

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2023 г. № 475

**Сведения
об утвержденных типах средств измерений**

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводящее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Альянс"	Обозначение отсутствует	Е	88417-23	101	Общество с ограниченной ответственностью "Электротроль" (ООО "Электротроль"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Альянс" (ООО "Альянс"), г. Москва	ОС	МП 26.51/193/23	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Электротроль" (ООО "Электротроль"), г. Москва	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	23.01.2023
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета	Обозначение отсутствует	Е	88418-23	001	Общество с ограниченной ответственностью "РН-Энерго" (ООО "РН-Энерго"), Московская обл., г.о. Крас-	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ОС	МП ЭПР-534-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РН-Энерго" (ООО "РН-Энерго"), Московская обл., г.о. Крас-	ООО "Энерго-ПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	11.11.2022

та электро- энергии (АИИС КУЭ) АО "Самаранеф- тегаз" 2022					ногорск, д. Путилково								ногорск, д. Путилково		
3. Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) фили- ала ПАО "ОГК-2" - Сургутская ГРЭС-1 (АИИС КУЭ Сургутской ГРЭС-1)	Обозна- чение отсут- ствует	E	88419-23	0203	Общество с ограниченной ответственно- стью "Центр- энергобаланс" (ООО "ЦЭБ"), г. Москва	Филиал Пуб- личного акцио- нерного обще- ства "Вторая генерирующая компания опто- вого рынка электроэнергии" - Сургутская ГРЭС-1 (Филиал ПАО "ОГК-2" - Сургутская ГРЭС-1), Став- ропольский край, Изобиль- ненский р-н, п. Солнечно- дольск	ОС	МП 26.51/184/2 2	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Центр- энергобаланс" (ООО "ЦЭБ"), г. Москва	ООО "Энерго- тестконтроль", г. Москва			23.12.2022	
4. Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) ООО "Благо-Юг"	Обозна- чение отсут- ствует	E	88420-23	103	Общество с ограниченной ответственно- стью "Электро- контроль" (ООО "Электрокон- троль"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственно- стью "Благо- Юг" (ООО "Бла- го-Юг"), Воро- нежская обл., Эртильский р- он, г. Эртиль	ОС	МП 26.51/194/2 3	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Электро- контроль" (ООО "Электрокон- троль"), г. Москва	ООО "Энерго- тестконтроль", г. Москва			18.01.2023	
5. Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион-	Обозна- чение отсут- ствует	E	88421-23	01062-1	Акционерное общество "Транснефть- Сибирь" (АО)	Акционерное общество "Транснефть- Сибирь" (АО)	ОС	МП 092- 2022	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "НоваСи-	ООО "Спец- энергопроект", г. Москва			28.10.2022	

но-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) НПС "Тюмень". Тюменское УМН					"Транснефть-Сибирь"), г. Тюмень	"Транснефть-Сибирь"), г. Тюмень					ОС	МП-382/11-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Геофизмаш" (ООО "Геофизмаш"), г. Саратов	Общество с ограниченной ответственностью "Геофизмаш" (ООО "Геофизмаш"), г. Саратов	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва		29.11.2021
6. Системы измерительных датчиков для контроля технических параметров бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин	С	88422-23	МКЦБ.421451.105 зав. № 30046551		Общество с ограниченной ответственностью "Геофизмаш" (ООО "Геофизмаш"), г. Саратов	Общество с ограниченной ответственностью "Геофизмаш" (ООО "Геофизмаш"), г. Саратов	ОС	МП-382/11-2021	1 год									
7. Индикаторы рычажно-зубчатые	С	88423-23	индикатор ИРБ зав. № 1231; индикатор ИРТ зав. № 1339		Общество с ограниченной ответственностью "Вятский Инструмент" (ООО "ВИНС"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Вятский Инструмент" (ООО "ВИНС"), г. Москва	ОС	МИ 1928-88	1 год							ФБУ "Омский ЦСМ", г. Омск		20.09.2022
8. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические двустенные	Е	88424-23	000105, 000106, 000107		Акционерное общество "Метролог" (АО "Метролог"), г. Самара	Акционерное общество "Метролог" (АО "Метролог"), г. Самара	ОС	МП 0002-2022	5 лет							АО "Метролог", г. Самара		01.12.2022
9. Дифрактометры настольные рентгеновские	С	88425-23	XRD-9520, зав.№ 9K52D001; XRD-9500, зав. №№ 9K5D002, 9K5D003; XRD-9510, зав.№		Общество с ограниченной ответственностью "ЭКРОСХИМ" (ООО "ЭКРОСХИМ")	Общество с ограниченной ответственностью "ЭКРОСХИМ" (ООО "ЭКРОСХИМ")	ОС	МП 203-43-2022	1 год							ФБУ "ВНИИМС", г. Москва		30.09.2022

						9K51D001	(ООО "ЭКРОСХИМ"), г. Санкт-Петербург	(ООО "ЭКРОСХИМ"), г. Санкт-Петербург	(ООО "ЭКРОСХИМ"), г. Санкт-Петербург											
10.	Эквивалент сети						ESH2-Z5	E	88426-23	100425		"Rohde & Schwarz GmbH & Co. KG", Германия	"Rohde & Schwarz GmbH & Co. KG", Германия	OC	МП ESH2-Z5	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ТестСертифико" (ООО "ТС"), Московская обл., г. Фрязино	ФГБУ "ГНМИЦ" Минобороны России, Московская обл., г. Мытищи	28.06.2022	
11.	Система измерений количества и параметров нефтегазодняной смеси №2056 на площадке нефтеналивного терминала ООО "Терминал-Сервис"							E	88427-23	2219		Акционерное общество "ГМС Нефтемаш" (АО "ГМС Нефтемаш"), г. Тюмень	Акционерное общество "Оренбург-нефть" (АО "Оренбург-нефть"), Оренбургская обл., г. Бузулук	OC	МП 19-01062-31-2022	1 год	Акционерное общество "Оренбург-нефть" (АО "Оренбург-нефть"), Оренбургская обл., г. Бузулук	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	15.09.2022	
12.	Микротвердомеры						HMV-G	C	88428-23	мод. HМV-G30D сер. № 1631299F0195, мод. HМV-G31DT сер. № 1631257A0056		"Shimadzu Corporation", Япония	"Shimadzu Corporation", Япония	OC	МП 360-003-2022	1 год	Shimadzu Europa GmbH, Германия	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская обл., г. Солнечногорск, р.п. Менделеево	25.10.2022	
13.	Датчики стационарные						СД-2	C	88429-23	3000, 2997, 2998, 2999, 3001, 3005, 3003, 3004, 3002		Общество с ограниченной ответственностью Фирма "Аэротест" (ООО Фирма "Аэротест"), Московская обл., Люберецкий р-н,	Общество с ограниченной ответственностью Фирма "Аэротест" (ООО Фирма "Аэротест"), Московская обл., Люберецкий р-н,	OC	МП-027-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью Фирма "Аэротест" (ООО Фирма "Аэротест"), Московская обл., Люберецкий р-н,	ООО "ПРОММАШ-ТЕСТ Метрология", г. Москва	15.11.2022	

14.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО "МЭК" (АО "Кондопожский ЦБК")	Обозначение отсутствует	E	88430-23	001	пос. Томилино	Общество с ограниченной ответственностью "Межрегиональная Энергосбытовая Компания" (ООО "МЭК"), г. Санкт-Петербург	ОС	МИ 3000-2022	4 года	пос. Томилино	Общество с ограниченной ответственностью "Оператор коммерческого учета" (ООО "ОКУ"), г. Санкт-Петербург	ФБУ "Тест-С.-Петербург", г. Санкт-Петербург	07.12.2022
15.	Аппаратура геодезическая спутниковая	GeoMax Zenith60	C	88431-23	мод. LTE-UHF-IMU зав. № Z60ST272200175	пос. Томилино	GeoMax AG, Швейцария	ОС	МП АПМ 35-22	1 год	пос. Томилино	Непубличное акционерное общество "Максима" (НАО "Максима"), г. Москва	ООО "Автопрогресс-М", г. Москва	08.12.2022
16.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АО "Геомаш"	Обозначение отсутствует	E	88432-23	001	пос. Томилино	Акционерное общество "Энергосбытовая компания Кировского завода" (АО "ЭСК"), г. Санкт-Петербург	ОС	МИ 3000-2022	4 года	пос. Томилино	Акционерное общество "Энергосбытовая компания Кировского завода" (АО "ЭСК"), г. Санкт-Петербург	ФБУ "Тест-С.-Петербург", г. Санкт-Петербург	05.12.2022

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2023 г. № 475

Регистрационный № 88425-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Дифрактометры настольные рентгеновские ЭКРОС XRD

Назначение средства измерений

Дифрактометры настольные рентгеновские ЭКРОС XRD (далее – дифрактометры) предназначены для измерений углов дифракции рентгеновского излучения, рассеянного на кристаллическом объекте, для определения фазового состава объектов, параметров кристаллической решетки и для решения задач рентгенодифракционного анализа материалов.

Описание средства измерений

Принцип действия дифрактометров основан на регистрации дифрагированных рентгеновских лучей от атомных плоскостей кристаллической решетки исследуемого вещества. Дифракция рентгеновских лучей от кристалла соответствует закону Вульфа-Брегга.

Дифрактометры представляют собой стационарные настольные лабораторные приборы и изготавливаются в виде трёх модификация: ЭКРОС XRD-9500, ЭКРОС XRD-9510 и ЭКРОС XRD-9520. Конструктивно приборы выполнены в виде единого модуля, внутри которого расположены все составляющие элементы: источник рентгеновского излучения, блок контроля систем безопасности и блок управления и сбора данных, измерительный блок, координатно-чувствительный детектор (газонаполненный или полупроводниковый), острофокусная рентгеновская трубка с анодами из хрома, кобальта, железа или меди, щели, держатели образца и замкнутая система охлаждения рентгеновской трубки. Управление дифрактометром осуществляется с помощью персонального компьютера. Для обеспечения детектора газовой смесью в комплект поставки входит газовый пост. Конструктивной особенностью дифрактометров является возможность реализации рентгенооптических схем Брегга-Брентано (при анализе порошковых проб) и Дебая-Шеррера (для анализа проволок и микрообъектов).

Три модификации дифрактометров эквивалентны друг другу с точки зрения конструкции измерительного блока, отличия заключаются в способе перемещения рентгеновского источника и детектора (ручное перемещение – модификация ЭКРОС XRD-9500, автоматическое перемещение – модификация ЭКРОС XRD-9510 и фиксированное положение – модификация ЭКРОС XRD-9520). Управление дифрактометрами, сбор данных и их обработка осуществляются с помощью внешнего персонального компьютера, на котором установлено программное обеспечение MEAS9500, работающее в среде операционной системы Windows.

Заводские номера дифрактометров имеют цифро-буквенное обозначение и наносятся на корпус дифрактометров в виде шильды с нанесенным способом цифровой печати заводским номером. Пломбирование дифрактометров от несанкционированного доступа не предусмотрено. Нанесение знака поверки на корпус дифрактометра не предусмотрено. Общий вид дифрактометров приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид дифрактометров настольных рентгеновских ЭКРОС XRD

Программное обеспечение

Дифрактометры имеют в своем составе программное обеспечение (ПО), предустановленное на персональный компьютер оператора, разработанное для выполнения определённых измерительных задач, осуществляющее измерительные функции, функции получения и передачи измерительной информации.

Программное обеспечение «MEAS9500» является специализированным ПО дифрактометров и предназначено для его управления, составления измерительных программ и обработки результатов измерений. ПО не может быть использовано отдельно от дифрактометров.

Конструкция дифрактометров исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИ и измерительную информацию. Средства для программирования или изменения метрологически значимых функций отсутствуют.

Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные (признаки) метрологически значимой части ПО указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MEAS9500
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.0
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений углов дифракции 2θ , ° ЭКРОС XRD-9500 ЭКРОС XRD-9510 ЭКРОС XRD-9520	от 0 до 154 от 0 до 154 от 35 до 75
Среднеквадратическое отклонение (СКО) при измерении угловых положений дифракционных максимумов 2θ , °, не более	0,02
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угловых положений дифракционных максимумов 2θ , °	$\pm 0,05$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Источник рентгеновского излучения: - мощность рентгеновской трубки, Вт, не менее - материалы анода рентгеновской трубки - напряжение на аноде рентгеновской трубки, кВ, не более	150 Cr / Co / Fe / Cu 30
Детектор рентгеновского излучения: - тип детектора - пространственное разрешение, мкм, не более	Координатно-чувствительный 300
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	630×550×580
Масса, кг, не более	60
Потребляемая мощность, кВт, не более	0,5
Электрическое питание осуществляется от сети переменного тока: - диапазон напряжения, В - частота, Гц	от 198 до 242 от 49 до 51
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность при температуре +25 С, %, не более	от +15 до +25 от 84 до 106,7 80

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Блок аналитический	XRD-9500 (XRD-9510, XRD-9520)	1 шт.
Программное обеспечение	-	1 шт.
Персональный компьютер	-	1 экз.
Газовый пост	-	1 экз.
Комплект ЗИП	БКРЕ.415112.029 ЗИ	1 экз.
Руководство по эксплуатации	БКРЕ.415112.029 РЭ	1 экз.
Руководство пользователя	БКРЕ.415112.029 РП	1 экз.
Паспорт	БКРЕ.415112.029 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6.1 «Программный модуль MEAS 9500» руководства пользователя.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

БКРЕ.415112.029 ТУ «Дифрактометр настольный рентгеновский ЭКРОС XRD. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭКРОСХИМ»
(ООО «ЭКРОСХИМ»)
ИНН 7810235934

Адрес юридический: 196006, г. Санкт-Петербург, ул. Коли Томчака, д. 25 лит. Ж
Тел./факс: (812) 322-96-00, 322-98-98, 449-31-22, 449-31-23
E-mail: info@ecohim.ru, web-сайт: <https://ecohim.ru>

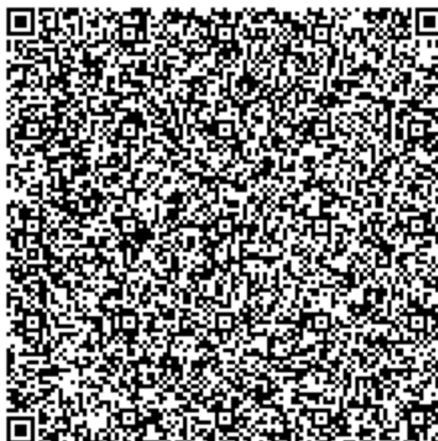
Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭКРОСХИМ»
(ООО «ЭКРОСХИМ»)
ИНН 7810235934

Адрес юридический: 196006, г. Санкт-Петербург, ул. Коли Томчака, д. 25 лит. Ж
Адрес места осуществления деятельности: 199106, г. Санкт-Петербург, 27-я линия В.О., д. 6, к. 2.
Тел./факс: (812) 322-96-00, 322-98-98, 449-31-22, 449-31-23
E-mail: info@ecohim.ru, web-сайт: <https://ecohim.ru>

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
ИНН 9729315781
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: +7 (495) 437-55-77, факс: +7 (495) 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru, web-сайт: www.vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2023 г. № 475

Регистрационный № 88426-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Эквивалент сети ESH2-Z5

Назначение средства измерений

Эквивалент сети ESH2-Z5 (далее по тексту – эквивалент сети) предназначен для измерений напряжения кондуктивных высокочастотных помех, вносимых испытываемым техническим средством (далее – ИТС) в сеть питания переменного тока.

Описание средства измерений

Принцип работы эквивалента сети основан на выделении высокочастотной помехи, создаваемой ИТС в промышленных сетях питания, с помощью пассивного RLC-фильтра высоких частот и подавлении при этом сигнала промышленной частоты.

Кроме того, в эквиваленте сети установлен пассивный RLC-фильтр низкой частоты, который выполняет следующие функции:

- обеспечивает фильтрацию высокочастотных помех, имеющих в промышленной сети питания;
- формирует нормированное, в соответствии с ГОСТ 30805.16.1.2-2013, входное сопротивление для сигнала высокочастотной помехи, создаваемой ИТС.

Таким образом, фильтр низкой частоты обеспечивает единство условий измерения сигнала помехи, создаваемым ИТС.

Измерительный канал эквивалента сети представляет собой фильтр низкой частоты, вход которого подключен к промышленной сети, а к его выходу – ИТС и фильтр высоких частот. К выходу фильтра высоких частот подключают измерительный приемник (анализатор спектра, селективный вольтметр). Коэффициент калибровки эквивалента сети является коэффициентом передачи фильтра высоких частот.

Конструктивно эквивалент сети выполнен в виде моноблока с размещенными в корпусе четырьмя одинаковыми измерительными каналами для фаз сети L1, L2, L3 и нейтральной N для возможности измерения напряжения помех от устройств, требующих трехфазного питания. Также эквивалент сети оборудован размещённым внутри корпуса элементом РС для подключения эквивалента руки. Управление работой эквивалента сети осуществляется как в ручном режиме при помощи переключателя управления, расположенного на лицевой панели, так и дистанционно с использованием сигналов TTL уровня.

Общий вид эквивалента сети (зав. № 100425), места пломбировки от несанкционированного доступа, нанесения наклейки «Знак утверждения типа», знака поверки и заводского номера представлены на рисунках 1,2,3. Заводской № 100425, идентифицирующий эквивалент сети, нанесен на информационную табличку наклейкой, размещаемой на передней панели.

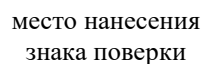
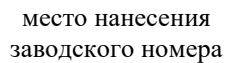


Рисунок 1 – Внешний вид эквивалента сети (вид спереди)

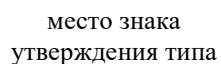


Рисунок 2 – Внешний вид эквивалента сети (вид сзади)



Рисунок 3 – Схема пломбировки

Программное обеспечение

Конструкция эквивалента сети исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих частот, МГц	от 0,009 до 30,000
Коэффициент калибровки, дБ	от 0 до 2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности коэффициента калибровки, дБ, не более	2

Таблица 2 – Значения аргумента и модуля полного входного сопротивления

Частота, МГц	Модуль полного входного сопротивления, Ом	Пределы допускаемых значений модуля входного полного сопротивления, Ом, ($\pm 20\%$)	Аргумент полного входного сопротивления, град	Пределы допускаемых значений аргумента входного полного сопротивления, град., ($\pm 11,5^\circ$)
0,009	5,22	от 4,176 до 6,264	26,55	от 15,05 до 38,05
0,010	5,36	от 4,288 до 6,432	37,00	от 25,50 до 48,50
0,015	6,22	от 4,976 до 7,464	38,41	от 26,91 до 49,91
0,020	7,25	от 5,800 до 8,700	44,97	от 33,47 до 56,47
0,030	9,56	от 7,648 до 11,472	52,33	от 40,83 до 63,83
0,050	14,41	от 11,528 до 17,292	56,40	от 44,90 до 67,90
0,070	19,04	от 15,232 до 22,848	55,40	от 43,90 до 66,90
0,080	21,19	от 16,952 до 25,428	54,19	от 42,69 до 65,69
0,100	25,11	от 20,088 до 30,132	51,22	от 39,72 до 62,72
0,200	39,12	от 31,296 до 46,944	38,51	от 27,01 до 50,01
0,500	47,65	от 38,120 до 57,180	17,66	от 6,16 до 29,16
0,700	48,76	от 39,008 до 58,512	12,81	от 1,31 до 24,31
0,800	49,00	от 39,200 до 58,800	11,30	от -0,30 до +22,80
1,000	49,38	от 39,504 до 59,256	9,04	от -2,46 до +20,54
2,000	49,93	от 39,944 до 59,916	4,55	от -6,95 до +16,05
3,000	50,00	от 40,000 до 60,000	3,04	от -8,46 до +14,54
5,000	50,00	от 40,000 до 60,000	1,82	от -9,68 до +13,32
7,000	50,00	от 40,000 до 60,000	1,30	от -10,20 до +12,80
10,000	50,00	от 40,000 до 60,000	0,91	от -10,59 до +12,41
20,000	50,00	от 40,000 до 60,000	0,46	от -11,04 до +11,96
30,000	50,00	от 40,000 до 60,000	0,30	от -11,20 до +11,80

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина $\times$ ширина $\times$ высота), мм, не более	603 $\times$ 494 $\times$ 294
Масса, кг, не более	26
Параметры электропитания: - напряжение переменного тока, В - частота, Гц	220 $\pm$ 22 50 $\pm$ 1
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, $^\circ\text{C}$ - относительная влажность воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом и на корпус эквивалента сети методом наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Эквивалент сети (зав. № 100425)	ESH2-Z5	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в части 3 «Использование по назначению» документа «Эквивалент сети ESH2-Z5. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к эквиваленту сети

ГОСТ 30805.16.1.2-2013. Совместимость технических средств электромагнитная. Требования к аппаратуре для измерения параметров промышленных радиопомех и помехоустойчивости и методы измерений. Часть 1-2. Аппаратура для измерения параметров промышленных радиопомех и помехоустойчивости. Устройства для измерения кондуктивных радиопомех и испытаний на устойчивость к кондуктивным радиопомехам;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 3 сентября 2021 г. № 1942 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц».

Правообладатель

«Rohde & Schwarz GmbH & Co. KG», Германия
Muhldorstrabe 15, Munchen Germany.

Изготовитель

«Rohde & Schwarz GmbH & Co. KG», Германия
Muhldorstrabe 15, Munchen Germany.

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Главный научный метрологический центр» Министерства обороны Российской Федерации (ФГБУ «ГНМЦ» Минобороны России)

Адрес: 141006, Московская обл., г. Мытищи, ул. Комарова, д. 13

Телефон: +7 (495) 583-99-23; факс: +7 (495) 583-99-48

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311314.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2023 г. № 475

Регистрационный № 88427-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси № 2056 на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси № 2056 на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис» (далее – СИКНС) предназначена для автоматизированного измерения массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси, определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси с применением преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей массового расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса (далее – ИВК), указанного в таблице 1, который преобразует их и вычисляет массу нефтегазоводяной смеси по реализованному в нем алгоритму. Масса балласта определяется расчетным путем с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды. Масса нетто нефтегазоводяной смеси определяется как разность массы нефтегазоводяной смеси и массы балласта.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, скомплектованный из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты. Система состоит из блока фильтров (далее - БФ), блока измерительных линий (далее – БИЛ), блока измерений параметров нефтегазоводяной смеси (далее – БИК), узла подключения передвижной поверочной установки (далее - УПППУ), системы дренажа и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). БИЛ состоит из одной рабочей измерительной линии (далее – ИЛ 1) и одной контрольно-резервной (далее – ИЛ 2).

Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКНС и ее компоненты.

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- измерение в автоматическом режиме массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси прямым методом динамических измерений в рабочих диапазонах расхода, температуры и плотности нефтегазоводяной смеси;
- вычисление массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси;
- дистанционное и местное измерение давления и температуры нефтегазоводяной смеси;
- измерение в автоматическом режиме плотности и влагосодержания нефтегазоводяной смеси;

- контроль перепада давления на фильтрах;
- возможность поверки рабочего и контрольно-резервного счетчиков расходомеров массовых при помощи передвижной поверочной установки;
- контроль метрологических характеристик рабочего счетчика расходомера массового по контрольно-резервному счетчику расходомеру массовому;
- автоматический и ручной отбор проб;
- отображение (индикация), регистрация и хранение результатов измерений и расчетов, формирование отчетов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа;
- передача данных на «верхний» уровень.

В состав СИКНС входят измерительные компоненты утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование измерительного компонента	Место установки, кол-во, шт	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion	1 (ИЛ 1)	45115-10
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion	1 (ИЛ 2)	45115-16
Преобразователь давления измерительный Rosemount 3051S	2 (БИЛ)	24116-08
Преобразователь давления измерительный EJX	4(БИЛ), 4(БИК), 2(БФ)	28456-09
Преобразователь измерительный серии УТА	4 (БИЛ) 2 (БИК)	25470-03
Термометр сопротивления серии W	4 (БИЛ) 2 (БИК)	41563-09
Преобразователь плотности жидкости измерительный, 7835 ¹⁾	1 (БИК)	52638-13
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-270	1 (БИЛ)	21968-11
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	2 (БИК)	14557-10
Счетчик турбинный НОРД, модель НОРД.М	1 (БИК)	5638-02
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03	1 (СОИ)	19240-11

В состав СИКНС входят показывающие средства измерений давления и температуры нефтегазоводяной смеси утвержденных типов.

Пломбировка СИКНС не предусмотрена. Конструкция не предусматривает возможность нанесения заводских и (или) серийных номеров непосредственно на СИКНС. С целью обеспечения идентификации заводской номер установлен в формуляре. Заводской №2219.

¹⁾ Дополнительный преобразователь плотности жидкости измерительный модель 7835 рег.№ 52638-13 находится в резерве в БИК

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) обеспечивает реализацию функций СИКНС.

ПО СИКНС реализовано в ИВК и ПО автоматизированного рабочего места оператора «АРМ оператора «ФОРВАРД» (далее – АРМ оператора) и разделено на метрологически значимую и метрологически не значимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений и вычислений СИКНС, а также защиту и идентификацию ПО СИКНС. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями СИКНС).

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

Идентификационные данные метрологически значимой части ИВК и ПО АРМ оператора СИКНС приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ оператора	ИВК
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll ArmMX.dll ArmF.dll	PX.352.02.01. 00 AB
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.1 4.0.0.1 4.0.0.1	352.02.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71 30747EDB F8F29210	14C5D41A
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКНС, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблице 3, 4, 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	От 50 до 350
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	±0,25
Примечание – пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси нормируются в соответствии с документом: «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой № 2056 на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис» АО «Оренбургнефть», утверждена Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ», (регистрационный номер ФР.1.29.2022.43917)	

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °C - для СИ, установленных в блок-боксе - в месте размещения СОИ	от +5 до +35 от +5 до +35
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	(380±38)/(220±22) 50±1
Средний срок службы, лет, не менее	10
Измеряемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °C - плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси при температуре 15 °C и избыточном давлении равном нулю, кг/м ³ - плотность пластовой воды, измеренная в лаборатории, кг/м ³ - плотность растворенного газа при стандартных условиях, кг/м ³ - объемная доля воды, %, до 5 - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ - массовая доля механических примесей, % - содержание растворенного газа, м ³ /м ³ - содержание свободного газа	Нефтегазоводяная смесь от 0,2 до 4,0 от +5 до +30 от 780 до 853 от 1010 до 1177 от 1,05 до 1,60 от 100 до 1000 до 0,05 до 20 не допускается

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист технологической инструкции СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНС приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси № 2056 на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис»	-	1
Технологическая инструкция	П4-04 ТИ-0002 ЮЛ-412/ТС №1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой № 2056 на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2022.43917).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

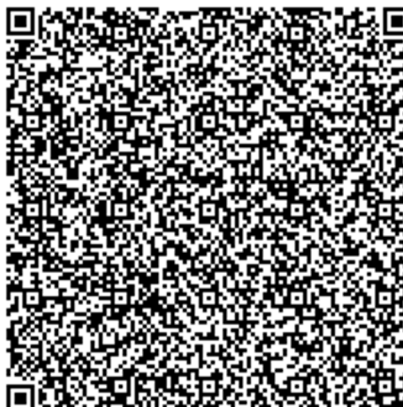
Акционерное общество «Оренбургнефть» (АО «Оренбургнефть»)
ИНН 5612002469
Адрес: 461046, Оренбургская обл., г. Бузулук, ул. Магистральная, д. 2
Телефон: +7 (35342) 73-670, +7 (35342) 73-317 факс: +7 (35342) 73-201

Изготовитель

Акционерное общество «ГМС Нефтемаш» (АО «ГМС Нефтемаш»)
ИНН 7204002810
Адрес: 625003, г. Тюмень, ул. Военная, д. 44
Тел.: +7(3452) 43-01-03 Факс: +7(3452) 43-22-39 Web-сайт: hms-neftemash.ru
E-mail: girs@hms-neftemash.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)
ИНН 7708119944
Юридический адрес: 117152, г. Москва, Загородное ш., д. 1, стр. 1
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2023 г. № 475

Регистрационный № 88428-23

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Микротвердомеры НМV-G

Назначение средства измерений

Микротвердомеры НМV-G (далее - микротвердомеры) предназначены для измерений твердости металлов и сплавов по шкалам Виккерса в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6507-1-2007 и ГОСТ 9450-76

Описание средства измерений

Принцип действия микротвердомеров основан на статическом вдавливании наконечника — алмазной пирамиды Виккерса, с последующим измерением длин диагоналей восстановленного отпечатка и пересчетом значения длин диагоналей в значения твердости по Виккерсу (HV).

Конструктивно микротвердомеры выполнены в едином корпусе и состоят из устройства приложения нагрузки и измерительного устройства. В зависимости от оснащения дополнительными функциями и устройствами микротвердомеры выпускаются в модификациях, имеющих обозначения по следующей схеме:

НМV-G [1] [2] [3] [4] [5]

Где:

[1] — основное исполнение микротвердомера: **30** (прибор с жидкокристаллическим сенсорным дисплеем для отображения результатов измерения и управления прибором и без дополнительного ПО, устанавливаемого на ПК); **31** (прибор без дисплея для работы посредством ПО автоматизации измерений, устанавливаемого на ПК); **31-FA-** (прибор без дисплея для работы посредством ПО автоматизации измерений, устанавливаемого на ПК с функцией автоматического перемещения предметного столика по осям X,Y,Z); **31-XY-** (прибор без дисплея для работы посредством ПО автоматизации измерений, устанавливаемого на ПК с функцией автоматического перемещения предметного столика по осям X,Y);

[2] — оснащение инденторами и объективами: **S** (один индентор, один или два объективов в зависимости от заказа); **D** (один или два индентора и от одного до четырех объективов в зависимости от заказа);

[3] — Оснащение приводом поворотного механизма смены индентор-объектив: **T** (с приводом); индекс отсутствует (без привода);

[4] — Оснащение камерой: **-НС** (цветная камера); индекс отсутствует (монохроматическая камера);

[5] — Диапазон устройства перемещения предметного столика по осям X, Y: **±60** или **60** (диапазон перемещения: ± 60 мм); индекс отсутствует (диапазон перемещения: $\pm 12,5$ мм).

Заводской (серийный) номер, состоящий из сочетания арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится с помощью лазерной печати на маркировочную табличку из полимерного материала, закрепленную в месте, указанном на рисунках 1 и 2.

На маркировочной табличке обозначение, относящееся к модификации ([1][2][3][4][5]) может быть отделено пробелом от обозначения типа (HМV-G) или указано слитно с ним.

Пломбирование микротвердомеров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на микротвердомеры не предусмотрено.

Общий вид микротвердомеров с указанием места нанесения знака утверждения типа приведён на рисунках 1 и 2.

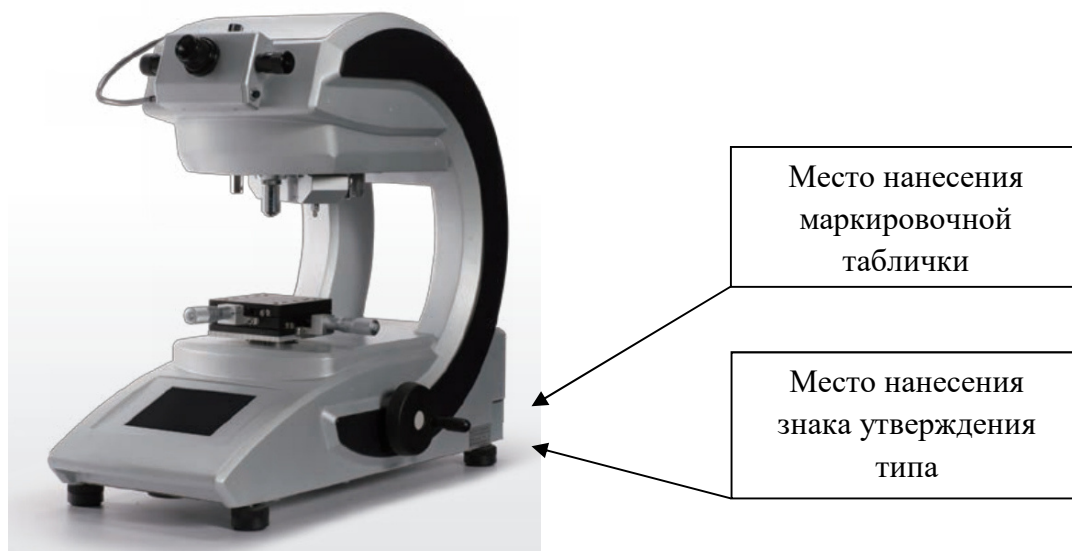


Рисунок 1 — Общий вид микротвердомеров HМV-G30S, HМV-G30D, HМV-G30ST, HМV-G30DT

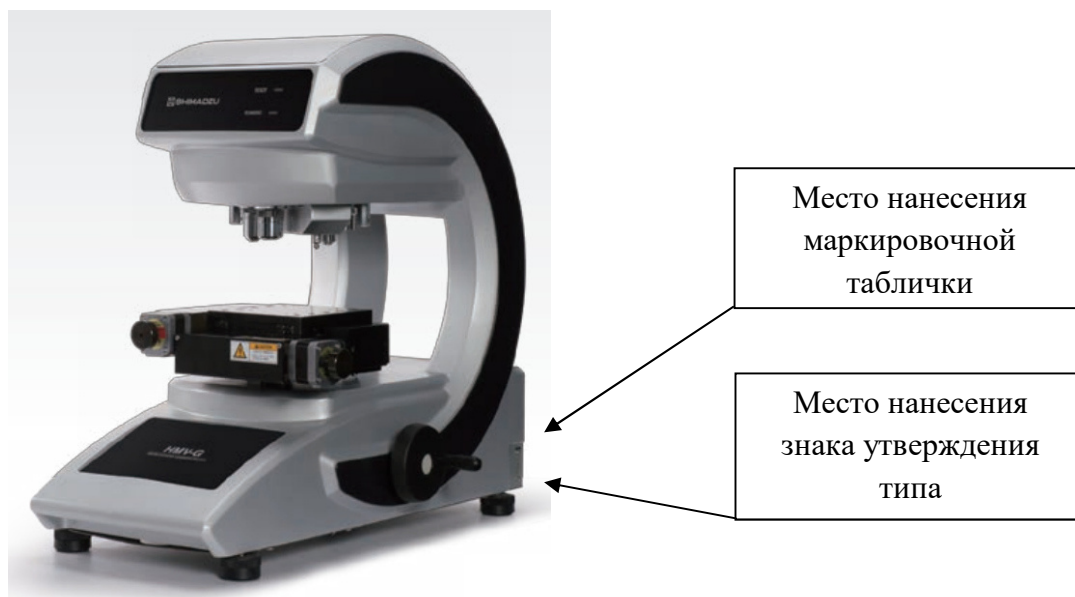


Рисунок 2 – Общий вид микротвердомеров HМV-G31S, HМV-G31D, HМV-G31ST, HМV-G31DT, HМV-G31-FA-S, HМV-G31-FA-D, HМV-G31-XY-S, HМV-G31-XY-D, HМV-G31-FA-S±60, HМV-G31-FA-D±60, HМV-G31-XY-S±60, HМV-G31-XY-D±60, HМV-G31S-HC, HМV-G31D-HC, HМV-G31ST-HC, HМV-G31DT-HC, HМV-G31-FA-S-HC, HМV-G31-FA-D-HC, HМV-G31-XY-S-HC, HМV-G31-XY-D-HC, HМV-G31-FA-S-HC60, HМV-G31-FA-D-HC60, HМV-G31-XY-S-HC60, HМV-G31-XY-D-HC60

Программное обеспечение

Микротвердомеры НМV-G30[2][3][4][5] имеют встроенное программное обеспечение (далее - ПО), которое используется для управления их работой, а также для визуального отображения, хранения и статистической обработки результатов измерений.

Микротвердомеры НМV-G31[2][3][4][5] оснащаются специализированным ПО, хранящимся в энергонезависимом запоминающем устройстве персонального компьютера, которое осуществляет управление микротвердомером, хранение параметров его настройки, определение и индикацию результатов измерений.

Уровень защиты программного обеспечения «средний» по Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Микротвердомер НМV-G	
	НМV-G30[2][3][4][5]	НМV-G31[2][3][4][5]
Идентификационное наименование ПО	—	НМV Test
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	3.00	2.0.2.0
Цифровой идентификатор ПО	—	—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Испытательные нагрузки по шкалам Виккерса и пределы допустимого относительного отклонения испытательных нагрузок

Испытательные нагрузки, Н	Пределы допускаемого относительного отклонения испытательных нагрузок по шкалам Виккерса, %
0,00981; 0,01961; 0,049	±2,0
0,098; 0,245; 0,490; 0,981	±1,5
1,961; 2,942; 4,903; 9,807, 19,61	±1,0

Таблица 3 — Диапазоны измерений твердости по шкалам Виккерса

Шкалы Виккерса	Диапазоны измерений твердости, НV
НV 0,001; НV 0,002; НV 0,005	от 30 до 200
НV 0,01; НV 0,025	от 50 до 350
НV 0,05	от 50 до 475
НV 0,1	от 50 до 850
НV 0,2; НV 0,3	от 50 до 1000
НV 0,5; НV 1; НV 2	от 50 до 1500

Таблица 4 – Метрологические характеристики микротвердомеров по шкалам Виккерса

Обозначение шкалы твёрдости	Интервал измерений твёрдости HV									
	от 30 до 50 включ.	от 50 до 125 включ.	св. 125 до 175 включ.	св. 175 до 225 включ.	св. 225 до 275 включ.	св. 275 до 325 включ.	св. 325 до 375 включ.	св. 375 до 425 включ.	св. 425 до 475 включ.	св. 475 до 525 включ.
	Пределы допускаемой абсолютной погрешности микротвердомеров, HV, ($\pm$)									
HV 0,001	9	16	20	30	-	-	-	-	-	-
HV 0,002	9	16	20	30	-	-	-	-	-	-
HV 0,005	9	16	20	30	-	-	-	-	-	-
HV 0,01	5	10	15	20	20	27	35	-	-	-
HV 0,025	4	10	15	20	20	27	35	-	-	-
HV 0,05	-	8	14	20	20	27	35	40	50	-
HV 0,1	-	6	11	16	20	27	35	40	50	50
HV 0,2	-	4	8	12	18	24	30	36	43	50
HV 0,3	-	4	7	10	14	18	23	28	34	40
HV 0,5	-	3	7	10	13	15	19	24	27	30
HV 1	-	3	6	8	10	12	14	16	20	25
HV 2	-	3	5	6	8	9	12	16	18	20

Продолжение таблицы 4

Обозначение шкалы твёрдости	Интервал измерений твёрдости HV									
	св. 525 до 575 включ.	св. 575 до 625 включ.	св. 625 до 675 включ.	св. 675 до 725 включ.	св. 725 до 775 включ.	св. 775 до 825 включ.	св. 825 до 875 включ.	св. 875 до 925 включ.	св. 925 до 1075 включ.	св. 1075 до 1500 включ.
	Пределы допускаемой абсолютной погрешности микротвердомеров, HV, ($\pm$)									
HV 0,1	58	66	72	77	86	96	102	-	-	-
HV 0,2	58	66	72	77	86	96	102	108	110	-
HV 0,3	47	54	62	70	75	80	89	99	110	-
HV 0,5	36	42	46	49	56	64	68	72	90	142
HV 1	28	30	32	35	42	48	51	54	60	77
HV 2	22	24	26	28	30	32	38	45	50	77
П р и м е ч а н и е – Метрологические характеристики действительны для 5 измерений										

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия эксплуатации температура окружающего воздуха, °C относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	от +15 до +35 80
Параметры электропитания напряжение переменного тока частотой 50 Гц, В	от 207 до 253

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более	
длина	570
ширина	350
высота	540
Масса, кг, не более	50

Знак утверждения типа

наносится на корпус микротвердомеров в виде наклеиваемой плёнки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским или иным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность микротвердомеров

Наименование	Обозначение	Количество
Микротвердомер	HМV-G30S или HМV-G30D или HМV-G30ST или HМV-G30DT или HМV-G31S или HМV-G31D или HМV-G31ST или HМV-G31DT или HМV-G31-FA-S или HМV-G31-FA-D или HМV-G31-XY-S или HМV-G31-XY-D или HМV-G31-FA-S±60 или HМV-G31-FA-D±60 или HМV- G31-XY-S±60 или HМV-G31-XY-D±60 или HМV-G31S-НС или HМV-G31D-НС или HМV-G31ST-НС или HМV-G31DT-НС или HМV-G31-FA-S-НС или HМV-G31-FA-D-НС или HМV-G31-XY-S-НС или HМV-G31-XY-D-НС или HМV-G31-FA-S-НС60 или HМV-G31-FA-D-НС60 или HМV-G31-XY-S-НС60 или HМV-G31-XY-D-НС60	1 шт.
Дополнительные принадлежности	-	В соответствии с комплектом поставки
Руководство по эксплуатации	Микротвердомеры HМV-G модификации HМV-G30S, HМV-G30D, HМV-G30ST, HМV-G30DT, HМV-G20S, HМV- G20D, HМV-20 ST, HМV-G20DT. Руководство по эксплуатации или Микротвердомеры HМV-G модификации HМV-G31S, HМV-G31D, HМV-G31ST, HМV-G31DT, HМV-G31S-НС, HМV-G31D-НС, HМV-G31ST-НС, HМV-G31DT-НС, HМV- G21S, HМV-G21D, HМV-G21ST, HМV-G21DT. Руководство по эксплуатации	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в:

– главе 5 «Работа прибора» документа «Микротвердомеры HМV-G модификации HМV-G30S, HМV-G30D, HМV-G30ST, HМV-G30DT, HМV-G20S, HМV-G20D, HМV-G20ST, HМV-G20DT. Руководство по эксплуатации»;

– главе 5 «Операции» документа «Микротвердомеры HМV-G модификации HМV-G31S, HМV-G31D, HМV-G31ST, HМV-G31DT, HМV-G31S-НС, HМV-G31D-НС, HМV-G31ST-НС, HМV-G31DT-НС, HМV-G21S, HМV-G21D, HМV-G21ST, HМV-G21DT. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средствам измерений

ГОСТ Р ИСО 6507-1-2007 Металлы и сплавы. Измерение твёрдости по Виккерсу. Часть 1. Метод измерения;

ГОСТ 8.063-2012 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений твёрдости металлов и сплавов по шкалам Виккерса;

ГОСТ 9450-76 Измерение микротвёрдости вдавливанием алмазных наконечников.

Правообладатель

«Shimadzu Corporation», Япония

Адрес: 1, Nishinokyo Kuwabara-cho, Nakagyo-ku, Kyoto 604-8511, Japan

Web-сайт: www.shimadzu.com

E-mail: smo@shimadzu.ru

Изготовитель

«Shimadzu Corporation», Япония

Адрес: 1, Nishinokyo Kuwabara-cho, Nakagyo-ku, Kyoto 604-8511, Japan

Web-сайт: www.shimadzu.com

E-mail: smo@shimadzu.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)

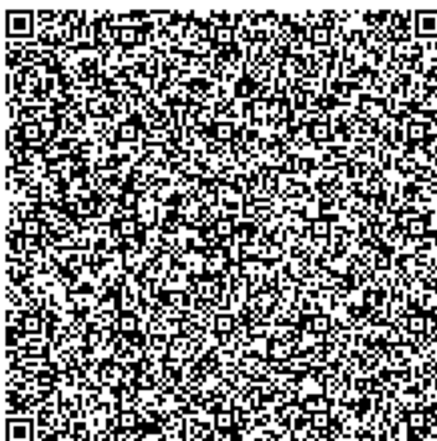
Адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, р.п. Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ

Телефон (факс): +7 (495) 526-63-00

E-mail: office@vniiftri.ru

Web-сайт: www.vniiftri.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30002-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2023 г. № 475

Регистрационный № 88429-23

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики стационарные СД-2

Назначение средства измерений

Датчики стационарные СД-2 (далее – датчики) предназначены для непрерывного автоматического измерения объемной доли следующих газов: метана, водорода, суммы горючих газов с калибровкой по метану, диоксида углерода, сероводорода, оксида азота, диоксида азота и диоксида серы в воздухе рабочей зоны.

Описание средства измерений

К настоящему типу средства измерений относятся датчики следующих модификаций СД-2.М1, СД-2.Н2, СД-2.СН, СД-2.Д1, СД-2.НС, СД-2.Н2, СД-2.НО и СД-2.СО, которые отличаются друг от друга метрологическими характеристиками и типом определяемого компонента согласно таблице 2.

Принцип действия датчиков: термохимический - для суммы горючих газов; оптический - для диоксида углерода, электрохимический - для остальных газов.

Датчики представляют собой одноканальные стационарные автоматические приборы непрерывного действия.

Конструктивно корпус датчиков в обычном исполнении состоит из двух отделений одинакового размера:

- отделение кабельных вводов, в котором расположены клеммы для соединения датчиков с источником питания, сенсором и вторичными приборами;
- аппаратное отделение, в котором располагаются электронные платы, служащие для обработки информации, формирования выходных сигналов и отображения информации.

Конструктивно корпус датчиков в универсальном исполнении состоит из трех отделений одинакового размера. Нижнее отделение, в котором расположены клеммы для соединения датчика с источником питания и чувствительным элементом, верхнее отделение, в котором располагаются электронные платы, служащие для обработки информации, формирования выходных сигналов и отображения информации и среднее отделение, в котором установлены плата звукового излучателя и электромагнитного реле, а также два дополнительных кабельных ввода.

Крышки всех отделений крепятся к корпусу четырьмя невыпадающими винтами и герметизируются пластичным уплотнением.

К нижней части корпуса через резиновые уплотнения крепятся кабельные вводы, которые обеспечивают возможность использования кабеля диаметром до 13 мм. К нижней части подключается чувствительный элемент. Чувствительный элемент может крепиться, как непосредственно на корпус датчика, так и может подключаться через кабель длиной до 5 м в случае требования заказчика.

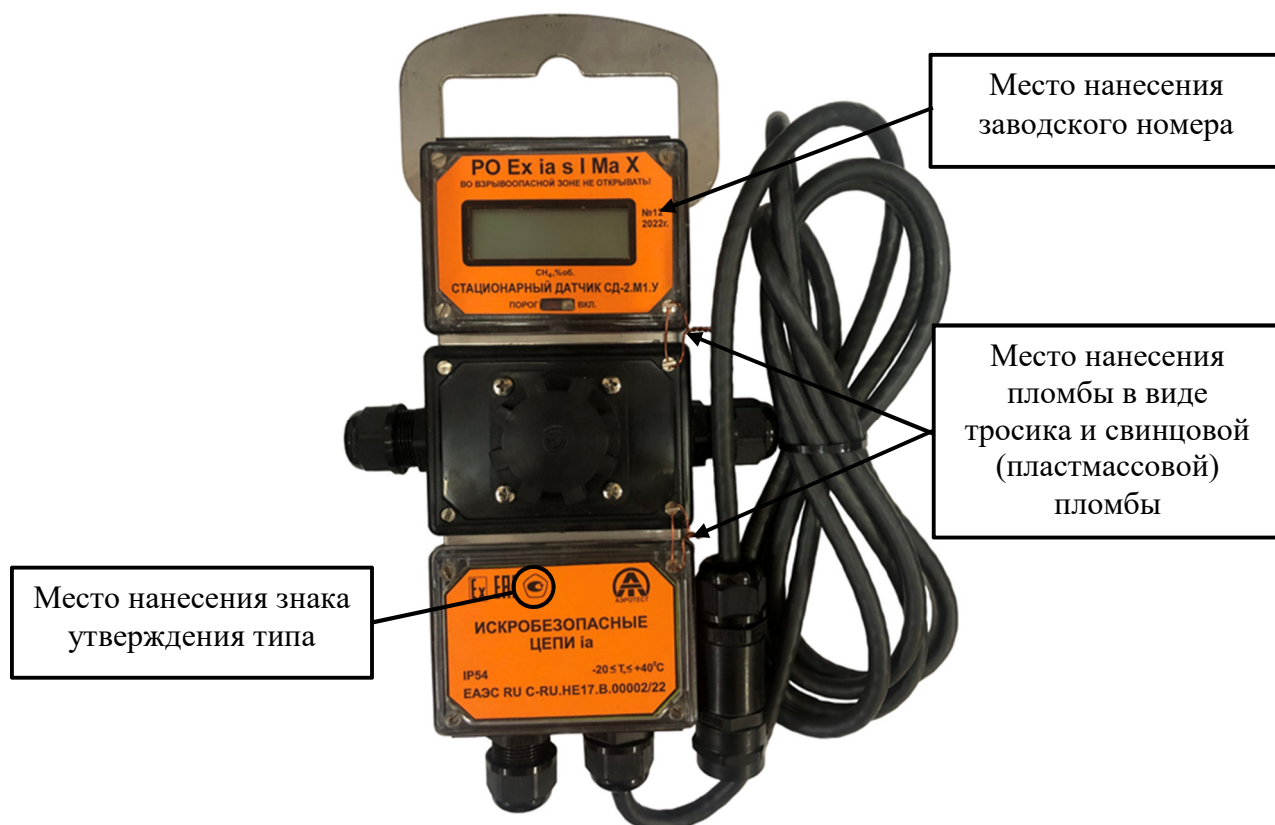
Способ отбора пробы – диффузионный.

Общий вид датчиков стационарных СД-2 с указанием мест пломбировки, мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера приведены на рисунке 1.

Пломбирование датчиков осуществляется обжатием в свинцовой (пластмассовой) пломбе двух концов тросика, продетого в отверстия спецвинтов. Заводской номер в виде цифр-буквенного обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится типографским способом на маркировочную табличку в месте, указанном на рисунке 1.



а) в обычном исполнении



б) в универсальном исполнении

Рисунок 1 – Общий вид датчиков стационарных СД-2 с указанием мест пломбировки, мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СД-2 представлено встроенным ПО микропроцессорного устройства.

В функции ПО входит выполнение измерений, обработку информации, ее отображение на жидкокристаллическом индикаторе, взаимодействие с пользователем через кнопки, установленные в отделении кабельных вводов, формирование выходных сигналов и реализация информационного обмена с внешними устройствами по интерфейсу RS485 с использованием протокола ModBus.

Влияние ПО датчиков учтено при нормировании метрологических характеристик.

Уровень защиты встроенного ПО - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SD-2 firmware
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.0
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики

Наименование модификации	Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Назначение
СД-2.М1	Метан (CH ₄)	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	В
		от 0 до 2,20 %	±0,1 %	
СД-2.Н2	Водород (H ₂)	от 0 до 57 % НКПР	±5 % НКПР	В
		от 0 до 2,35 %	±0,1 %	
СД-2.СН	Сумма горючих газов (калибровка по метану)	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	В
		от 0 до 2,20 %	±0,1 %	
СД-2.Д1	Диоксид углерода (CO ₂)	от 0 до 2,00 %	±0,1 %	А
СД-2.НС	Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 100 млн ⁻¹	± (1+0,1·С) млн ⁻¹	К
СД-2.Н2	Диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 20 млн ⁻¹	± (0,5+0,1·С) млн ⁻¹	А
СД-2.НО	Оксид азота (NO)	от 0 до 20 млн ⁻¹	± (0,5+0,1·С) млн ⁻¹	К
СД-2.СО	Диоксид серы (SO ₂)	от 0 до 20 млн ⁻¹	± (0,5+0,1·С) млн ⁻¹	К
Значения НКПР для горючих газов и паров в соответствии с ГОСТ Р МЭК 31610.20-1-2020; С – значение объемной доли, измеряемого компонента; Время установления показаний по уровню T_{0,9} не более: - для компонентов: диоксид углерода (CO₂), сероводород (H₂S), диоксид азота (NO₂), оксид азота (NO) и диоксид серы (SO₂) – 60 секунд; - для компонентов: метан (CH₄), водород (H₂) – 30 секунд. Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С: от +15 до +25 - относительная влажность, %: от 30 до 80 - атмосферное давление, кПа: от 98,0 до 104,6 В столбце «Назначение» приняты следующие обозначения: В - определение компонента в воздухе (при отсутствии ПДК или в случае, если диапазон измерений значительно ниже значения ПДК); К - контроль предельно допустимых концентраций (ПДК) в воздухе рабочей зоны; А - контроль при аварийных ситуациях.				

Таблица 3 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды от нормальной на каждые 10 °С, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±1
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения относительной влажности окружающей среды от нормальной в диапазоне от 20 до 90 % (без конденсации) на каждые 10 %, в долях от предела допускаемой основной погрешности	±0,4

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	от 6 до 15
Номинальное напряжение питания постоянного тока, В	12
Габаритные размеры (высота×ширина×длина), мм, не более: - в обычном исполнении - в универсальном исполнении	60×145×270 80×145×345
Масса, кг, не более: - в обычном исполнении - в универсальном исполнении	0,9 1,3
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С: - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от -20 до +40 от 20 до 98 от 80 до 120
Время прогрева, секунд, не более	5
Средний срок службы, лет	6
Средняя наработка на отказ, ч	14000
Маркировка взрывозащиты	PO Ex ia s I Ma X
Степень защиты IP по ГОСТ 14254-2015	IP 54

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную таблицу датчика типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчики стационарные СД-2	в соответствии с заказом	1 шт.
Паспорт	СД-2 00 000 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	СД-2 00 00 000 РЭ	1 экз. ¹⁾
Спецключ	-	1 шт. ¹⁾
Калибровочная насадка	-	1 шт. ¹⁾
¹⁾ – Один на партию из десяти датчиков, но не менее одного на поставку.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.4 документа СД-2 00 00 000 РЭ «Датчики стационарные СД-2. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

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

ТУ 26.51.53.110-041-50151796-2022 Датчики стационарные СД-2. Технические условия.

Правообладатель

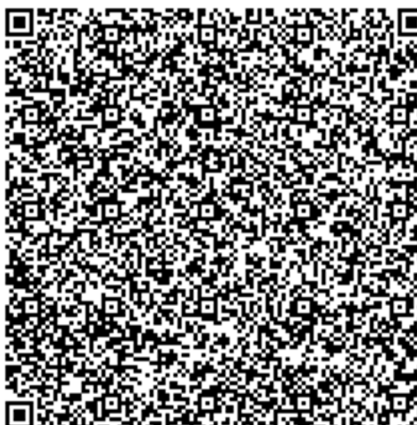
Общество с ограниченной ответственностью «Фирма «Аэротест»
(ООО «Фирма «Аэротест»)
ИНН 5027070371
Юридический адрес: 140072, Московская обл., г.о. Люберцы, п. Томилино, ул. Жуковского, д 5/1
Адрес места осуществления деятельности: 140072, Московская обл., г.о. Люберцы, п. Томилино, ул. Жуковского, д 5/1
Телефон: +7 (495) 557 85 30
Web-сайт: www.atest.ru
E-mail: atest@atest.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Фирма «Аэротест»
(ООО «Фирма «Аэротест»)
ИНН 5027070371
Юридический адрес: 140072, Московская обл., г.о. Люберцы, п. Томилино, ул. Жуковского, д 5/1
Адрес места осуществления деятельности: 140072, Московская обл., г.о. Люберцы, п. Томилино, ул. Жуковского, д 5/1
Телефон: +7 (495) 557 85 30
Web-сайт: www.atest.ru
E-mail: atest@atest.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)
Юридический адрес: 142300, Московская обл., г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2, лит. А, пом. I
Адрес: 355021, Ставропольский край, г. Ставрополь, ул. Южный обход, д. 3 А
Тел.: +7 (495) 108 69 50
E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313733.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2023 г. № 475

Регистрационный № 88430-23

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «МЭК» (АО «Кондопожский ЦБК»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «МЭК» (АО «Кондопожский ЦБК»)(далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, автоматизированных сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электрической энергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (далее – результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;
- формирование данных о состоянии средств измерений;
- периодический (1 раз в 30 минут, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в стандартной базе данных в течение не менее 3,5 лет;
- сбор и обработку данных от смежных АИИС КУЭ;
- обеспечение ежесуточного резервирования базы данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- обработку, формирование и передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате по электронной почте организациям-участникам оптового рынка электрической энергии с электронной подписью;
- передачу результатов измерений, данных о состоянии средств измерений в различных форматах организациям-участникам оптового и розничного рынков электрической энергии;
- обеспечение по запросу дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений на всех уровнях АИИС КУЭ;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии и в режиме измерений реактивной электрической энергии, технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя:

- сервер баз данных ООО «МЭК» (АО «Кондопожский ЦБК») (далее – сервер БД);
- устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ);
- автоматизированное рабочее место (далее – АРМ);
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- программное обеспечение.

Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 и 3.

На уровне ИИК первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии. Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

Измерение активной мощности счетчиками выполняется путем перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (U) и тока (I) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (P) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчиках по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0.5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по предусмотренным каналам связи поступает на входы сервера БД уровня ИВК. Сервер БД осуществляет сбор и обработку результатов измерений, в том числе расчет активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер БД уровня ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными о состоянии средств измерений с организациями-участниками оптового рынка электрической энергии, в том числе ПАК КО АО «АТС», а также с другими АИИС КУЭ, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Обмен результатами измерений и данными о состоянии средств измерений осуществляется по выделенным каналам или коммутируемым телефонным линиям связи через интернет-провайдера в XML-формате, в том числе с электронно-цифровой подписью.

Сервер БД уровня ИВК по запросу обеспечивает возможность дистанционного доступа организациям-участникам оптового рынка электрической энергии к компонентам АИИС КУЭ.

Для обеспечения единого времени на СИ, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счетчики электрической энергии ИИК, сервер БД ИВК) при проведении измерений при помощи АИИС КУЭ, предусмотрена система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ).

СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда), привязанное к национальной шкале координированного времени UTC(SU), на всех компонентах и уровнях системы.

Базовым устройством системы СОЕВ является устройство синхронизации времени УССВ-2 (рег. № 54074-13), синхронизирующее собственную шкалу времени со шкалой времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее – ГЛОНАСС).

При проведении измерений при помощи АИИС КУЭ время внутренних часов СИ АИИС КУЭ синхронизируется в следующей последовательности:

- сервер БД уровня ИВК АИИС КУЭ не реже одного раза в час синхронизирует свою шкалу времени по сигналу, получаемому от УССВ-2, при превышении поправки часов сервера БД уровня ИВК АИИС КУЭ относительно шкалы времени УССВ-2 более чем на 1 секунду;
- сервер БД уровня ИВК не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики, если поправка часов счетчиков относительно шкалы времени сервера БД превышает ± 2 с происходит коррекция часов счетчиков.

Факты коррекции времени отражаются в журналах событий компонентов АИИС КУЭООО «МЭК» (АО «Кондопожский ЦБК»).

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Данные о поверке передаются в Федеральный информационный фонд (далее – ФИФ). Заводской номер (№ 001) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ. Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

ПО «АльфаЦЕНТР» используется при коммерческом 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 электрической энергии.

Идентификационные данные ПО, установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (далее –ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер и наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК		
						Границы допускаемой основной относительной погрешности (±δ), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 220 кВ Кондопога (ПС-16), ОРУ 220 кВ, яч.4, ВЛ-220 кВ Л-201	ТБМО-220УХЛП 600/1 0,2S Рег. № 27069-05	НКФ 220-58 220000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 86379-22 НКФ-220-58 У1 220000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 86380-22	A1802RAL-P4G-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) A U _{ном} = 3x57,7/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11	УССВ-2, Рег. № 54074-13/ IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная Реактивная	1,1	1,3
							1,7	2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	ПС 220 кВ Кондопога (ПС-16), ОРУ 220 кВ, яч.8, ВЛ-220 кВ Л-202	ТБМО- 220УХЛП 600/1 0,2S Рег. № 27069-05	НКФ 220-58 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 86379-22 НКФ-220-58 У1 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 86380-22	A1802RAL-P4G-DW-4 Inom (Imакс) = 1 (10) А Unom = 3х57,7/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11	УССВ-2, Рег. № 54074-13/ IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	1,1	1,3
						Реактивная	1,7	2,4
3	ПС 220 кВ Кондопога (ПС-16), ОРУ 220 кВ, яч.6, ВЛ-220 кВ Л-214	ТБМО- 220УХЛП 600/1 0,2S Рег. № 27069-05	НКФ 220-58 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 86379-22 НКФ-220-58 У1 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 86380-22	A1802RAL-P4G-DW-4 Inom (Imакс) = 1 (10) А Unom = 3х57,7/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-20		Активная	1,1	1,3
						Реактивная	1,7	2,4

Таблица 3 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 2 до 120 0,9 инд. от 49,8 до 50,2 от +20 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности: - $\cos\varphi$ - $\sin\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для: - ТТ, ТН, °C - счетчиков, °C - УССВ, сервера БД, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +30 от +15 до +25
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - счетчиков - УССВ	120000 74500
Глубина хранения информации: - счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Надежность применяемых в системе компонентов:

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи со счетчиком, приведшей к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

- а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электрической энергии;
 - клемм вторичных обмоток трансформаторов тока;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
 - испытательных клеммных коробок;
 - сервер БД;
- б) защита информации на программном уровне:
 - установка паролей на счетчиках электрической энергии;
 - установка пароля на сервер;
 - возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Знак утверждения типа наносится

на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «МЭК» (АО «Кондопожский ЦБК») типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Трансформаторы тока	ТМБО-220УХЛ1	9
Трансформаторы тока	ТФМ-110	3
Трансформаторы напряжения	НКФ 220-58	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58 У1	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	3
Счетчики электрической энергии	Альфа А1800	4
Устройство синхронизации времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	58317473.411711.2104-02.ФО	1
П р и м е ч а н и е – В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «МЭК» (АО «Кондопожский ЦБК»), аттестованной ООО «ОКУ», аттестат аккредитации № RA.RU311468 от 21.01.2016.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Межрегиональная Энергосбытовая Компания» (ООО «МЭК»)

ИНН 7801606237

Адрес: 191011, г. Санкт-Петербург, Невский пр-т, д. 35, оф. 112

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Оператор коммерческого учета» (ООО «ОКУ»)

ИНН 7806123441

Адрес: 197046, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. Муниципальный Округ Посадский, ул. Большая Посадская, д. 16, лит. А, пом. 5-Н №15, оф. 306

Телефон: 8 (812) 612-17-23

Факс: 8 (812) 612-17-19

E-mail: office@oku.com.ru

Web-сайт: www.oku.com.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области» (ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

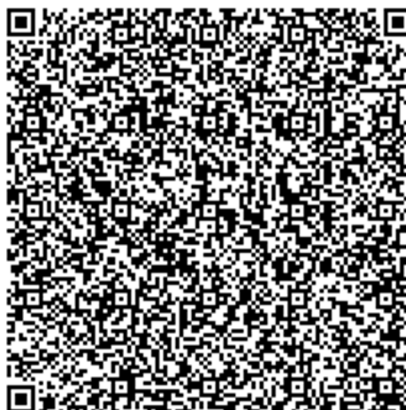
Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311484.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2023 г. № 475

Регистрационный № 88431-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Аппаратура геодезическая спутниковая GeoMax Zenith60

Назначение средства измерений

Аппаратура геодезическая спутниковая GeoMax Zenith60 (далее – аппаратура) предназначена для измерений длин базисов.

Описание средства измерений

Принцип действия аппаратуры основывается на измерении псевдодальностей от фазового центра приёмной антенны аппаратуры до навигационных космических аппаратов (далее – НКА) глобальной навигационной спутниковой системы, положение которых известно с высокой точностью. Измерив псевдодальности до достаточного количества НКА, вычисляется положение аппаратуры в пространстве.

Конструктивно аппаратура представляет собой моноблок, в котором объединены встроенная спутниковая антенна и спутниковый геодезический приёмник. Аппаратура спроектирована для самостоятельного применения в качестве базовой или подвижной станции. Аппаратура оснащена встроенными GSM и радио (УКВ/UHF) модулями для приёма/передачи поправок.

Электропитание аппаратуры осуществляется от двух сменных Li-Ion аккумуляторов питания с возможностью замены одного из них во время работы приемника без выключения питания и остановки работы.

На передней панели корпуса аппаратуры расположен блок управления: четыре светодиодных индикатора, отображающих статус записи данных во внутреннюю память, приема спутникового сигнала, передачи поправок и состояние питания, клавиша управления.

Управление аппаратурой осуществляется с помощью полевого контроллера или непосредственно через блок управления. Принимаемая со спутников информация записывается во внутреннюю память приёмника или контроллера, или на внешний носитель информации.

Аппаратура позволяет принимать следующие типы спутниковых сигналов: GPS: L1CA, L1C, L2C, L2P, L5; ГЛОНАСС: L1CT, L2CT, L2BT, L3; Galileo: 1, E5, AltBOC, E5a, E5b, E6; Beidou: B1, B2; QZSS: L1 C/A, L1C, L2C, L5, L6; SBAS: L1, L5, IRNSS: L5.

К средствам измерений данного типа относится аппаратура геодезическая спутниковая GeoMax Zenith60 модификаций LTE, LTE-UHF, LTE-IMU и LTE-UHF-IMU.

Аппаратура поддерживает следующие режимы измерений: «Статика», «Быстрая статика», «Кинематика», «Кинематика в реальном времени (RTK)», «Дифференциальные кодовые измерения». Модификации LTE-IMU и LTE-UHF-IMU дополнительно поддерживают режим измерений «Кинематика в реальном времени (RTK)» с учетом угла наклона аппаратуры.

Заводской номер аппаратуры в числовом формате указывается методом печати на маркировочной наклейке, расположенной на нижней панели корпуса аппаратуры.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид аппаратуры геодезической спутниковой GeoMax Zenith60 представлен на рисунке 1.

Общий вид маркировочной таблички представлен на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид аппаратуры геодезической спутниковой GeoMax Zenith60

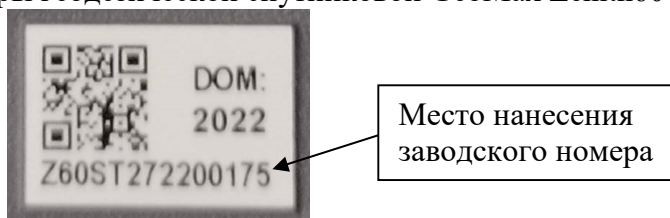


Рисунок 2 – Общий вид маркировочной таблички

В процессе эксплуатации аппаратура не предусматривает внешних механических или электронных регулировок. Ограничение доступа к узлам аппаратуры обеспечено конструкцией крепёжных винтов, которые могут быть сняты только при наличии специальных ключей.

Программное обеспечение

Аппаратура имеет встроенное метрологически значимое микропрограммное обеспечение «Firmware Zenith60», предназначенное для осуществления измерительного процесса. Для управления аппаратурой используется программное обеспечение (далее – ПО) «X-PAD Ultimate», устанавливаемое на устройства с операционной системой (далее – ОС) Android и ПО «X-PAD Survey», устанавливаемое на устройства с ОС Windows CE (Mobile). Для постобработки на персональном компьютере записанных данных используется ПО «X-PAD Fusion».

Аппаратная и программная части, работая совместно, обеспечивают заявленные точности конечных результатов измерений.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	Firmware Zenith60	X-PAD Ultimate	X-PAD Survey	X-PAD Fusion
Идентификационное наименование ПО				
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.00.00	4.1.100	3.6.500	5.4.50
Цифровой идентификатор ПО	-	-	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	LTE, LTE-UHF	LTE-IMU, LTE-UHF-IMU
Модификации	от 0 до 30000	
Диапазон измерений длины базиса, м	от 0 до 30000	
Границы допускаемой абсолютной погрешности измерений длины базиса (при доверительной вероятности 0,95) в режимах:		
- «Статика», «Быстрая статика», мм:		
- в плане	$\pm 2 \cdot (3,0 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D)$	$\pm 2 \cdot (3,0 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D)$
- по высоте	$\pm 2 \cdot (5,0 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D)$	$\pm 2 \cdot (5,0 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D)$
- «Кинематика» и «Кинематика в реальном времени (RTK)», мм:		
- в плане	$\pm 2 \cdot (8 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D)$	$\pm 2 \cdot (8 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D)$
- по высоте	$\pm 2 \cdot (15 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D)$	$\pm 2 \cdot (15 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D)$
- «Кинематика в реальном времени (RTK)» с учётом наклона аппаратуры, мм*:		
- в плане	-	$\pm 2 \cdot (13 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D + 0,7 \cdot \alpha)$
- по высоте	-	$\pm 2 \cdot (18 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D + 0,7 \cdot \alpha)$
- «Дифференциальные кодовые измерения», мм:		
- в плане	$\pm 2 \cdot (250 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D)$	$\pm 2 \cdot (250 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D)$
- по высоте	$\pm 2 \cdot (500 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D)$	$\pm 2 \cdot (500 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D)$
Допускаемая средняя квадратическая погрешность измерений длины базиса в режимах:		
- «Статика», «Быстрая статика», мм:		
- в плане	$3,0 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D$	$3,0 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D$
- по высоте	$5,0 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D$	$5,0 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D$
- «Кинематика» и «Кинематика в реальном времени (RTK)», мм:		
- в плане	$8 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D$	$8 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D$
- по высоте	$15 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D$	$15 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D$
- «Кинематика в реальном времени (RTK)» с учётом наклона аппаратуры, мм*:		
- в плане	-	$13 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D + 0,7 \cdot \alpha$
- по высоте	-	$18 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D + 0,7 \cdot \alpha$
- «Дифференциальные кодовые измерения», мм:		
- в плане	$250 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D$	$250 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D$
- по высоте	$500 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D$	$500 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D$
* - допускается наклон от 0 до 30 °.		
Примечания		
1. D – измеряемое расстояние в мм.		
2. α – угол наклона аппаратуры в градусах.		

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество каналов	555
Напряжение источника питания постоянного тока, В: - внешнее питание - встроенный аккумулятор	от 9 до 28 7,2
Диапазон рабочих температур, °C	от -40 до +65
Габаритные размеры, мм, не более: - диаметр - высота	166,8 75
Масса с двумя аккумуляторами, кг, не более	1,36

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Аппаратура геодезическая спутниковая Zenith60	-	1 шт.
Антенна радио (по заказу потребителя)	-	1 шт.
Устройство зарядное	-	1 шт.
Кейс	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации на русском языке	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Работа с инструментом» «Аппаратура геодезическая спутниковая GeoMax Zenith60. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для координатно-временных средств измерений, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2831;

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

«Аппаратура геодезическая спутниковая GeoMax Zenith60. Стандарт предприятия», GeoMax AG, Швейцария.

Правообладатель

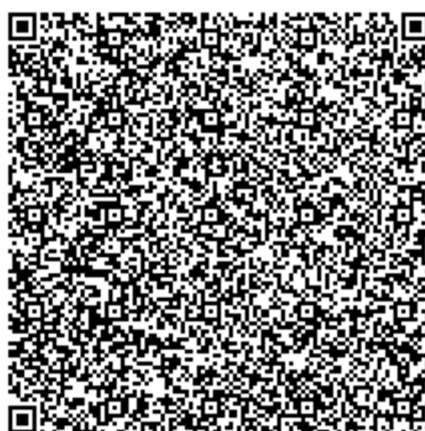
GeoMax AG, Швейцария
Espenstrasse 135 CH-9443, Widnau, Switzerland
Тел.: +41 71 447 1700
E-mail: info@geomax-positioning.com

Изготовитель

GeoMax AG, Швейцария
Espanstrasse 135 CH-9443, Widnau, Switzerland
Тел.: +41 71 447 1700
E-mail: info@geomax-positioning.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автопрогресс-М»
(ООО «Автопрогресс-М»)
Адрес: 125167, г. Москва, ул. Викторенко, д. 16, стр. 1
Тел.: +7 (495) 120-03-50
E-mail: info@autoproggress-m.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311195.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2023 г. № 475

Регистрационный № 88432-23

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АО «Геомаш»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АО «Геомаш» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электрической энергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (далее – результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;
- формирование данных о состоянии средств измерений;
- периодический (1 раз в 30 минут, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в стандартной базе данных в течение не менее 3,5 лет;
- сбор и обработку данных от смежных АИИС КУЭ;
- обеспечение ежесуточного резервирования базы данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- обработку, формирование и передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате по электронной почте организациям-участникам оптового рынка электрической энергии с электронной подписью;
- передачу результатов измерений, данных о состоянии средств измерений в различных форматах организациям-участникам оптового и розничного рынков электрической энергии;
- обеспечение по запросу дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений на всех уровнях АИИС КУЭ;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии и в режиме измерений реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) включает в себя сервер центра сбора и обработки данных АО «ЭСК» (далее – сервер), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ-2), технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура), программное обеспечение «АльфаЦЕНТР».

Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 и 3.

На уровне ИИК первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии.

Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

Измерения активной мощности (P) счетчиками выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (U) и тока (I) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (P) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0,5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по предусмотренным каналам связи поступает на входы сервера уровня ИВК. Сервер осуществляет сбор и обработку результатов измерений, в том числе расчет активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате организациям-участникам оптового рынка электрической энергии производится по электронной почте с электронной подписью по выделенным каналам связи через интернет-провайдера. Сервер по запросу обеспечивает возможность дистанционного доступа организациям-участникам оптового рынка электрической энергии к компонентам АИИС КУЭ.

Для обеспечения единого времени на средствах измерений, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счетчики, сервер), предусмотрена система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ).

СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда), привязанное к национальной шкале координированного времени UTC(SU), на всех компонентах и уровнях системы.

Базовым устройством системы СОЕВ является устройство синхронизации времени УССВ-2, синхронизирующее собственную шкалу времени со шкалой времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее – ГЛОНАСС).

УССВ-2 ежесекундно посылает метку точного времени на сервер и при расхождении времени более чем на 2 секунды программное обеспечение УССВ-2 производит синхронизацию часов сервера.

Сервер не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики уровня ИИК, при расхождении времени сервера и счетчиков более чем на 2 секунды происходит коррекция часов счетчиков.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и сервера.

Журналы событий счетчиков и сервера отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков и сервера в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Данные о поверке передаются в Федеральный информационный фонд (далее – ФИФ). Заводской номер (№ 001) указывается типографским способом в паспорте АИИС КУЭ. Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер и наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	УССВ-2/Сервер	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК		
						Границы допускаемой основной относительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %	Границы допускаемой основной относительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Щиты, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 13	ТОЛ 200/5 0,2S Рег. № 47959-11	НАЛИ-СЭЩ 10000/100 0,2 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х(57,7-115) / (100-200) В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2, Рег. № 54074-13/ ПЭВМ (IBM совместимый компьютер) с ПО «АЛЬФАЦЕНТР»	Активная	1,3	1,8
					Реактивная	1,9	3,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	ПС 110 кВ Щитры, 2 ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 18	ТОЛ 400/5 0,2S Рег. № 47959-11	НАЛИ-СЭЩ 10000/100 0,2 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Ином (Imax) = 5 (10) А Uном = 3х(57,7-115) / (100-200) В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2, Рег. № 54074-13/ ПЭВМ (IBM совместимый компьютер) с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная Реактивная	1,3 1,9	1,8 3,7

Примечания

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допустимой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электрической энергии на интервале времени 30 минут.

3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденными характеристиками характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденными характеристиками характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденными характеристиками характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

5 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденное типа.

6 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

7 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже, указанной в описании типа средств измерений.

8 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.

9 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) ± 5 с.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 2 до 120 0,9 инд. от 49,8 до 50,2 от +20 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности: - $\cos\varphi$ - $\sin\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для: - ТТ, ТН, счетчиков, °C - УССВ, сервера БД, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от +5 до +30 от +15 до +25
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - УССВ-2	220000 74500
Глубина хранения информации: - счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Надежность применяемых в системе компонентов:

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи со счетчиком, приведшей к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

- а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электрической энергии;
 - клемм вторичных обмоток трансформаторов тока;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
 - испытательных клеммных коробок;
 - сервер БД;
- б) защита информации на программном уровне:
 - установка паролей на счетчиках электрической энергии;
 - установка пароля на сервер;
 - возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Трансформаторы тока	ТОЛ	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт	04/22.01.000 ПС	1
Примечание – В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АО «Геомаш», аттестованной ООО «ОКУ», аттестат аккредитации № RA.RU311468 от 21.01.2016.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

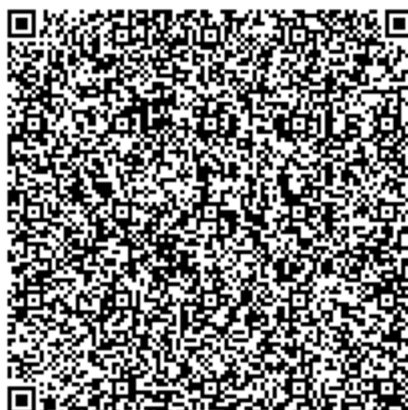
Акционерное общество «Энергосбытовая компания Кировского завода» (АО «ЭСК»)
ИНН 7805465749
Адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, пр. Стачек, д. 47, литера О, пом. 1-Н, каб. 401
Телефон: 8 (812) 302-60-12
Факс: 8 (812) 326-56-33
Web-сайт: www.eskzgroup.ru
E-mail: office@es.kzgroup.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Энергосбытовая компания Кировского завода» (АО «ЭСК»)
ИНН 7805465749
Адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, пр. Стачек, д. 47, литера О, пом. 1-Н, каб. 401
Телефон: 8 (812) 302-60-12
Факс: 8 (812) 326-56-33
Web-сайт: www.eskzgroup.ru
E-mail: office@es.kzgroup.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области» (ФБУ «Тест-С.-Петербург»)
Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1
Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75
Факс: 8 (812) 244-10-04
E-mail: letter@rustest.spb.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311484.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2023 г. № 475

Регистрационный № 88417-23

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Альянс"

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Альянс" (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер типа HP ProDesk 400 G6 (далее - сервер ИВК), устройство синхронизации времени типа УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.;
- средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК.

В сервере ИВК происходит вычисление электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и обработка измерительной информации, оформление отчётных документов.

Передача информации в энергоснабжающую организацию, с последующей передачей в ПАО АО "АТС", с подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО "СО ЕЭС" и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 "Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО "АТС", АО "СО ЕЭС" и смежным субъектам" к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая обеспечивает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени УСВ-3, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3, и при расхождении ± 1 с и более сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени сервера ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще 1 раза в сутки.

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

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Заводской номер 101 установлен в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) "АльфаЦЕНТР". Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО "АльфаЦЕНТР" соответствует уровню – "высокий" в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО "АльфаЦЕНТР"

Идентификационные данные	Значения
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 17.01.02
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	КТП 10 кВ РУ-10 кВ, ОКЛ-10 кВ ф.1	ТОЛ-НТЗ-10 200/5 кл. т. 0,5S рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 (10000:√3)/(100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProDesk 400 G6

Примечания:

- Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
- Допускается замена УСВ на аналогичный утвержденного типа.
- Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 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 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, $\pm (\delta) \%$	Границы погрешности в рабочих условиях, $\pm (\delta) \%$
1	Активная Реактивная	1,1 2,8	1,8 3,2
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU), ($\pm$) с			5
Примечания:			
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии (получасовая).			
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.			
3. Границы погрешности результатов измерений приведены:			
– для нормальных условий: при $\cos \varphi = 0,9$ и силе тока равной 100 % от $I_{1 \text{ ном}}$;			
– для рабочих условий: при $\cos \varphi = 0,8$ и силе тока равной 2 % от $I_{1 \text{ ном}}$, а также температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +10 до +30 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	1
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд.} до 1 от 0,8 _{емк.} до 1 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +60 от +10 до +35 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее УСВ-3: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее Сервер ИВК: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее	220000 2 45000 2 20000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоя питания сервера 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 счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.

- в журнале событий сервера ИВК:
 - параметрирования;
 - коррекции времени.
- коррекции времени в сервере ИВК.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	3
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Устройство синхронизации времени (УСВ)	УСВ-3	1
Сервер ИВК	HP ProDesk 400 G6	1
Документация		
Паспорт-формуляр	69729714.411713.101.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Альянс». 69729714.411713.101.МВИ, аттестованном ООО «Энерготестконтроль», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560 от 03.08.2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

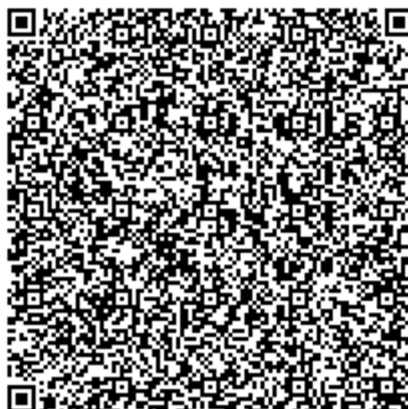
Общество с ограниченной ответственностью «Альянс» (ООО «Альянс»)
ИНН 3460075762
Адрес: 119034, г. Москва, ул. Пречистенка, д. 40/2, стр. 1, пом. XXIX
Телефон: (495) 098-03-47

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Электроконтроль»
(ООО «Электроконтроль»)
ИНН 7705939064
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9
Телефон: (916) 295 36 77
E-mail: eierygin@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)
ИНН 9705008559
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, пом. 1
Телефон: (910) 403 02 89
E-mail: golovkonata63@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2023 г. № 475

Регистрационный № 88418-23

Лист № 1
Всего листов 69

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Самаранефтегаз» 2022

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Самаранефтегаз» 2022 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АО «Самаранефтегаз» (далее сервер СНГ), сервер сетевой организации (далее сервер СО), программный комплекс (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройства синхронизации времени (УСВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для измерительных каналов (ИК) №№ 124, 157, 158, 160, 164, 175-177, 180-190, 199-218, 221, 223, 229, 230, 250, 251, 253, 255, 258-261, 267-272, 283-285, 289, 290, 294, 295, 298 цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер СО, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов и передача на сервер СНГ в виде xml-файлов.

Для ИК №№ 1-123, 125-156, 159, 161-163, 165-172, 174, 178, 179, 191-198, 219, 220, 222, 224-228, 231-249, 252, 254, 257, 264-266, 273-277, 281, 282, 286-288, 292-293, 296, 297, 299-306, 309-337 цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер СНГ, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов и передача на АРМ энергосбытовой организации в виде xml-файлов.

Дополнительно сервер СНГ может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Передача информации от АРМ энергосбытовой организации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ производится по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера СНГ, часы сервера СО и УСВ. УСВ обеспечивают передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера СНГ с соответствующим УСВ осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов сервера СНГ производится независимо от величины расхождения.

Сравнение показаний часов сервера СО с соответствующим УСВ осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов сервера СО производится независимо от величины расхождения.

Сравнение показаний часов счетчика для ИК №№ 124, 157, 158, 160, 164, 175-177, 180-190, 199-218, 221, 223, 229, 230, 250, 251, 253, 255, 258-261, 267-272, 283-285, 289, 290, 294, 295, 298 с часами сервера СО осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раз в сутки), корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сетевой организации более ± 1 с.

Сравнение показаний часов остальных счетчиков с часами сервера СНГ осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раз в сутки), корректировка часов счетчиков производится при расхождении более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические ха- рактеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускае- мой осно- вой отно- сительной погрешно- сти (±δ), %	Границы допускае- мой отно- сительной погрешно- сти в рабо- чих усло- виях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Под- горная, РУ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Пет- ровка	ТФН-35М Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
2	ПС 110 кВ Ти- машевская, РУ- 35 кВ, 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ отпайка Тима- шево-2	ТФН-35М Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
3	ПС 110 кВ Ти- машевская, РУ- 6 кВ, 2СШ 6 кВ, Яч.№20, ВЛ-6 кВ Ф-СК-2	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	ПС 110 кВ Тимашевская, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, Яч.№1, ВЛ-6 кВ Ф-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
5	ПС 110 кВ Тимашевская, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, Яч.№23, ВЛ-6 кВ Ф-25	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
6	ПС 110 кВ Тимашевская, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, Яч.№24, ВЛ-6 кВ Ф-СК-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
7	ПС 110 кВ Тимашевская, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, Яч.№10, ВЛ-6 кВ Ф-СК-3	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
8	ПС 35 кВ Северо-Максимовка, РУ-6 кВ, Яч.№6, ВЛ-6 кВ Ф-Прогресс-2	АВК-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 47171-11 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
9	ПС 35 кВ Колыванская, РУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Колыванская-2	ТФН-35М Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	ПС 35 кВ Вязовый Гай, КЛ-0,4 кВ МВ-35 кВ Колыванская-2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
11	ПС 35 кВ Ровное, КЛ-0,4 кВ МВ-35 кВ Держинская	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
12	ПС 35 кВ Ровное, РУ-35 кВ, ВЛ-1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Держинская	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
13	ВЛБ-10 кВ, отпайка ВЛ-10 кВ Ф-12	ТПК-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 22944-07 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
14	ПС 35 кВ Ключевская, РУ 35 кВ, ВЛ-35кВ Луговая	ТОЛ-35 Ш Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35Ш Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
15	КТП 10 кВ РРВ-1, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 30/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16	ТП 6кВ ЭНС № 4, РЩ-0.4 кВ, ввод 0.4 кВ	ТШП 0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 15173-01 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
17	ВЛ-35 кВ Благо-даровка, оп. 74, ПКУ-35 кВ	I-TOR-35 Кл.т. 0,5S 100/1 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	I-TOR-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МК.02 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
18	ПС 35 кВ Во-сточная, РУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, Яч.№4, ВЛ-6 кВ Ф-73	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
19	ПС 35 кВ Во-сточная, РУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, Яч.№5, ВЛ-6 кВ Ф-72	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
20	ПС 35 кВ Во-сточная, РУ-6 кВ 1СШ 6кВ, Яч.№25, КЛ-6 кВ Ф-ПСМ-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
21	ПС 35 кВ Во-сточная, РУ-6 кВ 2СШ 6кВ, Яч.№8, КЛ-6 кВ Ф-ПСМ-2	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22	ПС 35 кВ Во- сточная, РУ-6 кВ 1СШ 6кВ, Яч.№17, КЛ-6 кВ Ф-РМБ-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
23	ПС 35 кВ Во- сточная, РУ-6 кВ 2СШ 6кВ, Яч.№7, КЛ-6 кВ Ф-РМБ-2	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
24	ТП 10 кВ Вр 1924/25, РУ- 0,4кВ, ввод- 0,4кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
25	РУ-0,4кВ СКЗ №103, ввод 0,4кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
26	ПС 35 кВ Про- мысловая (Цех № 2), РУ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, ВЛ- 35кВ Промыс- ловая-2	ТОЛ-35 Ш Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35Ш Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
27	ПС 35 кВ Сы- товка, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, ввод 6 кВ Т-1-Г	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
28	ПП-9 6 кВ, ВЛ-6 кВ АО ССК	ТВЛМ-6 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 45040-10 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
29	ПС 110 кВ Му-хановская, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, Яч.№4, КЛ-6 кВ Ф-4	ТПК-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 22944-07 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
30	ПС 110 кВ Му-хановская, РУ-6 кВ, 4СШ 6 кВ, Яч.№38, ВЛ-6 кВ Ф-КНС-5	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
31	РЩ-0.4 кВ ЦДНГ (Контора ЦДНГ), ввод-0,4кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
32	ПП 10 кВ Рак-3, ВЛ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 20/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
33	КТП 6 кВ №134, ввод 6 кВ	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5 20/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 35505-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
34	КТП 6кВ №140, РУ-0,4кВ, ввод- 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
35	КТП 6кВ №143, ввод-0,4кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 47512-11 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
36	КТП 10кВ №25, РУ-0,4кВ, ввод- 0,4кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
37	ПС 110 кВ Му- хановская, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, Яч.№2, КЛ-6 кВ Ф-2	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 814-53 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
38	ВЛБ-6 кВ №1, отпайка ВЛ-6 кВ Ф-52	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 17158-98 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
39	РУ-0,22кВ СКЗ №26-43, ввод 0,22кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
40	ПС 35 кВ Винно-Баннов- ская, РУ-6кВ, Яч.№5, ВЛ-6 кВ Ф-4	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
41	ПС 35 кВ Во- сточная Чер- новка, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, Яч. №12, ВЛ-6кВ Ф-33	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 7069-07 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
42	ПС 35 кВ Про- мысловая, РУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, ВЛ-6кВ Ф-17	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
43	ПП-35 кВ Сидо- ровка, ВЛ-35кВ перемычка Си- доровка-Сидо- ровка	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35Ш Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В ЗНОЛ-НТЗ-35-IV Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 62260-15 Фаза: С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
44	ТП 6 кВ на ПС 35 Дачная, РУ-0,4кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
45	РЩ 0,4 кВ 3да-ние НГДУ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,4 2,9	4,0 6,9
46	ТП 6 кВ №5-12, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
47	ТП 6кВ №1-14, РЩ-0,4 кВ, QS-1, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
48	ТП 6кВ №1-14, РЩ-0,4 кВ, QS-2, КЛ-0,4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
49	ТП 6 кВ №3-17, СШ-0,4 кВ, QF-2, КЛ-0,4 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
50	ТП 6кВ №77-05, РЩ-0,4кВ, ввод 0,4кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
51	ТП 10кВ Гр210/160, РУ- 0,4 кВ, ВЛ-0.4 кВ Ф-1	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
52	РЩ-0,4 кВ Адм. здание АО Са- маранефтегаз, Руб., ввод 0,4 кВ от ТП 6 кВ №130	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
53	ЩУ-0,4 кВ Кот- лопункт, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
54	ТП 6 кВ №183- 22, РЩ-0.4кВ, ввод 0.4 кВ	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.22 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
55	ТП 6кВ 3-20А, РЩ-0,4кВ, QF- 5, КЛ-0,4кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
56	ТП 6 кВ №805, РЩ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
57	ТП 6 кВ №18, РЩ-0,4 кВ, КЛ- 0,4 кВ в сторону Пасаека 3 отде- ление	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
58	ТП 6 кВ № П101, ввод 6 кВ	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5S 15/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 35505-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
59	ПС 35 кВ Вет- лянская, ОРУ- 35 кВ, ВЛ-35 кВ Ветлянка-3	GIF 40,5 Кл.т. 0,2 200/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35Ш Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 1,8	2,0 3,9
60	ПС 35 кВ Го- род-2, РУ-6 кВ, ІСШ 6 кВ, яч. І, КЛ-6 кВ Ф-І	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
61	ПС 35 кВ Го- род-2, РУ-6 кВ, ІСШ 6 кВ, яч. 5, КЛ-6 кВ Ф-5	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
62	ПС 35 кВ Гол-род-2, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. 6, КЛ-6 кВ Ф-6	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
63	ПС 35 кВ Гол-род-2, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. 7, КЛ-6 кВ Ф-7	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
64	ПС 35 кВ Гол-род-2, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.12, КЛ-6 кВ Ф-12	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
65	ПС 35 кВ Гол-род-2, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 15, КЛ-6 кВ Ф-15	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
66	ПС 35 кВ Гол-род-2, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 16, ВЛ-6 кВ Ф-16	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
67	ПП 35 кВ ВЛ-35 кВ Утевка-1, от-пайка ВЛ-35 кВ	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35Ш Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
68	ВЛ-110 кВ Бариновка-2, оп.145, ПКУ-110 кВ	I-TOR-110 Кл.т. 0,2S 100/1 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	I-TOR-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	0,6 1,1	1,4 2,4
69	ПС 110 кВ Бариновская, РУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Домашкинская	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
70	ПП 35 кВ ВЛ-35 кВ Богдановка-2, отпайка ВЛ-35 кВ в сторону ПС 35 кВ Богдановка	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35Ш Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
71	ВЛ-110 кВ Бариновка-1, оп.7а, ПКУ-110 кВ	I-TOR-110 Кл.т. 0,2S 200/1 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	I-TOR-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	0,6 1,1	1,4 2,4
72	ВЛ-110 кВ Бариновка-1, оп.19а, ПКУ-110 кВ	I-TOR-110 Кл.т. 0,2S 100/1 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	I-TOR-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	0,6 1,1	1,4 2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
73	ВЛ 35 кВ Утевка-2 от ПС 110 кВ Баринов- ская, отпайка ВЛ-35 кВ, оп. 18А, ПКУ-35 кВ	I-TOR-35 Кл.т. 0,5S 100/1 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	I-TOR-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МК.02 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
74	ПС 35 кВ Вет- лянка, РУ-35 кВ 1 СШ 35кВ, ВЛ- 35 кВ Красный Яр-1	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35Ш Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
75	ПС 35 кВ Кин- дяково, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Дачная	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; В; С	НОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 41614-09 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
76	ВЛ 35 кВ Сок- ская от ПС 110 кВ Горная, оп.39, ПКУ-35 кВ	I-TOR-35 Кл.т. 0,5S 100/1 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	I-TOR-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.02 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
77	ПП №6 6 кВ, ВЛ-6 кВ КИН 6	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
78	ПП №7 6 кВ, ВЛ-6 кВ КИН 7	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
79	ВЛ 35 кВ Ка- менка, оп.130/1, ПКУ-35 кВ	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛП Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.02 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
80	ТП 6кВ ГОИЧС, РЩ-0.4 кВ, QF- 1, ВЛ-0,4 кВ	-	-	ЦЭ 6850М Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 20176-06	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
81	ВЛ-35 кВ Кри- вая Лука, оп.54, ПКУ-35 кВ	I-TOR-35 Кл.т. 0,5S 100/1 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	I-TOR-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МК.02 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
82	ВЛ 35 кВ Сарбай от ПС 35 Дерюжевка, оп. 43, ПКУ-35 кВ	I-TOR-35 Кл.т. 0,5S 100/1 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	I-TOR-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МК.02 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
83	ПП4 10 кВ, от- пайка ВЛ-10 кВ	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 20/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	ЗНОЛПМ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 35505-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
84	ВЛ 10 кВ Ф4 от ПС 110 кВ Большая Черни- говка, оп.400/226, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 51143-12 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 35955-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
85	ВЛБ-10 кВ, от- пайка ВЛ-10 кВ ДНС-323	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 30/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
86	ВЛБ-10 кВ, от- пайка ВЛ-10 кВ в сторону ТП 10 кВ №ДНС-530, ТП 10 кВ №ДНС-531	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 30/5 Рег. № 51143-12 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 35955-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
87	ВЛБ-10 кВ, от- пайка ВЛ-10 кВ в сторону ТП 10 кВ №ДНС-326, ТП 10 кВ №ДНС-327	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 30/5 Рег. № 51143-12 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 35955-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
88	ИП-10 Утев- ского месторож- дения 10 кВ, ПКУ-10 кВ, ВЛ- 10 кВ в сторону Утевское место- рождение	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 15/5 Рег. № 51143-12 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 35955-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
89	ТП 6 кВ №1-14, РЩ-0.4 кВ, QF-1, КЛ-0,4 кВ	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.21.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
90	ПС 110 кВ Под- горная, РУ-35 кВ, 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Неклюдово	ТФН-35М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
91	ПС 110 кВ Под- горная, РУ-35 кВ, 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Ува- ровка	ТФН-35М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
92	РП-10-3/3 10 кВ, Ввод-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
93	ПС 110 кВ Под- горная, РУ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, ВЛ-35кВ Борск- 1	ТФН-35М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
94	ПС 110 кВ Под- горная, РУ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, ВЛ-35кВ Могу- тово	ТФН-35М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
95	ПС 110 кВ Подгорная, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, ввод 6 кВ С-1-Т	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
96	ПС 110 кВ Подгорная, ввод 0,4 кВ ТСН 6-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
97	ПС 110 кВ Подгорная, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, ввод 6 кВ С-2-Т	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
98	ПС 110 кВ Подгорная, ввод 0,4 кВ ТСН 6-2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
99	ПС 110 кВ Тимашевская, РУ-35 кВ, 1СШ 35 кВ, ввод 35 кВ С-1-Т	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
100	ПС 110 кВ Тимашевская, РУ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, ввод 35 кВ С-2-Т	ТФМ-35-П Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 17552-98 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
101	ПС 110 кВ Тимашевская, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, ввод 6 кВ С-1-Т	ТЛП-10 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 30709-11 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
102	ПС 110 кВ Тимашевская, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, ввод 6 кВ С-2-Т	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
103	ПС 110 кВ Тимашевская, ввод 0,4 кВ ТСН 6-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
104	ПС 110 кВ Тимашевская, ввод 0,4 кВ ТСН 6-2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
105	ПС 110 кВ УКПН-2, РУ-110 кВ, 2СШ 110 кВ, ввод 110 кВ С2Т	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-88 Фазы: А; В; С	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
106	ПС 110 кВ УКПН-2, РУ-110 кВ, 1СШ 110 кВ, ввод 110 кВ С1Т	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-88 Фазы: А; В; С	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
107	ПС 110 кВ Лугань, РУ-35 кВ, ВЛ-1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Лугань-Дмитриевка	ТФН-35М Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
108	ПС 110 кВ Лугань, РУ-35 кВ, ВЛ-1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Сброс	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
109	ПС 110 кВ Лугань, РУ-35 кВ, ВЛ-2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Северо-Максимовка	ТФН-35М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
110	ПС 110 кВ Лугань, РУ-35 кВ, ВЛ-2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Лугань-Марьевка	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
111	ПС 110 кВ Лугань, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. №4	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
112	ПС 110 кВ Лугань, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН 6-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
113	ПС 110 кВ Лужань, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. №13	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
114	ПС 110 кВ Лужань, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН 6-2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
115	ПС 110 кВ Лужань, РУ-6 кВ 1СШ 6 кВ, яч. №12, ВЛ-6кВ Ф-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
116	ПС 35 кВ Малаянинская, РУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, ввод 10 кВ Т-1-Т	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
117	ПС 35 кВ Малаянинская, РУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, ввод 10 кВ Т-2-Т	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
118	ПС 35 кВ Малаянинская, ввод 0,4 кВ ТСН-1, ТСН-2	ТТИ-40 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 28139-07 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
119	ПС 110 кВ Козловская, РУ-110 кВ, 1СШ 110 кВ, ввод 110 кВ С1Т	ТОГФ-110 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 61432-15 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛП Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,6
120	ПС 110 кВ Козловская, РУ-110 кВ, 2СШ 110 кВ, ввод 110 кВ С2Т	ТОГФ-110 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 61432-15 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛП Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,6
121	ПС 35 кВ В.Веглянская, ОРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ввод 35 кВ Т-1-Т	ТОЛ-35 Ш Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛП Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,6
122	ПС 35 кВ В.Веглянская, ОРУ-35 кВ, СР-35	ТОЛ-35 Ш Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛП Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
123	ПС 35 кВ Город-2, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 10, КЛ-6 кВ Ф-10	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,2 5,5
124	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
125	ПС 35 кВ ЖБИ, РУ-6кВ, 1СШ 6кВ, Яч.№2	АВК-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 47171-11 Фазы: А; С	VSK I 10 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 47172-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
126	ПС 35 кВ ЖБИ, РУ-6кВ, 2СШ 6кВ, яч.№12	АВК-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 47171-11 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
127	ПС 35 кВ ЖБИ, ввод 0,4кВ ТСН-1	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
128	ПС 35 кВ ЖБИ, ввод 0,4кВ ТСН-2	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
129	ПС 110 кВ Ку- диновская, РУ- 35 кВ, 1СШ 35 кВ, ввод 35 кВ С-1-Т	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
130	ПС 110 кВ Ку- диновская, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, ввод 6 кВ С-1-Т	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
131	ПС 110 кВ Ку-диновская, ввод 6 кВ ТСН-1	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
132	ПС 110 кВ Ку-диновская, РУ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, ввод 35 кВ С-2-Т	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
133	ПС 110 кВ Ку-диновская, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, ввод 6 кВ С-2-Т	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
134	ПС 110 кВ Ку-диновская, ввод 6 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
135	ПС 35 кВ Пиненковская, РУ-35кВ, ввод-35кВ, отпайка от ВЛ-35кВ Майская	АСН-36 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 27818-04 Фазы: А; В; С	UCSF-36 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 27816-04 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
136	ПС 35 кВ Пиненковская, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
137	ПС 35 кВ Богатыревская, РУ-6 кВ, ввод 6 кВ Т-1-Т	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 7069-07 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
138	ПС 35 кВ Богатыревская, ввод-0,4 кВ ТСН	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
139	ПС 35 кВ Чу-бовка, РУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, ввод 6 кВ Т-2-Т	АВК-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 47171-11 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
140	ПС 35 кВ Чу-бовка, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
141	ПС 35 кВ Чу-бовка, РУ-6 кВ, 1СШ 6кВ, ввод 6 кВ Т-1-Т	АВК-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 47171-11 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
142	ПС 35 кВ Чу-бовка, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
143	ПС 35 кВ Чу- бовка, РУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, Яч.№4, ВЛ-6 кВ Ф-321	АВК-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 47171-11 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
144	КТП 6 кВ №182, ввод-0,4 кВ	ТТИ-40 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 28139-07 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
145	ПП №19 6 кВ, ВЛ-6 кВ Ф-1	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 29390-05 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,2	3,2 5,4
146	ПС 110 кВ Му- хановская, РУ- 35 кВ, 1СШ 35 кВ, ввод 35 кВ С1Т	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
147	ПС 110 кВ Му- хановская, РУ-6 кВ, 4СШ 6 кВ, ввод 6 кВ С1Т	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
148	ПС 110 кВ Му- хановская, РУ- 35 кВ, 2СШ 35 кВ, ввод 35 кВ С2Т	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
149	ПС 110 кВ Му-хановская, РУ-6 кВ, 3СШ 6 кВ, ввод 6 кВ С2Т	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная		
150	РЩ-0,4 кВ №1 Здание ППД, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
151	РЩ-0,4 кВ №2 Здание ППД, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
152	РЩ-0,4 кВ №3 Здание ППД, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
153	РЩ-0,4 кВ № 1 Здание ЦГМ, ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
154	РЩ-0,4 кВ № 2 Здание ЦГМ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
155	РЩ 0,4 кВ контора ЦПНГ-4, А-1, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Активная Реактивная	1,0 2,0	3,1 5,6
156	РЩ 0,4 кВ контора ЦПНГ-4, А-2, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Активная Реактивная	1,0 2,0	3,1 5,6
157	ПС 110 кВ Борское, РУ-35 кВ, 1СШ 35кВ, Яч.№1, ВЛ-35 кВ Водозабор	ТФН-35 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 664-51 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,6
158	ПС 110 кВ Борское, РУ-35 кВ, 1СШ 35кВ, Яч.№2, ВЛ-35 кВ Борск-2	ТОЛ-СЭШ-35 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 40086-08 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
159	ТП 6 кВ 23-02, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Активная Реактивная	1,0 2,1	3,1 5,4
160	ПС 110 кВ Кротовка, РУ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, яч. №14, ВЛ-35 кВ Дмитриевка-1	ТРО 70.11 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 49935-12 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
161	РУ-0,4 кВ СКЗ №40, ввод 0,4кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Активная	1,0	3,1
162	ТП 6 кВ СКЗ №57, КЛ-0,23 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Активная	1,0	3,1
163	ТП Кх6101/100 6 кВ, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 22656-02	-	СЭТ-4ТМ.02М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Активная Реактивная	0,9 1,9	2,8 4,5
164	ПС 110 кВ Серноводская, РУ-35 кВ, Яч.№12, ВЛ-35 кВ Козловская	ТФН-35М Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,6
165	ПС 35 кВ Черновка, РУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, Яч.№ 9, ВЛ-10 кВ Ф-ЧРН-9	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,6
166	ОМП 6 кВ СКЗ №149, КЛ-0,23 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Активная	1,0	3,1
167	РУ-0,23 кВ СКЗ №136, ввод 0,23 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Активная	1,0	3,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
168	РУ-0,23 кВ СКЗ №144, ввод 0,23 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
169	ОМП 6кВ СКЗ №48, РЩ-0,4кВ, ввод-0,4кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
170	РУ-0,23 кВ СКЗ №143, ввод 0,23 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
171	РУ-0,23 кВ СКЗ №142, ввод 0,23кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
172	РУ-0,23 кВ СКЗ №140, ввод 0,23кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
174	ОМП 6кВ СКЗ №50, РЩ-0,4кВ, ввод-0,4кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
175	ПС 110 кВ Ко- ханы, РУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, Яч.№9, ВЛ-6кВ Ф-63	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 38394-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
176	ПС 110 кВ Коханы, РУ-6 кВ, 1СШ 6кВ, Яч.№19, ВЛ-6кВ Ф-64	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 38394-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,6
177	ПС 110 кВ Коханы, РУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, Яч.№2, ВЛ-6кВ Ф-65	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 38394-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,6
178	РУ-0,23 кВ СКЗ №146, ввод 0,23кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Активная	1,0	3,1
179	РУ-0,23 кВ СКЗ №271, ввод 0,23кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Активная	1,0	3,1
180	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, РУ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Промысловая-1	ТЛ-ЭК-35 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 62786-15 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
181	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, РУ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Перемычка	ТЛ-ЭК-35 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 62786-15 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
182	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, Яч.№9, ВЛ- 6 кВ Ф-9	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А;С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
183	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, РУ-6 кВ, 3СШ 6 кВ, Яч.№10, ВЛ-6 кВ Ф-10	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А;С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
184	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, РУ-6 кВ, 4СШ 6 кВ, Яч.№38, ВЛ-6 кВ Ф-38	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А;С	ЗНОЛ-СВЭЛ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 42661-09 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
185	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, Яч.№27, ВЛ-6 кВ Ф-27	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А;С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
186	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, Яч.№31, ВЛ-6 кВ Ф-31	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А;С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
187	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, Яч.№35, ВЛ-6 кВ Ф-35	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А;С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
188	ПС 110 кВ Нефтегорская-1, РУ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, Яч.№8, отпайка ВЛ-35 кВ Перемычка	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛП Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
189	ПС 110 кВ Нефтегорская-1, РУ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, Яч.№2, ВЛ-35 кВ ДНС- 2	ТРО 70.11 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 49935-12 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛП Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
190	ПС 110 кВ Нефтегорская-1, РУ-35 кВ, 1СШ 35 кВ, Яч.№1, ВЛ-35 кВ Благо- даровка	ТОЛ-35 Ш Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛП Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
191	ОМП 6кВ СКЗ №147, РЩ- 0,23кВ, ввод- 0,23кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
192	РУ-0,4 кВ ДГРП, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
193	ТП 6кВ Мини- стерство транс- порта и автомо- бильных дорог Самарской об- ласти, РЦ- 0,4кВ, ввод- 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
194	РУ-0,23 кВ СКЗ №148, ввод 0,23 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
195	ОМП 6 кВ СКЗ №37, РЦ-0,23 кВ, ввод-0,23 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
196	ТП 6 кВ ООО ГСИ СНЭМА, РЦ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66М Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 47512-11 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
197	РУ 0,4 кВ Гараж ДГРП, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
198	ТП 6кВ Самара- ватормет, РЩ- 0,4кВ, ввод- 0,4кВ	ТТ-0,66 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 58721-14 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
199	ПС 110 кВ Ду- бовый Умет, РУ-35 кВ, 1СШ 35 кВ, Яч.№4, ВЛ-35 кВ Гор- батовская	ТФЗМ-35Б-1У1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3689-73 Фазы: А;С	НИОЛ-СТ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 58722-14 Фазы: А;В;С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
200	ПС 110 кВ Ду- бовый Умет, РУ-35 кВ, 1СШ 35 кВ, Яч.№2, ВЛ-35 кВ Кара- гайская	ТФЗМ-35Б-1У1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3689-73 Фазы: А;С	НИОЛ-СТ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 58722-14 Фазы: А;В;С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
201	ПС 110 кВ Ду- бовый Умет, РУ-35 кВ, 1СШ 35 кВ, Яч.№1, ВЛ-35 кВ Колы- ванская-1	ТФЗМ-35Б-1У1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3689-73 Фазы: А;С	НИОЛ-СТ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 58722-14 Фазы: А;В;С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
202	ПС 110 кВ Ду- бовый Умет, РУ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, Яч.№7, ВЛ-35 кВ Куди- новская	ТФЗМ-35Б-1У1 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 3689-73 Фазы: А;С	НИОЛ-СТ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 58722-14 Фазы: А;В;С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
203	ПС 35 кВ Май-ская, РУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, Яч.№4, ВЛ-10 кВ Ф-5	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
204	ПС 110 кВ Пестровка, РУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, Яч.№6, КЛ-10 кВ Ф-9	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 51143-12 Фазы: А;В; С	НОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 35955-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
205	ПС 110 кВ Пестровка, РУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, Яч.№21, КЛ-10 кВ Ф-16	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 51143-12 Фазы: А;В; С	НОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 35955-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
206	ПС 110 кВ Ча-паевская, РУ-10кВ, 2СШ 10кВ, Яч.№12, КЛ-10 кВ Ф-12	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 29390-05 Фаза: А ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2363-68 Фазы: С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
207	ПС 110 кВ Ча- паевская, РУ- 10кВ, 2СШ 10кВ, Яч.№11, КЛ-10 кВ Ф-11	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 2473-05 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
208	ПС 110 кВ Снисски, РУ-35 кВ, 1СШ 35кВ, ВЛ-35 кВ Мед- ведевская-1	ТФН-35М Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
209	ПС 110 кВ Снисски, РУ-35 кВ, 2СШ 35кВ, ВЛ-35 кВ Мед- ведевская-2	ТФН-35М Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
210	ПС 110 кВ Снисски, РУ-6 кВ, 1СШ 6кВ, Яч.№3, ВЛ-6 кВ Ф-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
211	ПС 110 кВ Снисски, РУ-6 кВ, 1СШ 6кВ, Яч.№6, ВЛ-6 кВ Ф-4	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
212	ПС 110 кВ Снисски, РУ-6 кВ, 1СШ 6кВ, Яч.№7, ВЛ-6 кВ Ф-6	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А;С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
213	ПС 110 кВ Снисски, РУ-6 кВ, 1СШ 6кВ, Яч.№10, ВЛ-6 кВ Ф-10	ТЛК-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 9143-06 Фазы: А;С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
214	ПС 110 кВ Снисски, РУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, Яч.№14, ВЛ-6 кВ Ф-14	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
215	ПС 110 кВ Снисски, РУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, Яч.№15, ВЛ-6 кВ Ф-15	ТЛЮ-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А;В;С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
216	ПС 110 кВ Снисски, РУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, Яч.№16, ВЛ-6 кВ Ф-16	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
217	ПС 110 кВ Снисски, РУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, Яч.№17, ВЛ-6 кВ Ф-17	ТЛЮ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А;В;С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
218	ПС 110 кВ Снисски, РУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, Яч.№18, ВЛ-6 кВ Ф-18	ТЛЮ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А;В;С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
219	ОМП 6кВ СКЗ №139, РЩ- 0,4кВ, ввод- 0,4кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
220	КТП 6кВ Л 401, РУ-0,4кВ, ввод- 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
221	ПС 35 кВ Забо- ровка, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ Ф-2	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
222	РУ-0,23кВ СКЗ №137, ввод 0,23кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
223	ПС 110 кВ Пестровка, РУ- 35 кВ, 1СП 35 кВ, ВЛ-35 кВ Петруховская	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
224	ТП 6кВ ЗАО ССК, ввод- 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
225	РЩ-0,4кВ МПХГ, ввод-0,4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
226	ОМП 6кВ СКЗ №152, РЩ-0.4 кВ, ввод 0.4 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
227	РЩ-0,23кВ СКЗ №160, ввод 0,23кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
228	ОМП-6 кВ ГРС №20, РЩ-0,23 кВ ГРС №20, ввод 0,23 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
229	ПС 110 кВ Ала-каевка, РУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ УОН	ТОЛ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 70106-17 Фазы: А;В;С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А;В;С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
230	ПС 110 кВ Ала-каевка, РУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, Яч.№7, ВЛ-6 кВ Ф-Алк-5	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 29390-05 Фазы: А;В;С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
231	ОМП 6кВ СКЗ №159, РЩ-0.4 кВ, ввод 0.4 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
232	ТП 6 кВ Насос-ная, РЩ-0,4кВ, ввод 0.4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 47512-11 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
233	ТП 6кВ СПК Садок-2, РЩ-0.4 кВ, ввод 0.4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
234	ОМП 6кВ СКЗ №158, РЩ-0.4 кВ, ввод 0.4 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
235	РЩ-0,4 кВ Фе- роян, КЛ-0,4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
236	РЩ-0,4 кВ ООО Орион, КЛ-0,4 кВ	ТТИ-40 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 28139-07 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
237	РЩ-0,4 кВ ФГУП Почта России, КЛ- 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
238	ОМП 6кВ СКЗ №155, РЩ-0.4 кВ, ввод 0.4 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
239	РЩ-0,23кВ СКЗ №43, ввод 0,23 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
240	НОМ 6кВ СКЗ №153, РЩ-0.4 кВ, ввод 0.4 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
241	РЩ-0,23кВ СКЗ №157, КЛ-0,23 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
242	РЩ-0,23кВ СКЗ №52, ввод 0,23 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
243	РЩ-0,4 кВ СПК имени Ленина, ввод-0,4кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
244	РЩ-0,23 кВ СКЗ №51, ввод 0,23 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
245	РЩ-0,23 кВ СКЗ №53, ввод 0,23 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1
246	ВЛ 6 кВ Ф-М-1 от ПС 35 кВ Малышевская, отпайка ВЛ-6 кВ от оп. 11К в сторону ТП 6 кВ Филиала АО Транснефть-Приволга БРНУ, оп.2, Реклоузер	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
247	РЩ-0,4 кВ ИП Шагалина В.М., ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
248	ТП 6кВ Колхоз- ная, РЩ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сто- рону Пасеки 1 отделение	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
249	ПС 35кВ Оси- новская, РУ 6кВ, ВЛ-6кВ Ф- 1	ТЛЮ-10 Кл.т. 0,5 S 100/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А;С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
250	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, РУ-35кВ, ВЛ- 35кВ ДНС-1	ГIF 40,5 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А ТОЛ-35 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 21256-07 Фазы: С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
251	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, РУ-35кВ, ВЛ- 35кВ Утевка-1	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
252	ПС 35кВ Оси- новская, РУ 6кВ, ВЛ-6кВ Ф- 2	ТЛЮ-10 Кл.т. 0,5 S 100/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
253	ПС 110 кВ Нефтегорская-2, ОРУ-110кВ, ВЛ-110кВ Барин- новка-2	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
254	ПС 35кВ Оси- новская, ввод 6 кВ ТСН	ТЛЮ-10 Кл.т. 0,5 S 100/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
255	ПС 110 кВ Гор- ная, ОРУ-35 кВ, 1СЩ, ВЛ-35 кВ Сокская	ТФЗМ-35Б-1У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3689-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
257	ТП 6кВ Гиппо- нкая, РУ-0,4кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
258	ПС 110 кВ Ел-ховка, ОРУ-35 кВ, 1СШ 35кВ, ВЛ-35кВ Ка-менка	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А;С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А;В;С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
259	ПС 110 кВ Ел-ховка, ОРУ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Ел-ховка	ТЛК-35 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 10573-05 Фазы: А;С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А;В;С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
260	ПС 35 кВ Кри-вая Лука 2, РУ-6 кВ, ВЛ-6 кВ Ф-13	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 38394-08 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
261	ПС 110 кВ Сос-новка, РУ-35 кВ, яч. 2, ВЛ 35 кВ Сарбай	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
264	РЩ-0,23кВ СКЗ №14, ввод 0,23 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
265	ВЛ 6 кВ Ф-4 от ПС 35 кВ Промысловая (Цех №2), ВЛ-6 кВ ответвление в сторону К.В. Кириллова, оп.1, ПКУ-6 кВ	ТОЛ-35 Ш Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35Ш Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
266	ВЛ 6 кВ Ф-55 от ПС 35 кВ Марьевская, отпайка ВЛ-6 кВ в сторону ТП 6 кВ гр.Ермаков А.В., оп.1, ПКУ-6 кВ	ТОЛ-СВЭЛ-10М Кл.т. 0,5 5/5 Рег. № 54721-13 Фазы: А; С	3хЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 71707-18 Фазы: АВС	ПЩ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Активная Реактивная	1,1 2,2	3,2 5,4
267	ПС 35 кВ Солнечная, РУ-6 кВ, 1СШ 6кВ, Яч.№1, ВЛ-6кВ Ф-1	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А;С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,2 5,5
268	ПС 35 кВ Солнечная, РУ-6 кВ, 1СШ 6кВ, Яч.№2, ВЛ-6кВ Ф-2	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А;С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
269	ПС 35 кВ Сол- нечная, РУ-6 кВ, 1СШ 6кВ, Яч.№4, ВЛ-6кВ Ф-3	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А;С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
270	ПС 35 кВ Сол- нечная, РУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, Яч.№17, ВЛ- 6кВ Ф-9	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
271	ПС 35 кВ Сол- нечная, РУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, Яч.№15, ВЛ- 6кВ Ф-15	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
272	ПС 35 кВ Сол- нечная, ввод 0,4 кВ ТСН-1, ТСН- 2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
273	РЩ-0.4 кВ Ад- министрация сельского посе- ления Черновка, КЛ-0.4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
274	ТП 6кВ №1201, РУ-0,4кВ, ввод 0.4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
275	ТП 6кВ №1202, РУ-0,4кВ, ввод 0.4кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47512-11 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
276	ТП 6кВ №1203, РУ-0,4кВ, ввод 0.4кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
277	ВЛ 6 кВ Ф-12 от ПС 110 кВ Ба- риновская, от- пайка ВЛ-6 кВ, оп.1, ПКУ-6 кВ	ТЛЮ-10 Кл.т. 0,5S 30/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А;С	ЗНОЛ-ЭК-10 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 47583-11 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 РВ.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
281	ПС 35 кВ Кали- новская, РУ- 6кВ, 1 сш 6кВ, яч.№5	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 7069-07 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
282	ПС 35 кВ Кали- новская, ввод 0,4 кВ ТСН	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
283	ПС 110 кВ Ко- хань, РУ-35 кВ, 1СШ 35кВ, ввод 35 кВ С-1-Т	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 40086-08 Фазы: А; В; С	НАМИ-35-УХЛ-1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
284	ПС 110 кВ Ко- ханы, РУ-35 кВ, 2СШ 35кВ, ввод 35 кВ С-2-Т	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 40086-08 Фазы: А; В; С	НАМИ-35-УХЛ-1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
285	ПС 110 кВ Ко- ханы, РУ-35 кВ, 2СШ 35кВ, ВЛ- 35кВ Неприк	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 40086-08 Фазы: А; В; С	НАМИ-35-УХЛ-1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
286	ТП 6кВ ООО Орион, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Тр №1	ТШН-0,66 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3728-05 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
287	ТП 6кВ ООО Орион, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Тр №2	ТШН-0,66 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 3728-05 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
288	ТП 6 кВ ООО КСК г.Отрад- ного, РУ -6кВ, ввод-6кВ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
289	ПС 110 кВ Нефтегорская-1, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, ввод 6 кВ С- 2-Т	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
290	ПС 110 кВ Нефтегорская-1, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, ввод 6 кВ С- 1-Т	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
292	ТП 6кВ №1 ООО Луч, ввод 0.4 кВ	ТТИ-40 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 28139-07 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
293	ТП 6кВ №2 ООО Луч, ввод 0.4 кВ	ТТИ-40 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 28139-07 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
294	ПС 110 кВ Алексеевка, РУ- 35 кВ, 1СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Грековка	ГІФ40.5 Кл.т. 0,2 200/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А;С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А;В;С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,6	1,6 2,5
295	ПС 110 кВ Алексеевка, РУ- 35кВ, ОМВ 35кВ	ТРО-70.11 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 49935-12 Фазы: А;С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А;В;С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
296	ТП 6кВ ООО Газспецсервис, РЩ-0.4 кВ, ввод 0.4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
297	ТП 6кВ ЗАО Рособи, ввод 6 кВ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; В ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 58720-14 Фаза: С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
298	ПС 110 кВ Ала- каевка, РУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, ВЛ-6 кВ Ф-1	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 29390-05 Фазы: А;В;С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Сервер СО	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
299	ТП 6кВ Техни- ческий водоза- бор, ввод 6 кВ Тр 1	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А;С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
300	ТП 6кВ Техни- ческий водоза- бор, ввод 6 кВ Тр 2	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А;С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
301	ТП 6кВ №3 2902/160, РУ- 0,4кВ, ВЛ-0,4 кВ	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.22 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
302	ТП 6кВ №3 2904/160, РУ- 0,4кВ, ВЛ-0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
303	ТП 6 кВ 1 подъем, Ввод №2 0.4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
304	ТП 6 кВ 1 подъем, Ввод №1 0.4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4
305	РУ-6кВ 2 подъем, КЛ-6 кВ	ТЛЮ-10 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
306	РУ-6кВ 2 подъем, КЛ-6 кВ Ф-ВК-1	ТЛЮ-10 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
309	ВРУ 0,4 кВ, КЛ- 0,4 кВ от ТП 6 кВ 25кВА (1)	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
310	ВРУ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ от ТП 6 кВ 25кВА (2)	-	-	ПЩ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
311	ВРУ 0,23 кВ, КЛ-0,23 кВ от ОМП 6 кВ	-	-	ПЩ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
312	КП 78-9 6 кВ, РЩ-0,23кВ, ввод 0,23 кВ	-	-	ПЩ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
313	КП 79-1 6 кВ, РЩ-0,23 кВ, ввод 0,23 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02М.02 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 47041-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
314	ТП 6 кВ СКЗ №176, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02М.02 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 47041-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
315	СКЗ-27, ввод 0,23 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная	1,0	3,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
316	Щит учета Са- маранефтегаз ЩУ-0,4 кВ, ввод 0,22 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
317	ПС 110 кВ Ка- линовский ключ, ввод 35 кВ, С-1- Т	ТФН-35М Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
318	ПС 110 кВ Ка- линовский ключ, ввод 35 кВ, С-2- Т	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
319	ПС 110 кВ УКПН-2, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, Яч.№23, КЛ-6 кВ Ф-ОЛ- ПУМГ-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
320	ПС 110 кВ УКПН-2, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, Яч.№24, КЛ-6 кВ Ф-ОЛ- ПУМГ-2	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
321	ПС 35 кВ Екатеринбургская, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, Яч. №14, ВЛ-6кВ Ф-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
322	ПС 110 кВ Мухомовская, 1 СШ 6 кВ, яч.№10, КЛ-6 кВ Ф-НН-1	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 814-53 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
323	ПС 110 кВ Мухомовская, 3 СШ 6 кВ, яч.№27, КЛ-6 кВ Ф-НН-2	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фаза: А ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 22192-07 Фаза: С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
324	ТП 6 кВ ТП Филиала АО Транснефть-Приволга БРНУ, ввод-0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
325	ЗРУ-6 кВ Насосная №3 ЛПДС Кро- товка, 1 СШ 6 кВ, яч. 19	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-07 Фазы: А; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
326	ПС 35 кВ Во- сточная, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. №26, КЛ-6 кВ ф.ЖД	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
327	ВЛ-35 кВ Сарбай, ПКУ -35 кВ	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	ЕСМ-ЕТ55-24- А2Е2-05S Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 66884-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
328	ПС 35 кВ Кло- чевская, 2 СШ 35 кВ, Ввод 35 кВ	ТОЛ-СЭШ-35 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 51144-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35Ш Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
329	ПС 35 кВ Ор- лянская, РУ-6 кВ, Ввод 6 кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
330	ПС 35 кВ Ор- лянская, ТСН 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
331	КТП 6кВ КК4106/25, ввод-0,4кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
332	КТП 6кВ КК4323/25, ввод-0,4кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
333	ВЛ 35 кВ Гав- риловка, оп.43а, ВЛ-35 кВ Бога- тыревка, Рекло- узер-35 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А;В;С	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 62260-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
334	КТП 35 кВ АО СамЭСК, РУ-35 кВ, Ввод 35 кВ	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5 30/5 Рег. № 51144-12 Фазы: А; В; С	GEF40.5 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-10 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
335	ТП 6кВ Мини- стерство транс- порта и автомо- бильных дорог Самарской обл., РЩ-0.4 кВ, ввод 0.4 кВ	ТТЭ Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 32501-08 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер СНГ	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для ИК № 14, 17, 26, 43, 58, 67, 69, 70, 73-75, 81, 82, 84-88, 101, 108, 110, 119-122, 146, 148, 158, 175-177, 180, 181, 190, 196, 204, 205, 207, 213, 215, 217, 218, 220, 223, 224, 229, 230, 232, 250, 258, 259, 265, 275, 277, 282, 295, 298, 305, 306, 327, 336 для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
4. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденные типов, а также замена серверов без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	327
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 14, 17, 26, 43, 58, 67, 69, 70, 73-75, 81, 82, 84-88, 101, 108, 110, 119-122, 146, 148, 158, 175-177, 180, 181, 190, 196, 204, 205, 207, 213, 215, 217, 218, 220, 223, 224, 229, 230, 232, 250, 258, 259, 265, 275, 277, 282, 295, 298, 305, 306, 327, 336 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 14, 17, 26, 43, 58, 67, 69, 70, 73-75, 81, 82, 84-88, 101, 108, 110, 119-122, 146, 148, 158, 175-177, 180, 181, 190, 196, 204, 205, 207, 213, 215, 217, 218, 220, 223, 224, 229, 230, 232, 250, 258, 259, 265, 275, 277, 282, 295, 298, 305, 306, 327, 336 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения серверов, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12), ПСЧ-4ТМ.05МК, СЭБ-1ТМ.02М, ПСЧ-4ТМ.05МД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08), ПСЧ-3ТМ.05М, СЭБ-1ТМ.02Д: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17), Меркурий 234: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ЦЭ 6850М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ESM: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 140000 2 220000 2 160000 2 170000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для УСВ-3: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	45000 2
для УСВ-2: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	35000 2
для серверов: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М, ПСЧ-4ТМ.05МД, ПСЧ-4ТМ.05МК, ПСЧ-3ТМ.05М, СЭБ-1ТМ.02Д, СЭБ-1ТМ.02М: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 40
для счетчиков типа ЦЭ 6850М: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	128 10
для счетчиков типа Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	170 10
для счетчиков типа ESM: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	90 10
для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
сервера.

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

счетчиков электрической энергии;
сервера.

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТФН-35М	26
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	96
Трансформаторы тока	АВК-10	14
Трансформаторы тока	Т-0,66	132
Трансформаторы тока	ТТ-0,66	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	14
Трансформаторы тока	ТПК-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-35 III	33
Трансформаторы тока шинные	ТШП 0,66	3
Трансформаторы тока	ТВЛМ-6	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	7
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	24
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	12
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	12
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	8
Трансформаторы тока	ТЛК-10	17
Трансформаторы тока	GIF 40,5	37
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	2
Трансформаторы тока	ТФМ-35-II	2
Трансформаторы тока	ТЛП-10	3
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	9

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока климатического исполнения VI, ХЛ1	ТФЗМ-110Б-1У1	6
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-40	15
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	6
Трансформаторы тока	АСН-36	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	9
Трансформаторы тока	ТФН-35	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35	18
Трансформаторы тока	ТРО 70.11	4
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	5
Трансформаторы тока	ТЛ-ЭК-35	4
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	20
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-35	3
Трансформаторы тока	ТЛО-10	26
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	10
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-10М	2
Трансформаторы тока	ТШН-0,66	6
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	1
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	1
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТЭ	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	87
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	15
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-ЭК-6	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	25
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-35Ш	23
Устройства измерения тока и напряжения	I-TOR-35	15
Устройства измерения тока и напряжения	I-TOR-110	9
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-10	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛПМ-6	6
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-6	9
Трансформаторы напряжения наружной установки	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	4
Трансформаторы напряжения	НОЛ-СЭЩ-35	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-6	12
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛПМ-10	3
Трансформаторы напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	18
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	3
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-10	1
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	6
Трансформаторы напряжения	VSK I 10	3
Трансформаторы напряжения	UCSF-36	3
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ-6	7
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ-6	3
Трансформаторы напряжения	НИОЛ-СТ-35	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-6	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35-УХЛ-1	2
Трансформаторы напряжения	GEF40.5	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	90
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	155
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	14
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-3ТМ.05М	25
Счетчики активной энергии многофункциональные	СЭБ-1ТМ.02Д	36
Счетчики электрической энергии	ЦЭ 6850М	1
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭБ-1ТМ.02М	2
Устройства измерительные многофункциональные	ESM	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер СНГ	-	1
Сервер СО	-	1
Методика поверки	-	1
Формуляр	АШМВ.4222.2213.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Самаранефтегаз» 2022», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, Самарская обл., г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50

Телефон: (846) 333-02-32

Факс: (846) 333-45-08

E-mail: sng@samng.rosneft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Энерго» (ООО «РН-Энерго»)
ИНН 7706525041

Адрес: 143440, Московская обл., г.о. Красногорск, д. Путилково, территория Гринвуд,
стр. 23, эт. 2, пом. 129

Телефон: (495) 777-47-42

Факс: (499) 576-65-96

Web-сайт: www.rn-energo.ru

E-mail: rn-energo@rn-energo.ru

Испытательный центр

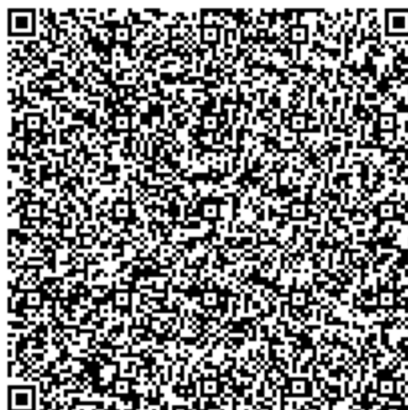
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2023 г. № 475

Регистрационный № 88419-23

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1 (АИИС КУЭ Сургутской ГРЭС-1)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1 (АИИС КУЭ Сургутской ГРЭС-1) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень — измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень — информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя основной и резервный серверы ИВК, устройства синхронизации времени (УСВ) типа УСВ-3, автоматизированное рабочее место (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.;

- средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы серверов ИВК. На серверах ИВК осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От серверов ИВК информация передается на АРМ пользователей АИИС КУЭ и АРМ диспетчера АИИС КУЭ по каналу связи Ethernet.

Передача информации в ПАК АО «АТС» с электронной цифровой подписью (ЭЦП) субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется с уровня ИВК по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности. В случае выхода из строя основного сервера ИВК передача информации осуществляется с резервного сервера ИВК.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входят устройства синхронизации времени УСВ-3, ежесекундно синхронизирующие собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сравнение показаний шкал времени серверов ИВК со шкалой времени УСВ-3 осуществляется непрерывно, корректировка шкалы времени серверов ИВК производится независимо от величины расхождений.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени основного сервера ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени основного сервера ИВК на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика. В случае выхода из строя основного сервера ИВК сравнение шкалы времени счетчиков осуществляется с резервного сервера ИВК.

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

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 0203 установлен в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0 Пром». Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО «Пирамида 2.0 Пром» соответствует уровню - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «Пирамида 2.0 Пром»

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4
BinaryPackControls.dll	не ниже 10.3.1	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476	MD5
CheckDataIntegrity.dll		E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7	
ComIECFunctions.dll		BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27	
ComModbusFunctions.dll		AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917	
ComStdFunctions.dll	не ниже 10.3.1	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373	MD5
DateTimeProcessing.dll		D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D	
SafeValuesDataUpdate.dll		B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB	
SimpleVerifyDataStatuses.dll		61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39	
SummaryCheckCRC.dll		EFCC55E91291DA6F80597932364430D5	
ValuesDataProcessing.dll		013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645	

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	Сургутская ГРЭС-1, 1Г (15,75 кВ)	ТШЛ 20-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОЛ.06 15750/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	Сервер ИБК (основной), УСВ-3, рег. № 84823-22/ Сервер ИБК (резервный), УСВ-3, рег. № 84823-22
2	Сургутская ГРЭС-1, 2Г (15,75 кВ)	ТШЛ 20-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОЛ.06 15750/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
3	Сургутская ГРЭС-1, 3Г (15,75 кВ)	ТШЛ 20-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОЛ.06 15750/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
4	Сургутская ГРЭС-1, 4Г (15,75 кВ)	ТШЛ 20-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОЛ.06 15750/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
5	Сургутская ГРЭС-1, 5Г (15,75 кВ)	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОЛ.06 15750/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
6	Сургутская ГРЭС-1, 6Г (15,75 кВ)	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОЛ.06 15750/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
7	Сургутская ГРЭС-1, 7Г (15,75 кВ)	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОЛ.06 15750/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	Сургутская ГРЭС-1, 8Г (15,75 кВ)	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОЛ.06 15750/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	Сервер ИВК (основной), УСВ-3, рег. № 84823-22/ Сервер ИВК (резервный), УСВ-3, рег. № 84823-22
9	Сургутская ГРЭС-1, 9Г (15,75 кВ)	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОЛ.06 15750/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
10	Сургутская ГРЭС-1, 10Г (15,75 кВ)	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОЛ.06 15750/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
11	Сургутская ГРЭС-1, 11Г (15,75 кВ)	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОЛ.06 15750/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
12	Сургутская ГРЭС-1, 12Г (15,75 кВ)	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОЛ.06 15750/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
13	Сургутская ГРЭС-1, 13Г (15,75 кВ)	ТШЛ 20 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 1837-63	ЗНОЛ.06 15750/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
14	Сургутская ГРЭС-1, 14Г (15,75 кВ)	ТШЛ 20 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 1837-63	ЗНОЛ.06 15750/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
15	Сургутская ГРЭС-1, 15Г (15,75 кВ)	ТШЛ 20 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 1837-63	ЗНОЛ.06 15750/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
16	Сургутская ГРЭС-1, 16Г (15,75 кВ)	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОЛ.06 15750/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
17	Сургутская ГРЭС-1, ОРУ-220 кВ, яч. 0, ВЛ-220 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Сургутская ГРЭС-2 I цепь	ТФЗМ 220Б-IV 1000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 26424-04	НДЕ-М-220 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 38885-08 НДЕ-М-220 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 38885-08	Меркурий 234 ARTM2-04 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	Сервер ИБК (основной), УСВ-3, рег. № 84823-22/ Сервер ИБК (резервный), УСВ-3, рег. № 84823-22
18	Сургутская ГРЭС-1, ОРУ-220 кВ, яч. 2, ВЛ-220 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Сургутская ГРЭС-2 II цепь	ТФЗМ 220Б-IV 1000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 26424-04		Меркурий 234 ARTM2-04 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
19	Сургутская ГРЭС-1, ОРУ-220 кВ, яч. 4, ВЛ-220 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Сургут	ВСТ 1000/1 Кл. т. 0,2 Рег. № 17869-05		Меркурий 234 ARTM2-04 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
20	Сургутская ГРЭС-1, ОРУ-220 кВ, яч. 6, ВЛ 220 кВ Сургутская ГРЭС-1 - Полоцкая с отпайкой на ПС Искра	ВСТ 1000/1 Кл. т. 0,2 Рег. № 17869-05		Меркурий 234 ARTM2-04 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
21	Сургутская ГРЭС-1, ОРУ-220 кВ, яч. 8, ВЛ-220 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Барсово	ВСТ 1000/1 Кл. т. 0,2 Рег. № 17869-05		Меркурий 234 ARTM2-04 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
22	Сургутская ГРЭС-1, ОРУ-220 кВ, яч. 15, ВЛ-220 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Имилор	ВСТ 1000/1 Кл. т. 0,2 Рег. № 17869-05	НДЕ-М-220 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 38885-08	Меркурий 234 ARTM2-04 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
23	Сургутская ГРЭС-1, ОРУ-220 кВ, яч. 17, ВЛ-220 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Восточно-Моховая	ВСТ 1000/1 Кл. т. 0,2 Рег. № 17869-05	НДЕ-М-220 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 38885-08	Меркурий 234 ARTM2-04 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	Сургутская ГРЭС-1, ОРУ-220 кВ, яч. 21, ВЛ-220 кВ Сургутская ГРЭС-1 – КС-3 I цепь	ВСТ 1000/1 Кл. т. 0,2 Рег. № 17869-05	НДЕ-М-220 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 38885-08	Меркурий 234 ARTM2-04 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	Сервер ИБК (основной), УСВ-3, рег. № 84823-22/ Сервер ИБК (резервный), УСВ-3, рег. № 84823-22
25	Сургутская ГРЭС-1, ОРУ-220 кВ, яч. 19, ВЛ-220 кВ Сургутская ГРЭС-1 – КС-3 II цепь	ВСТ 1000/1 Кл. т. 0,2 Рег. № 17869-05	НДЕ-М-220 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 38885-08	Меркурий 234 ARTM2-04 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
26	Сургутская ГРЭС-1, ОРУ-220 кВ, ячейка №10, 1ОВ-220 кВ	ТФЗМ 220Б-IV 1000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 26424-04	НДЕ-М-220 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 38885-08 НДЕ-М-220 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 38885-08	Меркурий 234 ARTM2-04 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
27	Сургутская ГРЭС-1, ОРУ-220 кВ, ячейка №13, 2ОВ-220 кВ	ТФЗМ 220Б-IV 1000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 26424-04	НДЕ-М-220 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 38885-08 НДЕ-М-220 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 38885-08	Меркурий 234 ARTM2-04 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
28	Сургутская ГРЭС-1, ОРУ-500 кВ, яч. 2,3, ВЛ-500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Пыть-Ях	ТФНКД-500-П 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 3639-73 ТФНКД-500-П 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 3639-73	НДКМ-500 500000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60542-15 НАМИ-500 500000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15 НАМИ-500 500000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15	Меркурий 234 ARTM2-04 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
29	Сургутская ГРЭС-1, ОРУ-500 кВ, яч. 5,6, ВЛ-500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Сомкинская	ТФНКД-500-П 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 3639-73 ТФНКД-500-П 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 3639-73	НДЕ-М-500 500000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60178-15 НАМИ-500 500000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15 НАМИ-500 500000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15	Меркурий 234 ARTM2-04 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	Сервер ИВК (основной), УСВ-3, рег. № 84823-22/ Сервер ИВК (резервный), УСВ-3, рег. № 84823-22
30	Сургутская ГРЭС-1, ОРУ-500 кВ, яч. 8,9, ВЛ-500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Холмогорская	ТФЗМ 500Б-1У1 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 3639-73 ТФНКД-500-П 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 3639-73 ТФНКД-500-П 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 3639-73 ТФЗМ 500Б-1У1 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 3639-73	НДЕ-М-500 500000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60178-15 НАМИ-500 500000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15 НАМИ-500 500000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15	Меркурий 234 ARTM2-04 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
31	Сургутская ГРЭС-1, ОРУ-500 кВ, яч. 10, ВЛ-500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Трачуковская	ТФНКД-500-П 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 3639-73 ТФНКД-500-П 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 3639-73 ТФЗМ 500Б-1У1 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 3639-73	НДЕ-М-500 500000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60178-15 НАМИ-500 500000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15 НАМИ-500 500000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15	Меркурий 234 ARTM2-04 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
32	Сургутская ГРЭС-1, КРУ-6 кВ, секция 6РА, ячейка №632, фидер 6 кВ 1ВU-20	ТВЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	Сервер ИВК (основной), УСВ-3, рег. № 84823-22/ Сервер ИВК (резервный), УСВ-3, рег. № 84823-22
33	Сургутская ГРЭС-1, КРУ-6 кВ, секция 7РА, ячейка №734, фидер 6 кВ 3ВС	ТВЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
34	Сургутская ГРЭС-1, РУ-0,4 кВ ХВО, секция 1ХВН, панель 20, КЛ-0,4 кВ Ввод 1 АКС	ТШП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 58385-14	-	Меркурий 234 ARTM2-03 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
35	Сургутская ГРЭС-1, РУ-0,4 кВ ХВО, секция 2ХВН, панель 30, КЛ-0,4 кВ Ввод 2 АКС	ТШП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 58385-14	-	Меркурий 234 ARTM2-03 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Примечания:

1. Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
2. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
3. Допускается замена УСВ на аналогичные, утвержденных типов.
4. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
5. 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 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-16	Активная Реактивная	0,9 1,3	1,5 2,6
17, 18, 26-31	Активная Реактивная	1,0 1,6	2,8 4,6
19-25	Активная Реактивная	0,6 0,9	1,4 2,4
32, 33	Активная Реактивная	1,2 1,8	2,9 4,7
34, 35	Активная Реактивная	0,9 1,5	2,8 4,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с			5

Продолжение таблицы 3

Примечания:
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.
3. Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{\text{ном}}$ для нормальных условий, для рабочих условий для ИК № 1-33 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{\text{ном}}$ и для ИК №№ 34, 35 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 2 % от $I_{\text{ном}}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	35
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ для ИК №№ 34, 35 для остальных ИК - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ для ИК №№ 34, 35 для остальных ИК - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для серверов ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,87 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: Меркурий 234 (рег. № 75755-19): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Серверы ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	320000 2 45000 2 0,99 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации: Счетчики: Меркурий 234 (рег. № 75755-19) - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	170
Серверы ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте;
- защита от кратковременных сбоев питания серверов ИВК с помощью источника бесперебойного питания;

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - серверов ИВК.
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на серверы ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R	18
	Меркурий 234 ARTM2-04 DPBR.R	15
	Меркурий 234 ARTM2-03 DPBR.R	2
Трансформаторы тока	ТШЛ 20-1	12
Трансформаторы тока	ТШЛ20Б-1	27
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ 20	9
Трансформаторы тока	ТФЗМ 220Б-IV	12
Трансформаторы тока встроенные	ВСТ	21
Трансформаторы тока	ТФНКД-500-П	20

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ 500Б-1У1	4
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	6
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06	54
Трансформаторы напряжения	НДЕ-М-220	12
Трансформаторы напряжения емкостные	НДКМ-500	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-500	6
Трансформаторы напряжения	НДЕ-М-500	9
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	2
Сервер ИВК (основной)	-	1
Сервер ИВК (резервный)	-	1
Документация		
Паспорт-формуляр	87570424.411711.0203.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе "Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1 (АИИС КУЭ Сургутской ГРЭС-1). МВИ 26.51/184/22, аттестованном ООО «Энерготестконтроль», аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Филиал Публичного акционерного общества «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» - Сургутская ГРЭС-1 (Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1)

ИНН 2607018122

Адрес (почтовый): 628406, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, г. Сургут, ул. Электротехническая, сооружение 23/1

Адрес (юридический): 356126, Ставропольский край, Изобильненский р-н, п. Солнечнодольск

Телефон: +7 (3462) 76-43-59,

E-mail: kanc@sur.ogk2.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Центрэнергобаланс» (ООО «ЦЭБ»)

ИНН 7728265661

Адрес: 117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17, эт. 15, пом. XXXIII, блок А

Телефон: +7 (495) 150-03-56

Web-сайт: center-energo.ru

E-mail: info@center-energo.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, пом. 1

Телефон: +7 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2023 г. № 475

Регистрационный № 88420-23

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Благо-Юг"

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Благо-Юг" (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер типа HP ProDesk 400 G7 (далее - сервер ИВК), устройство синхронизации времени типа УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.;
- средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК.

В сервере ИВК происходит вычисление электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и обработка измерительной информации, оформление отчётных документов.

Передача информации в энергоснабжающую организацию, с последующей передачей в ПАО АО "АТС", с подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО "СО ЕЭС" и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 "Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО "АТС", АО "СО ЕЭС" и смежным субъектам" к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая обеспечивает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени УСВ-3, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3, и при расхождении ± 1 с и более сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени сервера ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще 1 раза в сутки.

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

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Заводской номер 103 установлен в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) "АльфаЦЕНТР Плюс 2023". Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО "АльфаЦЕНТР Плюс 2023" соответствует уровню – "высокий" в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО "АльфаЦЕНТР Плюс 2023"

Идентификационные данные	Значения
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2022.10.12.59
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology2.dll
Цифровой идентификатор ПО	39989384cc397c1b48d401302c722b02
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	ВЛ 10 кВ ф.2, оп.63, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5 кл. т. 0,5 рег. № 32139-11	ЗНОЛ-СЭЩ-10 (10000:√3)/(100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 35956-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProDesk 400 G7 Small Form Factor PC
2	ВЛ 10 кВ ф.7, оп.1, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-10-1 100/5 кл. т. 0,5 рег. № 15128-07	ЗНОЛ (10000:√3)/(100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
3	ВЛ 10 кВ ф.11, оп.1, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ 400/5 кл. т. 0,5 рег. № 69606-17	НОЛ-СЭЩ (10000:√3)/(100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 71706-18	СЭТ-4ТМ.03М кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ на аналогичный утвержденного типа.
3. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. 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 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, $\pm (\delta) \%$	Границы погрешности в рабочих условиях, $\pm (\delta) \%$
1	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	2,8	4,8
2, 3	Активная	1,0	2,9
	Реактивная	2,6	4,4
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU), $(\pm) \text{ с}$			5

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии (получасовая).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.
3. Границы погрешности результатов измерений приведены:
 - для нормальных условий: при $\cos \varphi = 0,9$ и силе тока равной 100 % от $I_{1 \text{ ном}}$;
 - для рабочих условий: при $\cos \varphi = 0,8$ и силе тока равной 5 % от $I_{1 \text{ ном}}$, а также температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +10 до +30 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	3
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд.} до 1 от 0,8 _{емк.} до 1 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +60 от +10 до +35 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее УСВ-3: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее Сервер ИВК: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее	220000 2 45000 2 20000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 3,5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.

- в журнале событий сервера ИВК:
 - параметрирования;
 - коррекции времени.
- коррекции времени в сервере ИВК.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	2
	ТОЛ-НТЗ	3
	ТОЛ-СЭЩ-10	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	3
	ЗНОЛ-СЭЩ-10	3
	НОЛ-СЭЩ	3
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	2
	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Устройство синхронизации времени (УСВ)	УСВ-3	1
Сервер	HP ProDesk 400 G7 Small Form Factor PC	1
Документация		
Паспорт-формуляр	69729714.411713.103.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Благо-Юг». 69729714.411713.103.МВИ, аттестованном ООО «Энерготестконтроль», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312560 от 03.08.2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Благо-Юг» (ООО «Благо-Юг»)

ИНН 2312196715

Адрес: 397033, Воронежская обл., Эртильский р-он, г. Эртиль,
ул. Феокистова, д. 21А, оф. 1

Телефон: (47345) 2-45-46

Изготовитель

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

ИНН 7705939064

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9

Телефон: (916) 295 36 77

E-mail: eierygin@gmail.com

Испытательный центр

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

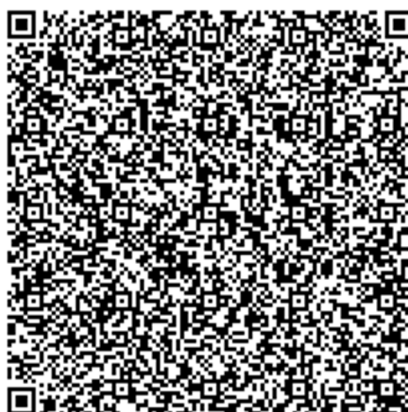
ИНН 9705008559

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, пом. 1

Телефон: (910) 403 02 89

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2023 г. № 475

Регистрационный № 88421-23

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) НППС «Тюмень». Тюменское УМН

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) НППС «Тюмень». Тюменское УМН (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счётчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

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

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

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

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

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

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

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

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

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

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ: 01062-1

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2-3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	Сервер синхронизации времени/ Сервер БД
1	ЗРУ-10 кВ НППС «Тюмень», 1 СШ 10 кВ, яч.1	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	CCB-1Г, Рег. № 39485-08/ HP ProLiant
2	ЗРУ-10 кВ НППС «Тюмень», 2 СШ 10 кВ, яч.2	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
3	ЗРУ-10 кВ НППС «Тюмень», 1 СШ 10 кВ, яч.13	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
4	ЗРУ-10 кВ НППС «Тюмень», 2 СШ 10 кВ, яч.14	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
Примечания					
1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.					
2 Допускается замена серверов синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Допускается замена сервера БД при условии сохранения цифрового идентификатора ПО.					
3 Замена оформляется техническим актом в установленном на АО «Транснефть-Сибирь» порядке, все изменения вносятся в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.					
4 Кл. т. – класс точности, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока.					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

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

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – ток, % от $I_{\text{ном}}$ – частота, Гц – коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – ток, % от $I_{\text{ном}}$ – коэффициент мощности – частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +40 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч ССВ-1Г: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер HP ProLiant: – среднее время наработки на отказ Т, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности тв не более, ч;	220000 2 15000 2 261163 0,5

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
– тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	114
– при отключении питания, лет, не менее	45
Сервер:	
– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТЛО-10	10
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	4
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Сервер	HP ProLiant	2
Формуляр	НОВА.2020.АИИСКУЭ.01062 ФО	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) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть – Сибирь» по НППС Тюмень, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть-Сибирь» (АО «Транснефть-Сибирь»)

ИНН 7201000726

Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Республики, д. 139

Телефон: +7 (3452) 32-27-10

Факс: +7 (3812) 20-25-97

E-mail: info@tmn.transneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть-Сибирь» (АО «Транснефть-Сибирь»)

ИНН 7201000726

Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Республики, д. 139

Телефон: +7 (3452) 32-27-10

Факс: +7 (3812) 20-25-97

E-mail: info@tmn.transneft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

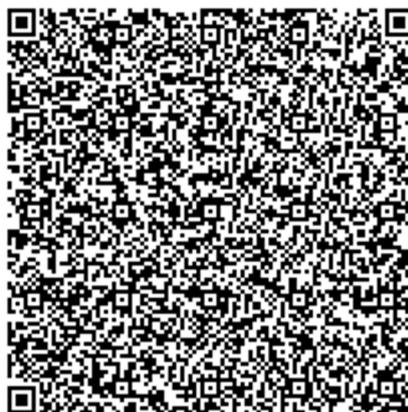
(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, пом. I, ком. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2023 г. № 475

Регистрационный № 88422-23

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерительных датчиков для контроля технологических параметров бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин Кедр

Назначение средства измерений

Системы измерительных датчиков для контроля технологических параметров бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин Кедр (далее – системы) предназначены для измерений силы натяжения, давления, уровня, температуры и концентрации газов в процессе строительства морских и сухопутных вертикальных, наклонно направленных и горизонтальных газовых и нефтяных скважин, регистрируемой технологическими компьютерами, серверами сбора и автоматизированными системами управления технологическими процессами верхнего уровня с использованием современных технологий.

Описание средства измерений

Принцип действия систем основан на измерении цифровых сигналов от первичных измерительных преобразователей (далее – ПИП), установленных на контролируемых объектах, по измерительным каналам (далее – ИК) поступающие в станцию сбора данных. Полученную информацию станция посредством сети Ethernet или интерфейсам передает на сервер для дальнейшей визуализации и онлайн мониторинга при помощи программного обеспечения (далее – ПО) Drilling Control (Server), установленного на персональном компьютере оператора.

Системы представляют собой многофункциональную трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений

Первый уровень систем состоит из ПИП измерительных компонентов системы, производства Общества с ограниченной ответственностью «Геофизмаш», в том числе:

- датчики натяжения канатов серии Кедр ДНК

Условное обозначение: Кедр ДНК-АА-ВВ, где

АА - характеризует диапазон измеряемых усилий датчика в тонна-силах и принимает значения: 6, 10, 18, 30, 50.

ВВ — характеризует тип выходного сигнала датчика и принимает значения: пропуск параметра (цифровой выход по интерфейсу RS-485); Т (аналоговый выход по интерфейсу токовая петля 4-20 мА); ЦТ (одновременно цифровой и аналоговый выходы).

- датчики натяжения цепи серии Кедр ДНЦ

Условное обозначение: Кедр ДНЦ-АА-ВВ, где

АА - характеризует диапазон измеряемых усилий датчика в тонна-силах и принимает единственное значение 10.

ВВ — характеризует тип выходного сигнала датчика и принимает значения: пропуск параметра (цифровой выход по интерфейсу RS-485); Т (аналоговый выход по интерфейсу токовая петля 4-20 мА); ЦТ (одновременно цифровой и аналоговый выходы).

- датчики давления серии Кедр ДДИ

Условное обозначение: Кедр ДДИ-ААА-ВВВ-С-ЕЕ-НН, где

АА - характеризует диапазон измеряемых усилий датчика в МПа и принимает значения: 10, 25, 40, 100.

ВВВ — характеризует способ присоединения датчика к процессу и принимает значения: пропуск параметра (стандартная манометрическая резьба М20х1.5); О (открытая мембрана); БРС (стандартное быстроразъёмное присоединение).

С — характеризует величину потребления электрического тока датчиком и принимает значения: пропуск параметра (стандартное исполнение); L (ультранизкое потребление тока).

ЕЕ — характеризует тип выходного сигнала датчика и принимает значения: пропуск параметра (цифровой выход по интерфейсу RS-485); Т (аналоговый выход по интерфейсу токовая петля 4-20 мА); ЦТ (одновременно цифровой и аналоговый выходы)

Н - характеризует способ индикации измеряемых и режимных параметров датчика и принимает значения: пропуск параметра (светодиодная индикация); И (OLED дисплей).

- датчики температуры серии Кедр ДТ

Условное обозначение: Кедр ДТ-ААА-В-С-ЕЕ, где

ААА - характеризует длину штанги с чувствительным элементом датчика в сантиметрах и принимает значения: 9, 50, 100, 150, 200.

В — характеризует способ присоединения датчика к процессу и принимает значения: пропуск параметра (погружной способ); Н (накладной способ).

С — характеризует величину потребления электрического тока датчиком и принимает значения: пропуск параметра (стандартное исполнение); L (ультранизкое потребление тока).

ЕЕ — характеризует тип выходного сигнала датчика и принимает значения: пропуск параметра (цифровой выход по интерфейсу RS-485); Т (аналоговый выход по интерфейсу токовая петля 4-20 мА); ЦТ (одновременно цифровой и аналоговый выходы).

- датчики уровня серии Кедр ДУ

Условное обозначение: Кедр ДУ(А)-ВВВ-СС, где

А - характеризует принцип измерения и тип датчика в целом и принимает значения: У (ультразвуковой); П (поплавокный).

ВВВ — характеризует диапазон измеряемых уровней датчиком в сантиметрах и принимает значения: 200, 240, 300, 350, 500.

СС — характеризует тип выходного сигнала датчика и принимает значения: пропуск параметра (цифровой выход по интерфейсу RS-485); Т (аналоговый выход по интерфейсу токовая петля 4-20 мА); ЦТ (одновременно цифровой и аналоговый выходы).

- газоанализаторы серии Кедр ГА

Условное обозначение: Кедр ГА-АААА-ВВ, где

АААА - характеризует измеряемый датчиком газ и принимает значения: СхНу (метан, горючие газы); Н₂S (сероводород); СО₂ (диоксид углерода).

ВВ — характеризует тип выходного сигнала датчика и принимает значения: пропуск параметра (цифровой выход по интерфейсу RS-485); Т (аналоговый выход по интерфейсу токовая петля 4-20 мА); ЦТ (одновременно цифровой и аналоговый выходы).

- газоанализаторы хроматографические серии Кедр ГАХ

Условное обозначение: Кедр ГАХ-ААА, где

ААА - характеризует метод детектирования и тип газоанализатора в целом и принимает значения: ТКД (газоанализатор хроматографический с термokatалитическим детектором); ПИД (газоанализатор хроматографический с пламенно-ионизационным детектором).

ПИП каждой измеряемой физической величины отличаются метрологическими и основными техническими характеристиками, указанными в таблицах 2-3.

Второй уровень образован логическим программируемым контроллером серии Кедр УСО производства ООО «Геофизмаш» с модулями ввода цифровых и аналоговых сигналов – комплексный компонент системы.

Третий уровень предназначен для настройки, накопления и отображения измерительной информации и состоит из панели оператора и автоматизированного рабочего места (далее - АРМ) на базе персонального компьютера, с программным обеспечением Drilling Control (Server) производства ООО «Геофизмаш» (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016612315)

В зависимости от компоновки и количества измерительных каналов (далее – ИК) сама система может принимать условные обозначения: [1][2][3][4].[5][6][7][8][9][10].[11][12][13]

[1][2][3][4] – это шифр, присвоенный ООО «Геофизмаш» для обозначения конструкторской документации, согласно которой происходит серийный выпуск изделия. Принимает единственное значение «МКЦБ»;

[5][6][7][8][9][10] – обозначает классификацию изготавливаемого серийного изделия согласно единой системе конструкторской документации (ЕСКД), где:

[5][6] - относит систему к пункту ЕСКД «Устройства и системы контроля и регулирования параметров технологических процессов, средства телемеханики, охранной и пожарной сигнализации». Принимает единственное значение «42»;

[7] - относит систему к подпункту вышестоящего пункта «устройства и системы контроля и регулирования параметров технологических процессов электрические». Принимает единственное значение «1»;

[8] - относит систему к подпункту вышестоящего пункта «системы и комплексы контроля и регулирования». Принимает единственное значение «4»;

[9] - относит систему к подпункту вышестоящего пункта «с произвольным расположением объектов». Принимает единственное значение «5»;

[10] - относит систему к подпункту вышестоящего пункта «непрерывного контроля». Принимает единственное значение «1»;

[11][12][13] – означает порядковый номер для документации подобных серийных изделий и их исполнений. Может принимать значения от 101 до 999, что и характеризует конкретное исполнение поставляемой системы;

ПИП и связующие компоненты образуют измерительные каналы (далее – ИК). Перечень ИК и их состав с указанием диапазонов измерений, приведенной погрешности, относительной погрешности или абсолютной погрешности представлены в таблице 2.

Заводской номер системы в виде цифрового обозначения, наносится на корпус специального флеш-накопителя производства ООО «Геофизмаш» методом лазерной гравировки, а также дублируется в формуляре системы типографским способом. Флеш-накопитель поставляется совместно с системой. На данном флеш-накопителе находится исчерпывающая информация о комплектности конкретной системы и её исполнения, а также о всех её составляющих, в том числе скан-копии паспортов всех элементов системы. Вся информация на флеш-накопителе защищена так называемой «хеш суммой», которая представляет из себя большое число и может быть прочитана стандартными средствами любой операционной системы (например, Windows). «Хеш сумма» всех поставляемых систем сохраняется на сервере ООО «Геофизмаш» с привязкой к заводскому номеру конкретной системы. При любом изменении содержимого флеш-накопителя (будь то подмена или редактирование файлов), «хеш сумма» флеш-накопителя изменяется, что свидетельствует о несанкционированном доступе к её содержимому.

Заводские номера каждого ПИП, входящего в состав системы, в виде цифрового обозначения, наносятся на корпус каждого ПИП методом лазерной гравировки, а также дублируются в формуляре системы типографским способом.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в соответствии с действующими нормативными и правовыми актами по проведению поверки. Пломбирование механическим способом не предусмотрено, т. к. система и информация о ней защищены цифровым способом.

Общий вид компонентов систем представлен на рисунках 1-9.



А



Б

Рисунок 1 – А и Б - общий вид датчиков натяжения каната серии Кедр ДНК



Рисунок 2 – Общий вид датчиков натяжения цепи серии Кедр ДНЦ



Рисунок 3 – Общий вид датчиков давления серии Кедр ДДИ



В



Г

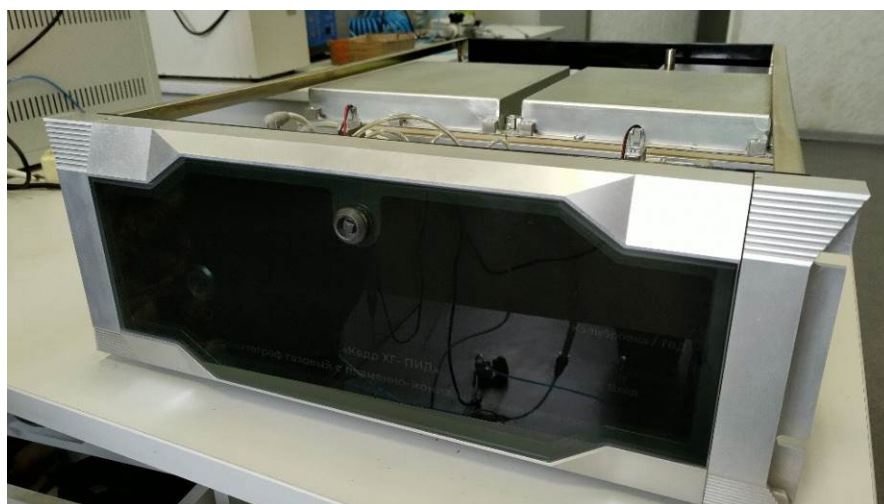
Рисунок 4 – В и Г - общий вид датчиков температуры серии Кедр ДТ



Рисунок 5 – Общий вид датчиков уровня серии Кедр ДУ



Рисунок 6 – Общий вид газоанализаторов серии Кедр ГА



Д



Е



Ж

Рисунок 7 – Д, Е и Ж - общий вид газоанализаторов хроматографических серии Кедр ГАХ



Рисунок 8 – общий вид среднего уровня (взрывозащищённые контроллеры серии Кедр УСО)

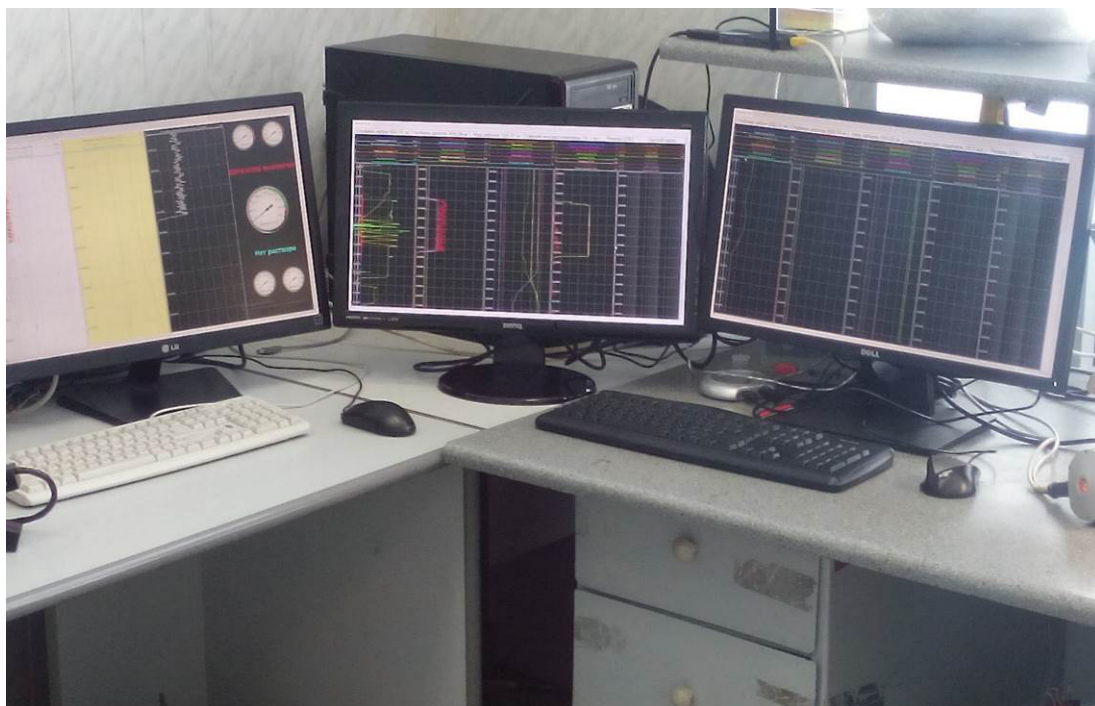


Рисунок 9 – Общий вид верхнего уровня

Программное обеспечение

ПО обеспечивает реализацию функций системы измерительных датчиков на базе внутреннего встроенного ПО измерительных датчиков и внешнего ПО панели оператора и автоматизированного рабочего места (далее - АРМ) на базе персонального компьютера, с программным обеспечением Drilling Control (Server) производства ООО «Геофизмаш» (Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016612315).

Для преобразования измерительных аналоговых сигналов в цифровой эквивалент используются алгоритмы, реализованные во внутреннем ПО датчиков и записанные в постоянной памяти соответствующего датчика. Внутреннее ПО устанавливается в энергонезависимую память датчиков системы на заводе-изготовителе во время производственного цикла. Внутреннее ПО недоступно для потребителя и возможность самостоятельного внесения преднамеренных и непреднамеренных изменений в ПО исключается двумя способами: механическим (электрические платы датчиков с впаянными контроллерами и места электрических соединений к контактам плат заполнены разрушаемым компаундом) и цифровым способом (взаимодействие со внутренним ПО датчиков реализовано в рамках собственного протокола разработки ООО «Геофизмаш» со специализированными ключами подтверждения команд).

Внешнее ПО устанавливается на ПК. Внешнее ПО предназначено для конфигурирования и обслуживания датчиков системы, для регистрации, архивации и визуализации технологического процесса на АРМ верхнего уровня инженеров-технологов, и не влияет на метрологические характеристики датчиков. Внешнее ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров двумя цифровыми способами: лицензия и защита программного продукта обеспечивается персональным физическим ключом Senselock EL-STD 64K (вида флеш-накопителя для порта USB компьютера с нанесённым на корпусе заводским номером методом лазерной гравировки) и путем создания в ПО пользователя с назначенными правами конфигурирования системы с персональным именем («логином») и паролем.

Идентификационные данные программного обеспечения внешнего ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные внешнего ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Drilling Control (Server)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.2.17.8
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	F2EE857722C51B39D19FBD6AB370EC 62
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
ИК измерений силы натяжения каната	
Диапазон измерений силы натяжения кН, с датчиками силы модификаций: - Кедр ДНК-6-XX - Кедр ДНК-10-XX; Кедр ДНЦ-10-XX - Кедр ДНК-18-XX - Кедр ДНК-30-XX - Кедр ДНК-50-XX	от 0,6 до 60 от 1 до 100 от 1,8 до 180 от 3 до 290 от 5 до 490
Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу диапазона измерений (ВПИ) силы натяжения погрешности, кН, с датчиками силы модификаций: - Кедр ДНК-6-XX - Кедр ДНК-10-XX; Кедр ДНЦ-10-XX - Кедр ДНК-18-XX - Кедр ДНК-30-XX - Кедр ДНК-50-XX	$\pm 1,5$ $\pm 1,5$ $\pm 1,0$ $\pm 0,8$ $\pm 0,6$
ИК измерений избыточного давления	
ВПИ избыточного давления, МПа, с датчиками давления: - Кедр ДПК-2,5-XX - Кедр ДДИ-10-XX-XX-XX-XX - Кедр ДДИ-25-XX-XX-XX-XX - Кедр ДДИ-40-XX-XX-XX-XX - Кедр ДДИ-100-XX-XX-XX-XX	2,5 10 25 40 100
Пределы допускаемой приведенной к ВПИ избыточного давления погрешности, %, с датчиками давления: - Кедр ДПК-2,5-XX - Кедр ДДИ-10-XX-XX-XX-XX - Кедр ДДИ-25-XX-XX-XX-XX - Кедр ДДИ-40-XX-XX-XX-XX - Кедр ДДИ-100-XX-XX-XX-XX	$\pm 1,0$ $\pm 0,5$ $\pm 0,5$ $\pm 0,3$ $\pm 0,1$
ИК измерений температуры	
Диапазон измерений температуры, °С	от -55 до +125
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений температуры погрешности, %	$\pm 0,3$

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
ИК измерений уровня	
Диапазон измерений уровня, мм, с датчиками уровня: - Кедр ДУП-200-XX - Кедр ДУП-240-XX - Кедр ДУП-300-XX - Кедр ДУП-350-XX - Кедр ДУУ-500-XX	от 50 до 2110 от 50 до 2350 от 50 до 3070 от 50 до 3550 от 300 до 5000
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений уровня погрешности, %, с датчиками: - Кедр ДУП-200-XX; Кедр ДУП-240-XX; Кедр ДУУ-500-XX - Кедр ДУП-300-XX - Кедр ДУП-350-XX	±0,6 ±0,5 ±0,4
ИК газов	
Диапазон измерений суммы углеводородов, % НКПР ¹⁾	от 0 до 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений суммы углеводородов, %, НКПР	±5
Диапазон измерений массовой концентрации сероводорода (H ₂ S), мг/м ³	от 0 до 50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации сероводорода (H ₂ S), мг/м ³	±4
Диапазон измерений объемной доли диоксида углерода (CO ₂), %	от 0 до 5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли диоксида углерода (CO ₂), %	±0,2
ИК газов	
Диапазон измерений объемной доли газов, %, для газоанализаторов хроматографических: - Кедр ГАХ-ПИД - Пентан (C ₅ H ₁₂); Изопентан (C ₅ H ₁₂); Бутан (C ₄ H ₁₀) - Изобутан (C ₄ H ₁₀) - Пропан (C ₃ H ₈) - Этан (C ₂ H ₆) - Метан (CH ₄) - Кедр ГАХ-ТКД - Пентан (C ₅ H ₁₂); Бутан (C ₄ H ₁₀) - Пропан (C ₃ H ₈) - Этан (C ₂ H ₆) - Водород (H ₂) - Метан (CH ₄)	от 0,0 до 0,7 от 0,0 до 0,6 от 0,0 до 0,8 от 0,00 до 1,25 от 0,0 до 2,2 от 0,0 до 0,7 от 0,0 до 0,8 от 0,00 до 1,25 от 0,0 до 2,0 от 0,0 до 2,2
Пределы допускаемой приведенной к ВПИ измерений объемной доли газов погрешности, %, для газоанализаторов хроматографических: - Кедр ГАХ-ПИД - Этан (C ₂ H ₆); Метан (CH ₄) - Пропан (C ₃ H ₈) - Пентан (C ₅ H ₁₂); Изопентан (C ₅ H ₁₂); Бутан (C ₄ H ₁₀); Изобутан (C ₄ H ₁₀) - Кедр ГАХ-ТКД - Этан (C ₂ H ₆); Метан (CH ₄) - Пропан (C ₃ H ₈) - Бутан (C ₄ H ₁₀); Водород (H ₂); Пентан (C ₅ H ₁₂)	±3 ±4 ±5 ±3 ±4 ±5
Примечание: ¹⁾ – значения НКПР указаны в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60079-20-1-2011.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК, шт., не более	120
Условия эксплуатации первичных преобразователей: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 95 от 60 до 106,7
Условия эксплуатации взрывозащищённых контроллеров серии Кедр УСО: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 95 от 60 до 106,7
Номинальные значения толщины троса, мм,	12; 20; 25 ²⁾ ; 28; 32; 35 ²⁾ ; 38 ²⁾ ; 42; 44 ²⁾
Габаритные размеры (Ш×В×Г), мм, не более: - для датчиков силы модификаций: - Кедр ДНК-6-XX - Кедр ДНК-10-XX; Кедр ДНЦ-10-XX - Кедр ДНК-18-XX - Кедр ДНК-30-XX - Кедр ДНК-50-XX - для датчиков давления модификаций: - Кедр ДПК-2,5-XX - Кедр ДДИ-10-XX-XX-XX-XX; Кедр ДДИ-25-XX-XX-XX-XX; Кедр ДДИ-40-XX-XX-XX-XX; Кедр ДДИ-100-XX-XX-XX-XX - для датчиков температуры модификаций: - Кедр ДТ-Н-XX-XX-XX - Кедр ДТ-09-XX-XX-XX - Кедр ДТ-50-XX-XX-XX - Кедр ДТ-200-XX-XX-XX - для датчиков уровня модификаций: - Кедр ДУП-200-XX - Кедр ДУП-240-XX - Кедр ДУП-300-XX - Кедр ДУП-350-XX - Кедр ДУУ-500-XX - для газоанализаторов - Кедр ГА-СхНу-XX - Кедр ГА-CO2-XX - Кедр ГА-H2S-XX - для газоанализаторов хроматографических - Кедр ГАХ-ПИД, Кедр ГАХ-ТКД	 320×110×60 385×207×102 435×240×115 485×250×125 485×260×125 150×160×100 200×135×130 220×100×110 220×100×100 670×100×100 2170×100×100 2260×95×100 2520×95×100 3280×95×100 3710×95×100 205×92×100 205×92×98 205×92×98 205×92×98 450×185×700

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Масса, кг, не более ¹⁾ : - для датчиков силы модификаций: - Кедр ДНК-6-XX - Кедр ДНК-10-XX; Кедр ДНЦ-10-XX - Кедр ДНК-18-XX - Кедр ДНК-30-XX - Кедр ДНК-50-XX - для датчиков давления модификаций: - Кедр ДПК-2,5-XX; - Кедр ДДИ-10-XX-XX-XX-XX; Кедр ДДИ-25-XX-XX-XX-XX; Кедр ДДИ-40-XX-XX-XX-XX; Кедр ДДИ-100-XX-XX-XX-XX - для датчиков температуры модификаций: - Кедр ДТ-Н-XX-XX-XX; Кедр ДТ-09-XX-XX-XX - Кедр ДТ-50-XX-XX-XX - Кедр ДТ-200-XX-XX-XX	2,7 5,4 8,1 12,0 12,5 1,5 3,1 0,8 1,1 2,0
- для датчиков уровня модификаций: - Кедр ДУП-200-XX - Кедр ДУП-240-XX - Кедр ДУП-300-XX - Кедр ДУП-350-XX - Кедр ДУУ-500-XX - для газоанализаторов - Кедр ГА-СхНу-XX - Кедр ГА-СО2-XX - Кедр ГА-Н2S-XX - для газоанализаторов хроматографических - Кедр ГАХ-ПВД - Кедр ГАХ-ТВД	3,5 4,0 4,5 5,4 0,8 1,0 1,0 1,0 25,0 20,0
Степень защиты от внешних воздействий по ГОСТ 14254-2015 всех первичных преобразователей	IP65; IP67 ¹⁾
Маркировка взрывозащиты по ГОСТ 30852.0-2002 (МЭК 60079-0:1998); ГОСТ 30852.10-2002 (МЭК 60079-11:1999); ГОСТ 22782.3-77; ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011) всех первичных преобразователей ¹⁾²⁾	0ExiasIIBT5 X; 0Ex ia ma IIB T5 Ga X; 0ExiasIIBT5 X ³⁾
Средний срок службы, лет, не менее	5
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	40000
Примечание: ¹⁾ – конкретное значение указано в паспорте на каждый первичный преобразователь; ²⁾ – степени взрывозащиты отсутствуют у датчиков Кедр ДНЦ-10-Т; Кедр ДУП-300-Т; Кедр ДУП-350-Т; Кедр ДПК-2,5-Т; Кедр ДУП-240-Т; Кедр ДУП-200-Т; Кедр ДУУ-500-Т; Кедр ГАХ-ПВД; Кедр ГАХ-ТВД; ³⁾ – параметры взрывозащиты действительны при подключении к цифровому интерфейсу	

Знак утверждения типа

наносится на эксплуатационную документацию типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительных датчиков для контроля технологических параметров бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин в составе:	Кедр	1 ед.
Датчик натяжения каната	Кедр ДНК-XX-XX ¹⁾	Х ед. ²⁾
Датчик натяжения цепи	Кедр ДНЦ-XX-XX ¹⁾	Х ед. ²⁾
Датчик давления избыточного Кедр ДДИ	Кедр ДДИ-XXX-XX-XX-XX-XX ¹⁾	Х ед. ²⁾
Датчик температуры	Кедр ДТ-XXX-XX-XX-XX ¹⁾	Х ед. ²⁾
Датчик уровня	Кедр ДУП-XXX-XX ¹⁾	Х ед. ²⁾
Газоанализатор	Кедр ГА-XXXX-XX ¹⁾	Х ед. ²⁾
Газоанализатор хроматографический	Кедр ГАХ-XXX ¹⁾	Х ед. ²⁾
Фитинг высокого давления "Кедр ФВД - К1/4"	МКЦБ.306585.108	1 ед.
Фитинг высокого давления "Кедр ФВД - К1/2"	МКЦБ.306585.107	1 ед.
Фитинг высокого давления "Кедр ФВД - К1/2"	МКЦБ.306585.110	1 ед.
Фитинг высокого давления "Кедр ФВД - М20"	МКЦБ.306585.106	1 ед.
Фитинг высокого давления "Кедр ФВД - М18"	МКЦБ.306585.104	1 ед.
Фитинг высокого давления "Кедр ФВД - G 1/4"	МКЦБ.306585.105	1 ед.
Фитинг высокого давления "Кедр ФВД"	МКЦБ.306585.101-01	1 ед.
Фитинг высокого давления "Кедр ФВД"	МКЦБ.306585.101	1 ед.
Средоразделитель поршневой "Кедр СР-П"	МКЦБ.306585.102-02	1 ед.
Средоразделитель поршневой "Кедр СР-П"	МКЦБ.306585.102-03	1 ед.
Переходник М20х1,5/БРС	МКЦБ.713241.108	1 ед.
Комплект монтажный КМ-3	МКЦБ.484149.104	1 компл.
Комплект монтажный ДТ-09	МКЦБ.301568.108	1 компл.
Комплект монтажный для установки Кедр ХГ-ТКД в стойку 19"	МКЦБ.301412.140	1 компл.
Защитно-декоративная лицевая панель Кедр ХГ-ТКД	МКЦБ.301412.139	1 ед.
Паспорт	МКЦБ.421451.105ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	37810685РЭ-26.51.66-001.РЭ	1 экз.
Флеш накопитель с ПО	Drilling Control (Server)	1 экз
Примечание:		
¹⁾ – модификация в соответствии с заказом;		
²⁾ – количество в соответствии с заказом.		

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в пунктах 1.4 «Устройство и работа», 2.4 «Устройство и работа», 3.4 «Устройство и работа», 4.4 «Устройство и работа», 5.4 «Устройство и работа», 6.4 «Устройство и работа», 7.4 «Устройство и работа», 8.4 «Устройство и работа», 9.4 «Устройство и работа», 10.4 «Устройство и работа» документа 37810685РЭ-26.51.66-001.РЭ Руководство по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 22 октября 2019 г. № 2498 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы»;

Приказ Росстандарта от 20 октября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3459 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов»;

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры №

Приказ Росстандарта от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

ТУ 26.51.66-118-37810685-2021 Системы измерительных датчиков для контроля технологических параметров бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин Кедр. Технические условия.

Правообладатель

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

ИНН 6452101100

Адрес: 410019, г. Саратов, ул. Крайняя, д. 129

Телефон: +7 (8452) 47 77 00

Факс: +7 (8452) 47 77 00

E-mail: mail@gfm.ru

Изготовители

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

ИНН 6452101100

Адрес: 410019, г. Саратов, ул. Крайняя, д. 129

Телефон: +7 (8452) 47 77 00

Факс: +7 (8452) 47 77 00

E-mail: mail@gfm.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

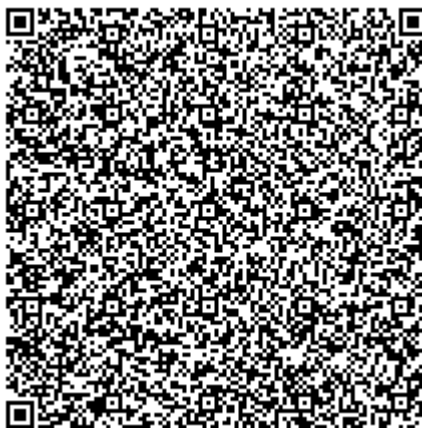
Адрес: 119415, г. Москва, пр-т Вернадского, д. 41, стр. 1, эт. 4, пом. I, ком. 28

Телефон: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Web-сайт: <https://prommash-test.ru>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» марта 2023 г. № 475

Регистрационный № 88423-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Индикаторы рычажно-зубчатые

Назначение средства измерений

Индикаторы рычажно-зубчатые (далее – индикаторы) предназначены для относительных измерений линейных размеров, определения величины отклонений от заданной геометрической формы и взаимного расположения поверхностей.

Описание средства измерений

Принцип действия индикаторов основан на преобразовании линейных перемещений измерительного рычага при помощи передаточного механизма в угловые перемещения стрелки по шкале циферблата.

Индикаторы состоят из корпуса со встроенным передаточным механизмом, измерительного рычага со сферическим измерительным наконечником, круговой шкалы со стрелкой. Измерительная поверхность измерительного рычага индикаторов хромированная или армирована твердым сплавом.

Передаточный механизм – это устройство, которое преобразует малые перемещения измерительного рычага в пропорциональное угловое перемещение стрелки отсчетного устройства.

Совмещение стрелки с любым делением шкалы (настройка на нуль) производится посредством ободка.

Измерительное усилие индикаторов обеспечивается проволоочной пружиной, закрепленной внутри переключателя, расположенного на боковой стороне корпуса. Направление хода измерительного рычага можно изменить, повернув ручку переключателя.

Конструкция индикаторов обеспечивает возможность поворота рычага в пределах $\pm 90^\circ$ от его среднего положения и неизменность установленного положения в процессе измерений.

Индикаторы устанавливаются в стойки, штативы или другие устройства за присоединительный штифт. Для установки также могут быть использованы переходная втулка или державка из комплекта.

Индикаторы выпускаются в двух модификациях:

ИРБ – боковые со шкалой, параллельной оси измерительного рычага в среднем положении;

ИРТ – торцевые со шкалой, перпендикулярной оси измерительного рычага в среднем положении и к плоскости его поворота.

Пример условного обозначения индикатора бокового ИРБ:

Индикатор ИРБ ГОСТ 5584-75.

Пример условного обозначения индикатора торцевого ИРТ:

Индикатор ИРТ ГОСТ 5584-75.

Индикаторы выпускаются под товарным знаком .

Заводские номера в виде цифровых обозначений, состоящие из арабских цифр, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра средств измерений, наносятся на крышку корпуса индикаторов методом штамповки. Заводские номера содержат условное обозначение года выпуска.

Общий вид индикаторов ИРБ с указанием мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид индикаторов ИРБ
с указанием мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Общий вид индикаторов ИРТ с указанием мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа приведен на рисунке 2.



Рисунок 2 – Общий вид индикаторов ИРТ
с указанием мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Пломбирование индикаторов не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на индикаторы не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Цена деления, мм	0,01
Диапазон измерений, мм	от 0 до 0,8 мм
Наибольшая разность погрешностей индикатора при любом его положении и положении рычага, мм, не более: - на любом участке шкалы в пределах 0,1 мм - на любом участке шкалы более 0,1 мм	0,004 0,010
Размах показаний, мм, не более	0,003
П р и м е ч а н и я : 1 Под наибольшей разностью погрешностей индикатора понимают наибольшую алгебраическую разность значений погрешностей на проверяемом участке при прямом и обратном ходе измерительного рычага. 2 Под размахом показаний понимается наибольшая разность между отдельными повторными показаниями индикатора, соответствующими одному и тому же действительному значению измеряемой величины при неизменных внешних условиях.	

Т а б л и ц а 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации	
	ИРБ	ИРТ
Общий ход измерительного рычага, мм, не менее	1,0	
Измерительное усилие, Н	от 0,1 до 0,4	
Усилие поворота измерительного рычага, Н	от 2,5 до 7,0	
Шероховатость измерительной поверхности рычага <i>Ra</i> по ГОСТ 2789-73, мкм, не более	0,080	
Расстояние между штрихами шкалы, мм, не менее	0,9	
Ширина штрихов и стрелки в части, находящейся под делениями шкалы, мм	от 0,15 до 0,25	
Разница в ширине отдельных штрихов в пределах одной шкалы, мм, не более	0,05	
Перекрытие концом стрелки коротких штрихов шкалы, доля длины коротких штрихов	от 0,3 до 0,8	
Высота расположения стрелки над шкалой, мм, не более	0,5	
Диаметр присоединительного штифта, мм	5h7	
Габаритные размеры, мм, не более: - высота - диаметр - ширина	83 30 24	42 30 70
Масса, кг, не более	0,052	0,054
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %, не более	от +5 до +30 80	
Полный средний срок службы, лет, не менее	5	

Знак утверждения типа

наносится на шкалу индикаторов методом офсетной печати и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение для модификации		Количество
	ИРБ	ИРТ	
Индикатор рычажно-зубчатый	ИРБ	ИРТ	1 шт.
Державка для крепления индикатора	—		1 шт.
Втулка переходная диаметром 5 мм на 8 мм	—		1 шт.
Футляр	—		1 шт.
Паспорт	ИРБ.000 ПС	ИРТ.000 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Использование по назначению» и приложении А «Примеры применения индикаторов» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2840 «Об утверждении Государственную поверочную схему для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм» (с изменениями, внесенными приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 августа 2022 г. № 2018);

ГОСТ 5584-75 «Индикаторы рычажно-зубчатые с ценой деления 0,01 мм. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Вятский Инструмент» (ООО «ВИНС»)
ИНН 9729293464

Юридический адрес: 109147, г. Москва, ул. Талалихина, д. 6-8/2, стр. 3, кв. 62

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Вятский Инструмент» (ООО «ВИНС»)
ИНН 9729293464

Юридический адрес: 109147, г. Москва, ул. Талалихина, д. 6-8/2, стр. 3, кв. 62

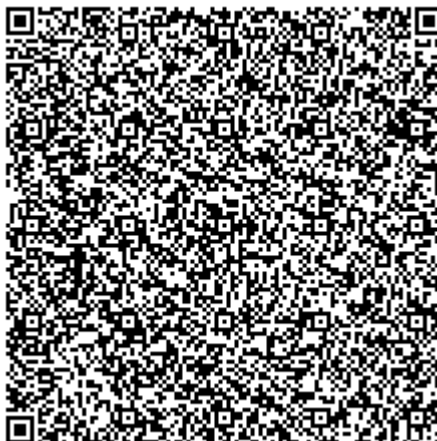
Адрес места осуществления деятельности: 610042, г. Киров, ул. Народная, д. 28

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Омской области» (ФБУ «Омский ЦСМ»)

Адрес: 644116, г. Омск, ул. Северная 24-я, д. 117А

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311670.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические двустенные РГСД-60

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические двустенные РГСД-60 (далее резервуары) предназначены для определения объема нефти и нефтепродуктов при проведении учетных операций с нефтью и нефтепродуктами.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на измерении объема нефтепродуктов в зависимости от уровня его наполнения.

Резервуары РГСД-60 представляют собой закрытые наземные горизонтальные цилиндрические сосуды с днищами в форме усеченного корпуса, оснащенные люками и патрубками и съемной теплоизоляцией.

Место расположения резервуаров РГСД-60 заводские номера 000105; 000106; 000107: АО «Чукотснаб», 689000, г. Анадырь АО «Чукотснаб» на Участке №2, АЗС-36.

Общий вид резервуаров, представлен на рисунках 1 - 2.

Знак поверки наносится в свидетельство о поверке (при наличии) и в градуировочные таблицы резервуаров. Заводские номера в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр, нанесены на металлические таблички (фотохимическим способом нанесения информации), установленные на внешней стенке резервуаров и в технические паспорта на резервуары типографическим способом. Пломбирование резервуаров не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РГСД-60 №000105, №000106, №000107



Рисунок 2 – Шильдики резервуаров РГСД-60 №000105, №000106, №000107

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики резервуаров приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	60
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости %	± 0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С	от - 65 до + 90
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист технического паспорта резервуара типографическим методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность резервуара

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический двустенный	РГСД-60	3 шт.
Технический паспорт	-	3 экз.
Градуировочная таблица	-	3 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Указаны в п.4 технического паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений.

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Метролог» (АО «Метролог»)
ИНН 6367011336
Адрес: 443125, Самарская обл., г. Самара, ул. Губанова, д. 20а, оф. 13
Почтовый адрес: 443076, г. Самара ул. Партизанская, д. 173
Телефон: +7 (846) 279-11-66
E-mail: dogovor@metrolog-samara.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Метролог» (АО «Метролог»)
ИНН 6367011336
Адрес: 443125, Самарская обл., г. Самара, ул. Губанова, д. 20а, оф. 13
Почтовый адрес: 443076, г. Самара ул. Партизанская, д. 173
Телефон: +7 (846) 279-11-66
E-mail: dogovor@metrolog-samara.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Метролог» (АО «Метролог»)
ИНН 6367011336
Адрес: 443125, Самарская обл., г. Самара, ул. Губанова, д. 20а, оф. 13
Почтовый адрес: 443076, г. Самара ул. Партизанская, д. 173
Телефон: +7 (846) 279-11-66
E-mail: prot@metrolog-samara.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311958.

