АСУТП установки налива светлых нефтепродуктов тит. 152 АО «ТАНЕКО»	—	1
Система измерительная АСУТП установки налива светлых нефтепродуктов тит. 152 АО «ТАНЕКО». Руководство по эксплуатации	—	1
Система измерительная АСУТП установки налива светлых нефтепродуктов тит. 152 АО «ТАНЕКО». Паспорт	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.596–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

Приказ Росстандарта от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока».

Изготовитель

Акционерное общество «ТАНЕКО» (АО «ТАНЕКО»)

ИНН 1651044095

Адрес: 423570, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, Промзона

Телефон: (8555) 49-02-02, факс: (8555) 49-02-00

E-mail: referent@taneco.ru

Web-сайт: <http://taneco.ru>

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП» (ООО ЦМ «СТП»)

Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, оф. 7

Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10

E-mail: office@ooostp.ru

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.