

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» апреля 2022 г. №847

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, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Твердомеры Роквелла и Супер-Роквелла	Восток-7	С	85094-22	ТРР зав. №1102, ТРС зав. № 1105, ТРМ зав. № 1103, ТРД зав. № 1104, ТР зав. № 1101	Общество с ограниченной ответственностью Восток - 7 (ООО "Восток-7"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью Восток - 7 (ООО "Восток-7"), г. Москва	ОС	1600-11-21 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью Восток - 7 (ООО "Восток-7"), г. Москва	ФБУ "Нижегородский ЦСМ", г. Нижний Новгород	21.12.2021
2.	Установки поверочные	ЭЛЕ-МЕР-ПУ	С	85095-22	1021001, 1021002	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "ЭЛЕМЕР" (ООО НПП "ЭЛЕМЕР"), г. Москва, г. Зеленоград	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "ЭЛЕМЕР" (ООО НПП "ЭЛЕМЕР"), г. Москва, г. Зеленоград	ОС	МП 1349-1-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "ЭЛЕМЕР" (ООО НПП "ЭЛЕМЕР"), г. Москва, г. Зеленоград	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	15.10.2021
3.	Система измерений количества и	Обозначение отсутствует	Е	85096-22	440	Общество с ограниченной ответственностью	Общество с ограниченной ответственностью	ОС	МП 3011/1-311229-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью	ООО ЦМ "СТП", Республика Та-	30.11.2021

	показателей качества нефтепродуктов на линии бензина ООО "Новокуйбышевский завод масел и присадок"	ствует				стью "Научно-производственное предприятие "Нефтегазин-жиниринг" (ООО "НПП "Нефтегазин-жиниринг"), Республика Башкортостан, г. Уфа	стью "Новокуйбышевский завод масел и присадок" (ООО "НЗМП"), Самарская обл., г. Новокуйбышевск				стью "Научно-производственное предприятие "Нефтегазин-жиниринг" (ООО "НПП "Нефтегазин-жиниринг"), Республика Башкортостан, г. Уфа	тарстан, г. Казань	
4.	Расходомеры	RM	С	85097-22	210800001, 201000001, 200800001, 210800002	Общество с ограниченной ответственностью "ИРЗ ТЭК" (ООО "ИРЗ ТЭК"), г. Ижевск	Общество с ограниченной ответственностью "ИРЗ ТЭК" (ООО "ИРЗ ТЭК"), г. Ижевск	ОС	МП 1345-1-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ИРЗ ТЭК" (ООО "ИРЗ ТЭК"), г. Ижевск	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	30.11.2021
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Республики Башкортостан	Обозначение отсутствует	Е	85098-22	197	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312601-0032.21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "ИИГ "КАРНЕОЛ", Челябинская обл., г. Магнитогорск	12.11.2021
6.	Система ав-	Обозна-	Е	85099-22	187	Общество с	Общество с	ОС	МП-	4 года	Общество с	ООО ИИГ	10.12.2021

	томатизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Алтайского края	чение отсутствует				ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва		312601-0033.21		ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	"КАРНЕОЛ", г. Магнитогорск	
7.	Антенны рупорные	АРЛ-18	С	85100-22	100057, 100058	Закрытое акционерное общество Научно-производственный центр Фирма "НЕЛК" (ЗАО НПЦ Фирма "НЕЛК"), г. Москва	Закрытое акционерное общество Научно-производственный центр Фирма "НЕЛК" (ЗАО НПЦ Фирма "НЕЛК"), г. Москва	ОС	ЛИБЮ.464 653.001 МП	1 год	Закрытое акционерное общество Научно-производственный центр Фирма "НЕЛК" (ЗАО НПЦ Фирма "НЕЛК"), г. Москва	ФГБУ "ГНМЦ" Минобороны России, Московская область, г. Мытищи	09.09.2021
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС	Обозначение отсутствует	Е	85101-22	200	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312601-0039.21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "ИИГ "КАРНЕОЛ", Челябинская обл., г. Магнитогорск	24.12.2021

	КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энерго-снабжения ОАО "РЖД" в границах Смоленской области												
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энерго-снабжения ОАО "РЖД" в границах Брянской области	Обозначение отсутствует	Е	85102-22	195	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312601-0042.21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "ИИГ "КАРНЕОЛ", Челябинская обл., г. Магнитогорск	28.12.2021
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО	Обозначение отсутствует	Е	85103-22	207	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312601-0044.21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО ИИГ "КАРНЕОЛ", г. Магнитогорск	24.12.2021

	"РУСЭНЕР-ГОСБЫТ" для энерго-снабжения ОАО "РЖД" в границах Саратовской области												
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО "Уфаоргсинтез"	Обозначение отсутствует	Е	85104-22	2	Публичное акционерное общество "Уфаоргсинтез" (ПАО "Уфаоргсинтез"), г. Уфа	Публичное акционерное общество "Уфаоргсинтез" (ПАО "Уфаоргсинтез"), г. Уфа	ОС	МП ЭПР-464-2021	4 года	Публичное акционерное общество "Уфаоргсинтез" (ПАО "Уфаоргсинтез"), г. Уфа	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	07.12.2021
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Лента" ТК-233	Обозначение отсутствует	Е	85105-22	087	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП ЭПР-442-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация Комплект Учет Проект" (ООО "АКУП"), г. Москва	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	15.10.2021
13.	Система автоматизированная информационно-	Обозначение отсутствует	Е	85106-22	088	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лен-	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лен-	ОС	МП ЭПР-457-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация Ком-	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	23.11.2021

	измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Лента" ТК-242					та"), г. Санкт-Петербург	та"), г. Санкт-Петербург				плект Учет Проект" (ООО "АКУП"), г. Москва		
14.	Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические	РГС-200	Е	85107-22	56041, 56040, 56077, 52739, 56078, 52763, 52713, 52738, 56039, 52740	Научно-производственное объединение "Салаватнефтемаш" (НПО "Салаватнефтемаш"), Республика Башкортостан, г. Салават	Научно-производственное объединение "Салаватнефтемаш" (НПО "Салаватнефтемаш"), Республика Башкортостан, г. Салават	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Газпромнефть-Омский НПЗ" (АО "Газпромнефть-ОНПЗ"), г. Омск	АО "Нефтеавтоматика", г. Казань	29.06.2021
15.	Система измерительная испытательного стенда вертолетных хвостовых трансмиссий "СИИС-ХТ1"	Обозначение отсутствует	Е	85108-22	01	Общество с ограниченной ответственностью "Витэк-Автоматика" (ООО "Витэк-Автоматика"), г. Санкт-Петербург	Санкт-Петербургское открытое акционерное общество "Красный Октябрь" (СПб ОАО "Красный Октябрь"), г. Санкт-Петербург	ОС	АЭ2-621.18.00 МП	1 год	Санкт-Петербургское открытое акционерное общество "Красный Октябрь" (СПб ОАО "Красный Октябрь"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	16.11.2021

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» апреля 2022 г. №847

Регистрационный № 85094-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Твердомеры Роквелла и Супер-Роквелла Восток-7

Назначение средства измерений

Твердомеры Роквелла и Супер-Роквелла Восток-7 (далее – твердомеры) предназначены для измерений твердости металлов и сплавов по шкалам Роквелла ГОСТ 9013-59, Супер-Роквелла ГОСТ 22975-78.

Описание средства измерений

Принцип действия твердомеров основан на статическом вдавливании алмазного конусного или шарикового индентора с последующим измерением глубины внедрения (погружения) индентора.

Твердомеры представляют собой стационарное средство измерения, состоящее из механизма приложения нагрузки (ручного или автоматического), блока управления процессом испытаний (ЖК-дисплей с набором функциональных клавиш, сенсорный экран или рычажная система) и индикаторного устройства (цифровое/аналоговое).

Твердомеры выпускаются следующих моделей ТРР, ТРД, ТРМ, ТР, ТРС и в зависимости от пожеланий (задач) потребителя изготавливаются по модульному принципу и отличаются, степенью автоматизации, способом вывода результатов измерений, местом расположения органов управления процесса испытаний, габаритными размерами и массой.

На силовой раме твердомера при помощи клеящего состава устанавливается маркировочная табличка с информацией об изготовителе, заводском номере и модели твердомера. Заводской номер в виде цифрового кода наносится типографским способом.

Пломбирование твердомеров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на корпус средства измерения не предусмотрено.

Знак утверждения типа крепится на верхнюю правую панель силовой рамы твердомера.

Фотографии общего вида твердомеров представлены на Рисунках 1-5.



Рисунок 1. Твердомер ТРР



Рисунок 2. Твердомер ТРД



Рисунок 3. Твердомер ТРМ



Рисунок 4. Твердомер ТР



Рисунок 5. Твердомер ТРС

Программное обеспечение

Твердомеры ТР и ТРМ имеют в своем составе встроенное программное обеспечение «Vt-Po» (далее-ПО).

ПО предназначено для управления процессом испытаний, выполнения функциональных задач, хранения, статистической обработки и вывода результатов измерений.

Программное обеспечение записано в машинных кодах в энергонезависимом постоянно запоминающем устройстве (ПЗУ) и не доступно для изменения вне заводских условий без использования специализированных средств связи и пароля.

Программное обеспечение является неизменным. Средства для программирования или изменения метрологически значимых функций отсутствуют.

Конструкция СИ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИ и измерительную информацию.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование	Vt-Po
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 2.0
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики твердомеров представлены в таблицах 2-3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики твердомеров.

Наименование характеристики	Значение				
Модель твердомера	ТРР	ТРД	ТРМ	ТР	ТРС
Шкалы твердости Роквелла	HRA, HRB(W), HRC				-
Шкалы твердости Супер-Роквелла	-			HRN, HRT(W)	
Основная испытательная нагрузка по шкалам Роквелла, Н (кгс)	588,4 (60); 980,7 (100); 1471(150)				-

Таблица 2 – Продолжение

Наименование характеристики	Значение				
Модель твердомера	ТРР	ТРД	ТРМ	ТР	ТРС
Основная испытательная нагрузка по шкалам Супер-Роквелла, Н(кгс)	-			147,1 (15); 294,2 (30); 441,3 (45)	
Пределы допускаемой относительной погрешности основных испытательных нагрузок для шкал Роквелла, %	±0,5				-
Пределы допускаемой относительной погрешности предварительных испытательных нагрузок для шкал Супер-Роквелла, %	-			±2,0	
Предварительная нагрузка по шкалам Роквелла, Н (кгс)	98,07 (10)				-
Предварительная испытательная нагрузка по шкалам Супер-Роквелла, Н (кгс)	-			29,42 (3)	
Пределы допускаемой относительной погрешности основных испытательных нагрузок для шкал Роквелла, %	±0,66				-
Пределы допускаемой относительной погрешности предварительных испытательных нагрузок для шкал Супер-Роквелла, %	-			±2,0	
Диапазон измерений твердости по шкалам Роквелла	от 70 до 93 HRA от 25 до 80 включ. HRB(W) св. 80 до 100 включ. HRB(W) от 20 до 35 включ. HRC св. 35 до 55 включ. HRC св. 55 до 70 включ. HRC				-
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений твердости по шкалам Роквелла от 70 до 93 HRA от 25 до 80 включ. HRB(W) св. 80 до 100 включ. HRB(W) от 20 до 35 включ. HRC св. 35 до 55 включ. HRC св. 55 до 70 включ. HRC	±1,2 ±3,0 ±2,0 ±2,0 ±1,5 ±1,0			-	

Таблица 2 – Продолжение

Наименование характеристики	Значение				
Модель твердомера	ТРР	ТРД	ТРМ	ТР	ТПС
Диапазон измерений твердости по шкалам Супер-Роквелла	-			от 70 до 90 включ. HR15N от 90 до 94 включ. HR15N от 40 до 76 включ. HR30N св. 76 до 86 включ. HR30N от 20 до 78 HR45N от 62 до 93 HR15T(W) от 15 до 70 включ. HR30T(W) св. 70 до 82 включ. HR30T(W) от 10 до 72 HR45T(W)	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений твердости по шкалам Супер-Роквелла от 70 до 90 включ. HR15N св. 90 до 94 включ. HR15N от 40 до 76 включ. HR30N св. 76 до 86 включ. HR30N от 20 до 78 HR45N от 62 до 93 HR15T(W) от 15 до 70 включ. HR30T(W) св. 70 до 82 включ. HR30T(W) от 10 до 72 HR45T(W)				±2,0 ±1,0 ±2,0 ±1,0 ±2,0 ±3,0 ±3,0 ±2,0 ±3,0	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение				
Модель твердомера	ТРР	ТРД	ТРМ	ТР	ТПС
Шкалы твердости Роквелла	HRA, HRB(W)				-
Диапазон определения твердости по шкалам Роквелла	от 20 до 70 HRA от 10 до 25 HRB				-
Шкалы твердости Роквелла	-		HRD, HRF, HRG,		-
Диапазон определения твердости по шкалам Роквелла	-		от 40 до 77 HRD от 60 до 100 HRF от 30 до 94 HRG		-
Шкалы твердости Роквелла	-			HRL, HRM, HRR	-
Диапазон определения твердости по шкалам Роквелла				от 50 до 115 HRL от 50 до 115 HRM от 50 до 115 HRR	
Тип нагружения	ручной	автомат			
Диапазон времени выдержки, с	от 0 до 99				
Габаритные размеры, мм, не более					
-длина	480	450	510	550	450
-ширина	240	200	290	230	200
-высота	630	670	730	750	670
Масса, кг, не более	65	70	80		70

Таблица 4 – Общие технические характеристики твердомеров.

Наименование параметра	Значение параметра
Параметры электрического питания - напряжение питания, В - потребляемая мощность, Вт, не более	220 ±10 % 400
Средний срок службы твердомеров, лет, не менее	10
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +28 до 80 от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист эксплуатационной документации.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность твердомеров Роквелла и Супер-Роквелла Восток-7.

Наименование	Обозначение	Количество
Твердомер	модель по заказу	1 шт.
Индентор ø 1,588 мм*		1 шт.
Индентор ø 3,175 мм*		1 шт.
Индентор ø 6,35 мм*		1 шт.
Индентор ø 12,7 мм*		1 шт.
Алмазный наконечник*		1 шт.
Паспорт	Восток-7-ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	Восток-7-РЭ	1 экз.
*по согласованию с заказчиком		

Сведения о методиках (методах) измерений

Твердомеры Роквелла и Супер-Роквелла Восток-7 «Руководство по эксплуатации»
Раздел 6.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к твердомерам Роквелла и Супер-Роквелла Восток-7

Приказ Росстандарта № 3462 от 30.12.2019 об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений твердости по шкалам Роквелла и Супер-Роквелла
ГОСТ 9013-59 (ИСО 6508-86) Металлы. Метод измерения твердости по Роквеллу
ГОСТ 24622-91 (ИСО 2039/2-87) Пластмассы. Определение твердости. Твердость по Роквеллу

ГОСТ 22975-78 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Роквеллу при малых нагрузках (по Супер-Роквеллу)

ГОСТ 23677–79 Твердомеры для металлов. Общие технические требования

ТУ-18427911 Твердомеры Роквелла и Супер-Роквелла Восток-7. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Восток - 7 (ООО «Восток-7»)

ИНН: 7717734230

Адрес места осуществления деятельности: 129085, г. Москва, проезд Ольминского д.3А, офис 929

Юридический адрес: 129626, г. Москва, Рижский проезд, д.5, к.137

Телефон: +7 (495) 740-06-12

E-Mail: info@vostok-7.ru

Испытательный центр

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

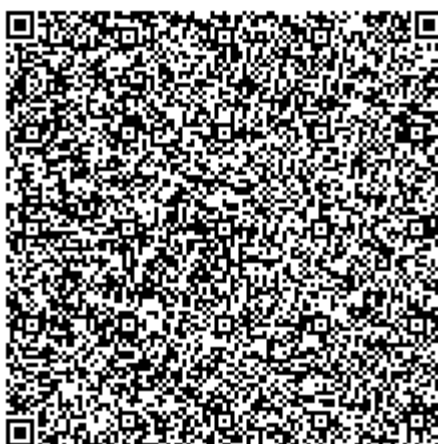
Место нахождения и адрес юридического лица: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, д.1

Телефон: +7 800 200 22 14

Факс: +7 (831) 428- 57-48

E-mail: mail@nnncsm.ru

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений № 30011-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» апреля 2022 г. №847

Регистрационный № 85095-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки поверочные ЭЛЕМЕР-ПУ

Назначение средства измерений

Установки поверочные ЭЛЕМЕР-ПУ (далее – установки) предназначены для измерений, воспроизведения, хранения и передачи единиц массы и/или объема жидкости в потоке, массового и/или объемного расходов жидкости.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на воспроизведении единиц массы и/или объема жидкости в потоке, массового и/или объемного расходов жидкости, создаваемых при помощи системы создания и стабилизации расхода жидкости, системы регулирования расхода жидкости, средств измерений температуры и давления жидкости, автоматизированной системы измерений, управления и контроля, и измерении расхода и количества жидкости в потоке средствами измерений.

Установки состоят из средств измерений массы и/или объема жидкости в потоке, массового и/или объемного расходов жидкости, температуры и избыточного давления жидкости, системы хранения и подготовки жидкости, системы создания и стабилизации расхода жидкости, системы регулирования расхода жидкости, одного или нескольких измерительных участков, автоматизированной системы измерений, управления и контроля, трубной обвязки с запорно-регулирующей арматурой.

Опционально в состав установок могут включаться: средства измерений температуры и влажности окружающей среды, атмосферного давления, плотности жидкости, системы дополнительной деаэрации и фильтрации жидкости, калибраторы температуры (термостаты), калибраторы давления, системы подогрева и/или охлаждения и поддержания заданной температуры жидкости, вспомогательное оборудование.

В качестве средств измерений массы и/или объема жидкости в потоке, массового и/или объемного расходов жидкости в составе установок применяются: весовые устройства на базе весов и/или датчиков весоизмерительных следующих изготовителей: «Mettler-Toledo, LLC», «Mettler-Toledo (Albstand) GmbH», «Mettler-Toledo (Changzhou) Precision Instrument Ltd.», «Sartorius Mechatronics T&H GmbH», «A&D Company, Ltd», «A&D Scales Co., Ltd», «A&D Electronics (Shenzhen) Co., Ltd», «Hottinger Baldwin (Suzhou) Electronic Measurement Technology Co., Ltd.», «Hottinger Baldwin Messtechnik GmbH», «Siemens Sensors and Communication Ltd», «Vishay Advanced Technologies Ltd.», «Vishay Celtron (Tianjin) Technologies Co., Ltd.», «Vishay Tedea-Huntleigh(Beijing) Electronics Co., Ltd.», «Vishay Transducers India Ltd.», «Vishay Measurements Group UK Ltd.», «Vishay Transducers Ltd.», «Vishay Celtron Technologies, Inc.», «CAS Corporation», «Ohaus Corporation», «Ohaus Instruments (Changzhou) Co., Ltd.», «Ohaus Instruments (Shanghai) Co., Ltd.», «Radwag wagi elektroniczne», «Minebea Intec GmbH», «BIGMA Messtechnik GmbH», «Flintec GmbH», «SENSOCAR, S.A.», ЗАО «ВИК «Тензо-М»,

ООО «Сартогосм», Предприятие «Электронные технологии и метрологические системы» (компания ZETLAB), ООО «ИПФ «Нептун»; расходомеры (счетчики, расходомеры-счетчики, счетчики-расходомеры, преобразователи массового и/или объемного расходов) следующих изготовителей: ООО НПП «ЭЛЕМЕР», «Siemens AG», «Siemens Flow Instruments A/S», «Siemens S.A.S», «Siemens Sensors and Communication Ltd», «Endress+Hauser Flowtec AG», «Endress+Hauser GmbH+Co. KG», «Krohne Altometer», «KROHNE Altometer B.V.», «KROHNE Ltd.», ООО «Кроне-Автоматика», «Emerson Process Management», «Emerson Process Management/Daniel Measurement and Control Inc.», «Rota Yokogawa GmbH & Co. KG», «ABB Automation Products GmbH», ЗАО «Взлет», ООО «ПК «Геликон».

В качестве средств измерений температуры и избыточного давления жидкости в составе установок применяются термопреобразователи, датчики температуры, термометры, датчики и преобразователи давления следующих изготовителей: ООО НПП «ЭЛЕМЕР», ЗАО «ТЕРМИКО», ЗАО НПК «Эталон», АО НПП «Эталон», ООО «ПО «ОВЕН», ООО НПО «Вакууммаш», Предприятие «Электронные технологии и метрологические системы» (компания ZETLAB), ООО «Энергия-Источник», «Emerson Process Management», «Endress+Hauser GmbH+Co. KG», «KROHNE Ltd.».

Поверяемое средство измерений устанавливается в измерительный участок установки, состоящий из зажимного устройства, запорной арматуры. Жидкость посредством систем создания и стабилизации расхода жидкости и регулирования расхода жидкости из системы хранения и подготовки жидкости подается в гидравлический тракт рабочего контура установки и проходит через поверяемое средство измерений. Далее, в зависимости от метода измерений, жидкость направляется через расходомеры установки (при их наличии) в систему хранения и подготовки жидкости или через устройство переключения потока (входящее в состав весового устройства) на весовое устройство (при его наличии). Автоматизированная система измерений, управления и контроля управляет работой установки, собирает, обрабатывает и сравнивает полученные значения по показаниям поверяемых средств измерений и средств измерений установки.

Установки имеют различные исполнения, отличающиеся составом средств измерений, индексами точности, диапазонами расходов, номинальными диаметрами поверяемых средств измерений, измеряемой средой (жидкостью), температурой и избыточным давлением измеряемой среды (жидкости).

Исполнения установок обозначаются следующим образом:

ЭЛЕМЕР-ПУ	-х	-х	-х/х/х	-х/х/х	-х/х/х	-х/х	-х	-х/х	-х/х
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

1 – Наименование изделия.

2 – Состав средств измерений массы жидкости в потоке, и/или объема жидкости в потоке, и/или массового расхода жидкости, и/или объемного расхода жидкости:

РВ – в состав установки входят расходомеры и весовые устройства;

Р – в состав установки входят только расходомеры;

В – в состав установки входят только весовые устройства.

3 – В составе установки применяются расходомеры:

О – объемные;

М – массовые;

ОМ – объемные и массовые.

При отсутствии в составе установки расходомеров указывают «0» в соответствующей позиции.

4 – Значение наименьшего воспроизводимого расхода установки, м³/ч (т/ч), расходомеров объемных/расходомеров массовых/весовых устройств. При отсутствии в составе установки расходомеров или весовых устройств указывают «0» в соответствующей позиции.

5 – Значение наибольшего воспроизводимого расхода установки, $\text{м}^3/\text{ч}$ (т/ч), расходомеров объемных/расходомеров массовых/весовых устройств. При отсутствии в составе установки расходомеров или весовых устройств указывают «0» в соответствующей позиции.

6 – Индекс точности установки при применении расходомеров объемных/расходомеров массовых/весовых устройств: 1, 2, 3, 4 (в соответствии с таблицей 2). При отсутствии в составе установки расходомеров или весовых устройств указывают «0» в соответствующей позиции.

7 – Номинальный диаметр (DN) поверяемых средств измерений, мм наименьший/наибольший.

8 – Измеряемая среда (жидкость):

А – вода питьевая;

В – водоглицериновая смесь;

С – водогликолевая смесь.

9 – Температура измеряемой среды (жидкости), $^{\circ}\text{C}$, наименьшая/наибольшая.

10 – Избыточное давление измеряемой среды (жидкости), МПа, наименьшее/наибольшее.

Общий вид установок представлен на рисунке 1.





Рисунок 1 – Общий вид установок

Пломбировка установок осуществляется с помощью свинцовой (пластмассовой) пломбы и проволоки, которой пломбируются фланцевые соединения расходомеров установки (при их наличии), с нанесением знака поверки на пломбу. При отсутствии расходомеров в составе установки пломбирование установок не предусмотрено.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки приведены на рисунке 2.

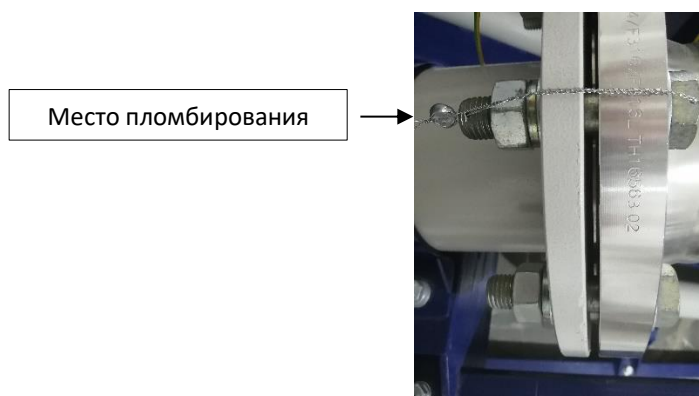


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Заводской номер установок наносится на маркировочную табличку, закрепленную на одной из металлоконструкций установки в рабочей зоне оператора, электрохимическим или лазерным способом.

Обозначения мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлены на рисунке 3.

The diagram shows a rectangular label for the 'Установка поверочная ЭЛЕМЕР-ПУ' (ELEMER-PU calibration station). At the top left is the ELEMER logo. At the top right is a circular mark with the letter 'G'. Below the logo, the text 'Установка поверочная ЭЛЕМЕР-ПУ' is centered. Below this, there are two horizontal lines for 'Исполнение установки' (Installation type) and 'Заводской номер: №' (Factory number). To the right of the factory number is a line for 'Дата изготовления:' (Date of manufacture). Below these, it says 'Сделано в России' (Made in Russia) and 'Изготовитель: ООО НПП «ЭЛЕМЕР», г. Москва, Зеленоград, РФ' (Manufacturer: LLC NPP 'ELEMER', Moscow, Zelenograd, RF). Arrows point to the logo, the 'G' mark, the factory number, and the manufacturer information.

Рисунок 3 – Обозначения мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение установок автономное.

Функции программного обеспечения: сбор, отображение и регистрирование информации со средств измерений в ходе проведения калибровок и поверок, выполнение математической обработки результатов измерений, хранение и редактирование базы данных с параметрами поверяемых средств измерений и средств измерений установки, генерация отчетов о результатах проведения калибровок и поверок средств измерений, управление и контроль состояния исполнительных механизмов установки, управление устройствами систем хранения и подготовки жидкости, создания и стабилизации расхода жидкости, регулирования расхода жидкости, управление автоматизированной системой измерений, управления и контроля, обеспечение диагностики.

В программном обеспечении предусмотрена многоступенчатая защита от несанкционированного доступа к текущим данным и параметрам настройки (индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и баз данных, предупредительные сообщения об испорченной или скорректированной информации, ведение журналов действий пользователя).

Программное обеспечение не влияет на метрологические характеристики установок.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ЭЛЕМЕР.ПУ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.XXX
Цифровой идентификатор ПО	—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений (воспроизведения) массового и объемного расходов жидкости при применении в качестве средств измерений весовых устройств ¹⁾ , т/ч (м ³ /ч)	от 0,001 до 2000
Диапазон измерений (воспроизведения) массового и объемного расходов жидкости при применении в качестве средств измерений расходомеров массовых ¹⁾ , т/ч (м ³ /ч)	от 0,001 до 4000

1	2			
Диапазон измерений (воспроизведения) объемного расхода жидкости при применении в качестве средств измерений расходомеров объемных ¹⁾ , м ³ /ч	от 0,001 до 4000			
Индекс точности установки	1	2	3	4
Пределы допускаемой относительной погрешности (доверительные границы суммарной погрешности) установок при измерении (воспроизведении единиц) массы жидкости в потоке и массового расхода жидкости при применении весовых устройств ¹⁾ , %	от ±0,040 вкл. до ±0,055 вкл.	от ±0,06 вкл. до ±0,10	от ±0,10 вкл. до ±0,30	от ±0,30 вкл. до ±1,00
Пределы допускаемой относительной погрешности (доверительные границы суммарной погрешности) установок при измерении (воспроизведении единиц) объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости при применении весовых устройств ¹⁾ , %	от ±0,045 вкл. до ±0,055 вкл.	от ±0,06 вкл. до ±0,10	от ±0,10 вкл. до ±0,30	от ±0,30 вкл. до ±1,00
Пределы допускаемой относительной погрешности установок (доверительные границы суммарной погрешности) при измерении (воспроизведении единиц) массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости при применении расходомеров массовых ¹⁾ , %	—	от ±0,065 вкл. до ±0,10	от ±0,10 вкл. до ±0,30	от ±0,30 вкл. до ±1,00
Пределы допускаемой относительной погрешности (доверительные границы суммарной погрешности) установок при измерении (воспроизведении единиц) объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости при применении расходомеров объемных ¹⁾ , %	—	—	от ±0,15 вкл. до ±0,30	от ±0,30 вкл. до ±1,00
¹⁾ — конкретное значение указывается в эксплуатационных документах на установку				

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Номинальный диаметр поверяемых средств измерений ¹⁾	от DN 1 до DN 600
Количество одновременно поверяемых средств измерений, штук ¹⁾	от 1 до 32
Измеряемая среда ¹⁾	жидкость (вода питьевая, смесь водоглицериновая, смесь водогликолевая)
Температура, °C ¹⁾²⁾	от +5 до +40
Избыточное давление, МПа ¹⁾	от 0,1 до 2,5

1	2
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38/220±22 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С ³⁾ – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа ¹⁾	от +10 до +40 от 30 до 80 от 84 до 107
Средний срок службы установки, лет Средняя наработка на отказ, ч	15 20000
¹⁾ – конкретное значение указывается в эксплуатационных документах на установку ²⁾ – для установок с индексом точности 1 при применении весовых устройств температура измеряемой среды (жидкости) от +15 °С до +25 °С ³⁾ – для установок с индексом точности 1 при применении весовых устройств температура окружающей среды от +15 °С до +25 °С	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закрепленную на элементе конструкции установки, электрохимическим или лазерным способом и в верхней части по центру титульных листов руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка поверочная	ЭЛЕМЕР-ПУ	1 шт.
Руководство по эксплуатации	НКГЖ.421452.003РЭ	1 экз.
Паспорт	НКГЖ.421452.003ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в разделе № 2.4 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации НКГЖ.421452.003РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к установкам поверочным ЭЛЕМЕР-ПУ

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 № 256 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.

НКГЖ.421452.003ТУ Установки поверочные ЭЛЕМЕР-ПУ. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «ЭЛЕМЕР» (ООО НПП «ЭЛЕМЕР»)

ИНН 5044003551

Адрес: 124489, г. Москва, г. Зеленоград, проезд 4807-й, дом 7, строение 1

Телефон/факс: +7(495) 987-12-38/+7(499) 735-14-02

Web-сайт: www.elemer.ru

E-mail: elemer@elemer.ru

Испытательный центр

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

Фактический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7«а»

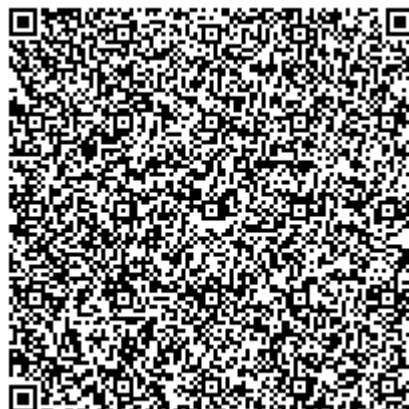
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон: +7(843) 272-70-62, факс: +7(843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» апреля 2022 г. №847

Регистрационный № 85096-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов на линии бензина ООО «Новокуйбышевский завод масел и присадок»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов на линии бензина ООО «Новокуйбышевский завод масел и присадок» (далее – СИКНП) предназначена для измерений массы нефтепродукта (бензиновой фракции 80-180 °С).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНП основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих от расходомеров массовых (далее – РМ), преобразователей давления и температуры.

СИКНП состоит из блока измерительных линий, включающего две измерительные линии, выходного коллектора и СОИ.

Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКНП, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИ СИКНП

Наименование	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	Количество
Расходомеры массовые Promass с первичными преобразователями расхода (датчиками) Promass F и вторичными преобразователями 83	15201-11	2
Датчики давления Метран-150 модели 150TG	32854-13	3
Термопреобразователи сопротивления серии W модификации W-H-12	59883-15	3
Преобразователи измерительные PR модели 5335	51059-12	3
Барьеры искрозащиты серии Z модели Z787	22152-07	6
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-L»)	76279-19	2

СИКНП обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение массы нефтепродукта в рабочих диапазонах расхода, температуры и давления;
- измерение температуры и давления нефтепродукта;
- ручной отбор проб нефтепродукта согласно ГОСТ 2517–2012;
- контроль метрологических характеристик рабочего РМ по резервно-контрольному РМ;
- поверку и контроль метрологических характеристик РМ по передвижной поверочной установке в автоматическом режиме;
- формирование отчетов, которые распечатываются на принтере в автоматическом или ручном режимах.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства СИ, входящие в состав СИКНП, снабжены средствами защиты (пломбирование) в соответствии с описаниями типов данных СИ, технической документации и МИ 3002–2006. Пломбирование СИКНП не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНП.

Заводской номер СИКНП нанесен на маркировочную табличку, установленную на площадке СИКНП, и типографским способом в паспорте СИКНП.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНП обеспечивает реализацию функций СИКНП и состоит из ПО комплексов измерительно-вычислительных «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л») (далее – комплексы).

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.000
Цифровой идентификатор ПО	E4430874
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтепродукта (по каждой измерительной линии), т/ч	от 28,440 до 72,072
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта, %	±0,25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА, мА	±0,025
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений импульсного сигнала, %	±0,005

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	бензиновая фракция 80-180 °С по СТО 05766600-007-2010
Температура нефтепродукта, °С	от -43 до 39
Избыточное давление нефтепродукта, МПа	от 0,5 до 0,6
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ , 380 ⁺³⁸ ₋₅₇ 50±1
Условия эксплуатации СИКНП: – температура на площадке СИКНП – температура окружающего воздуха в местах установки первичных измерительных преобразователей СИКНП в термочехлах и термобоксах, °С – температура окружающего воздуха в месте установки СОИ СИКНП, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от -36 до 39 от 5 до 39 от 15 до 25 от 5 до 90, без конденсации влаги от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта СИКНП типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКНП

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов на линии бензина ООО «Новокуйбышевский завод масел и присадок», заводской № 440	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефтепродуктов на линии бензина ООО «Новокуйбышевский завод масел и присадок», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2017.27664.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 года № 256 «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»

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Нефтегазинжиниринг» (ООО «НПП «Нефтегазинжиниринг»)

ИНН 0278093583

Адрес: 450027, Российская Федерация, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Индустриальное шоссе, 55

Телефон: (347) 295-92-46, факс: (347) 295-92-47

Web-сайт: <http://www.ngi-ufa.ru>

E-mail: ngi@ngi-ufa.ru

Испытательный центр

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

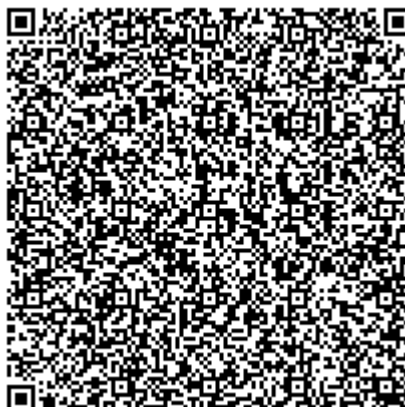
Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры RM

Назначение средства измерений

Расходомеры RM (далее – расходомеры) предназначены для измерений объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости.

Описание средства измерений

Принцип действия расходомеров основан на явлении возникновения вихревой структуры (дорожки Кармана) в потоке измеряемой среды, протекающей неподвижное препятствие определенной формы (тело обтекания). Частота следования вихрей за телом обтекания пропорциональна скорости потока, которой в свою очередь, пропорционален объем измеряемой среды и объемный расход.

Расходомеры состоят из первичного преобразователя расхода и вторичного измерительного преобразователя.

Первичный преобразователь расхода представляет собой измерительный участок трубопровода, в поперечном сечении которого расположены тело обтекания и чувствительный элемент (сенсор). Возникновение вихрей за телом обтекания приводит к соответствующим колебаниям давления жидкости. Сенсор воспринимает эти колебания, преобразовывает их в электрический сигнал и передает сигнал во вторичный измерительный преобразователь.

Вторичный измерительный преобразователь принимает и обрабатывает сигнал от первичного преобразователя расхода, вычисляет объем жидкости в потоке и объемный расход жидкости, и преобразует их в цифровой сигнал передающегося посредством частотной модуляции (FSK) по проприетарному протоколу. Так же присутствует интерфейс UART и RS 485 для отображения данных на внешнее устройство индикации.

Общий вид расходомеров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид расходомера

Пломбировка от несанкционированного доступа расходомеров не предусмотрена.

Заводской номер в числовом формате наносится на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе расходомера, методом гравировки.

Обозначение мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлены на рисунке 2.



Рисунок 2 – Обозначение мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение расходомеров является встроенным.

После включения питания встроенное программное обеспечение проводит ряд самодиагностических проверок, вовремя работы осуществляет сбор и обработку поступающих данных, а также циклическую проверку целостности конфигурационных данных.

Программное обеспечение расходомеров предназначено для обработки сигналов, выполнения математической обработки результатов измерений, обеспечения взаимодействия с периферийными устройствами, хранения в энергонезависимой памяти результатов измерений.

Метрологические характеристики средства измерений нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	МАВР-ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 21.XXX
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Номинальный диаметр	DN 20	DN 25
Диапазон объемного расхода жидкости, м ³ /ч	от 0,8 до 8,5	от 2,0 до 25,0
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости, %	±2,5	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	жидкость (вода)
Температура, °С	от 0 до +150
Избыточное давление, МПа	от 0 до 60
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды, °С	от 0 до +150
– относительная влажность, %	от 5 до 98
Параметры электрического питания:	
– напряжение постоянного тока, В	от 23 до 70
Потребляемая мощность, В·А, не более	10
Габаритные размеры, мм, не более	
– высота	105
– ширина	105
– длина	905
Масса, кг, не более	50
Средний срок службы, лет	5
Средняя наработка на отказ, ч	80000

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе расходомера, методом гравировки и по центру титульных листов руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Расходомер	RM	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ЦВИЯ.468154.017 РЭ	1 экз.
Паспорт	ЦВИЯ.468154.017 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» документа «Расходомеры RM. Руководство по эксплуатации» ЦВИЯ.468154.017 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к расходомерам RM

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 № 256 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

ЦВИЯ.468154.017ТУ Расходомеры RM. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИРЗ ТЭК» (ООО «ИРЗ ТЭК»)

ИНН 1833033690

Адрес: 426034, г. Ижевск, ул. Базисная, 19

Телефон: (3412) 68-87-59, факс: (3412) 68-83-06

Web-сайт: www.irz.ru

E-mail: tek@irz.ru

Испытательный центр

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

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

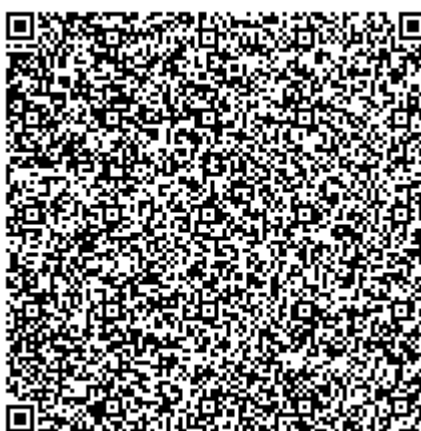
Фактический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Телефон: +7(843) 272-70-62, факс: +7(843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» апреля 2022 г. №847

Регистрационный № 85098-22

Лист № 1
Всего листов 131

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Башкортостан

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Башкортостан (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU) и к шкале всемирного координированного времени UTC, а также для 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, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основные и /или резервные);

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя серверы ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere. Резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации.

Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

УСПД единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Далее по основному каналу связи данные с УСПД передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

При отказе основного канала связи или УСПД счётчики опрашиваются по резервному с использованием каналаобразующего оборудования стандарта GSM.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более указанной в таблице 5.

СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, часы серверов, УСПД и счётчиков.

УССВ типа ССВ-1Г, Метроном-50М и УСВ-3 осуществляют приём и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени (основного и резервного) типа Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащен УССВ типа ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным устройством коррекции времени может быть УСВ-3. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащен УССВ типа УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от ССВ-1Г посредством ntp-сервера. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от резервного сервера ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных), сравнение показаний часов происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM счетчики синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи счетчик – сервер. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 – 3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4 – 6.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ							
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ		
1	2	3		4		5	6		
1	ПС 110 кВ Аксаково-тяги ввод Т1-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				В	ТГФМ-110 II*				
				С	ТГФМ-110 II*				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
		2	ПС 110 кВ Аксаково-тяги ввод Т2-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08			А	ТГФМ-110 II*
								В	ТГФМ-110 II*
С	ТГФМ-110 II*								
ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08			А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06			A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Аксаково-тяги, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №25433-11	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
4	ПС 110 кВ Аксаково-тяги, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №25433-11	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
5	ПС 110 кВ Аксаково-тяги, фидер №4-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-06,25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Аксаково-тяги, фидер №5-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
7	ПС 110 кВ Аксаково-тяги, фидер №6-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
8	ПС 110 кВ Аксёново-тяги, ввод Т1-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №34096-07	А	ТГФ110-II*		
				В	ТГФ110-II*		
				С	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-P3В-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Аксёново-тяга, ввод Т2-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №34096-07	А	ТГФ110-II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФ110-II*		
				С	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4					
10	ПС 110 кВ Аксёново-тяга, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3					
11	ПС 110 кВ Аксёново-тяга, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Аксёново-тяги, фидер №4-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
13	ПС 110 кВ Аксёново-тяги, фидер №6-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P4B-4					
14	ПС 110 кВ Аксёново-тяги, фидер №7-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №22944-02	А	ТПК-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
15	ПС 110 кВ Аксёново-тяги, фидер №8-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №25433-08	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				В	-				
				С	ТЛО-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
		16	ПС 110 кВ Аксёново-тяги, фидер №9-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №47958-16			А	ТПЛ
								В	-
С	ТПЛ								
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05			А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-P1В-3					
17	ПС 35 кВ Алдарово, ВЛ 35 кВ Алдарово-Шафраново 1 ц (Ввод 1 35 кВ)			ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №37491-08	А	STSM-38		
						В	STSM-38		
		С	STSM-38						
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	А	НАМИ-35 УХЛ1				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
18	ПС 35 кВ Алдарово, ВЛ 35 кВ Алдарово-Шафраново 2 ц (Ввод 2 35 кВ)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №37491-08	А	STSM-38	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	STSM-38		
				С	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05.04			
19	ПС 35 кВ Алдарово, ф. ТСН-0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №22656-07	А	Т-0,66		
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4			
20	ПС 110 кВ Ассы-тяга Ввод-1-110 кВ ВЛ Зуяково-Инзер	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №53344-13	А	ТОГФМ-110		
				В	ТОГФМ-110		
				С	ТОГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Ассы-тяга Ввод-2-110 кВ ВЛ Инзер-Ассы	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №53344-13	А	ТОГФМ-110	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТОГФМ-110		
				С	ТОГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
22	ПС 110 кВ Ассы-тяга, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-00	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
23	ПС 110 кВ Ассы-тяга, фидер №40-03-10 кВ (Фидер 3)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6				
24	ПС 110 кВ Ассы-тяга, фидер №4-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S, 0,5 КТТ=75/5 №47958-16, 1276-59	А	ТПЛ	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17				
				В	-						
				С	ТПЛ-10						
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2						
				В							
				С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3							
		25	ПС 110 кВ Ассы-тяга, фидер №5-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-11			А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
								В	-		
С	ТЛО-10										
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00			А	НАМИ-10-95УХЛ2						
				В							
				С							
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-P1B-3							
26	ПС 110 кВ Ассы-тяга, фидер №6-10 кВ			ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №9143-83	А	ТЛК10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
						В	-				
		С	ТЛК10								
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2						
				В							
				С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
27	ПС 110 кВ Буздяк-тяги, Ввод Т1-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
28	ПС 110 кВ Буздяк-тяги, Ввод Т2-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
29	ПС 110 кВ Буздяк-тяги, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
30	ПС 110 кВ Буздяк-тяги, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
31	ПС 110 кВ Буздяк-тяги, фидер №3-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=40/5 №15128-07	А	ТОЛ-10-I	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
32	ПС 110 кВ Буздяк-тяги, фидер №49-04-10 кВ (Фидер 4)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Буздяк-тяга, фидер №49-05-10 кВ (Фидер 5)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
34	ПС 110 кВ Буздяк-тяга, фидер №49-07-10 кВ (Фидер 7)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
35	ПС 110 кВ Воронки-тяга, Ввод Т1-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Воронки-тяги, Ввод Т2-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16			
37	ПС 110 кВ Воронки-тяги, яч.8 фидер №1-10 кВ МУЭТ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №22192-07	А	ТПЛ-10-М		
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
38	ПС 110 кВ Воронки-тяги, яч.20 фидер №2-10 кВ МУЭТ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Воронки-тяги, яч.3 фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
40	ПС 110 кВ Глуховская- тяги, ввод Т1-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №34096-07	А	ТГФ110-II*		
				В	ТГФ110-II*		
				С	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4					
41	ПС 110 кВ Глуховская-тяги, ввод Т2-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №34096-07	А	ТГФ110-II*		
				В	ТГФ110-II*		
				С	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
42	ПС 110 кВ Глуховская- тяги, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №25433-11	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				В	-				
				С	ТЛО-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
		43	ПС 110 кВ Глуховская- тяги, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1856-63			А	ТВЛМ-10
								В	-
С	ТВЛМ-10								
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05			А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-P1В-3					
44	ПС 110 кВ Глуховская- тяги, фидер №3-10 кВ			ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
						В	-		
		С	ТЛО-10						
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
45	ПС 110 кВ Глуховская- тяга, фидер №4-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
46	ПС 110 кВ Глуховская- тяга, фидер №5-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
47	ПС 110 кВ Глуховская- тяга, фидер №6-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S, 0,5 КТТ=150/5 №47958-16, 1276-59	А	ТПЛ		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
48	ПС 110 кВ Глуховская- тяга, фидер №7-ПГ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-02	А	ТПОЛ 10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ 10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
49	ПС 110 кВ Давлеканово- тяга, ВЛ 110 кВ Новая - Раевка-тяга Синия	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16			
50	ПС 110 кВ Давлеканово- тяга, ВЛ 110 кВ Раевка-тяга - Ирек	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
51	ПС 110 кВ Давлеканово- тяга, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=30/5 №22944-07	А	ТПК-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				В	-				
				С	ТПК-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
		52	ПС 110 кВ Давлеканово- тяга, фидер №2-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №22192-07			А	ТПЛ-10-М
								В	-
С	ТПЛ-10-М								
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05			А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-P1В-3					
53	ПС 110 кВ Давлеканово- тяга, фидер №3-10 кВ			ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №15128-07	А	ТОЛ 10-І		
						В	-		
		С	ТОЛ 10-І						
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
54	ПС 110 кВ Давлеканово- тяга, фидер №5-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
55	ПС 110 кВ Давлеканово- тяга, фидер №6-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
56	ПС 110 кВ Давлеканово- тяга, фидер №12-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
57	ПС 110 кВ Дёма, ввод 10 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=2000/5 №30709-06	А	ТЛП-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТЛП-10		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4			
58	ПС 110 кВ Дёма, ввод 10 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=2000/5 №30709-06	А	ТЛП-10		
				В	ТЛП-10		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4			
59	ПС 110 кВ Дёма, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
60	ПС 110 кВ Дёма, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
61	ПС 110 кВ Дёма, фидер №3-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №48923-12	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
62	ПС 110 кВ Дёма, фидер №4-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
63	ПС 110 кВ Дёма, фидер №5-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	А	ТПОЛ 10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ 10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
64	ПС 110 кВ Дёма, фидер №7-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
65	ПС 110 кВ Дёма, фидер №9-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
66	ПС 110 кВ Жуково, ВЛ 110 кВ Дема - Бекетово I цепь	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №37850-08	A	VAU-123	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
67	ПС 110 кВ Жуково, ВЛ 110 кВ Дема - Бекетово II цепь	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
68	ПС 110 кВ Жуково, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
69	ПС 110 кВ Жуково, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				В	-				
				С	ТВЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
		70	ПС 110 кВ Жуково, фидер №7-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-00			А	ТЛМ-10
								В	-
С	ТЛМ-10								
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00			А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-P1B-3					
71	ПС 110 кВ Жуково, фидер №8-10 кВ			ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-00	А	ТЛМ-10		
						В	-		
		С	ТЛМ-10						
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
72	ПС 35 кВ Загородная-г, Ввод 1 ВЛ-35 кВ от ВЛ-35 кВ Уфимская ТЭЦ-4 - ЦРП- 24П	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					
73	ПС 35 кВ Загородная-г, Ввод 2 ВЛ-35 кВ от ВЛ-35 кВ Уфимская ТЭЦ-4 - ЦРП-4 26П	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					
74	ПС 35 кВ Загородная-г, фидер №1-ПЭ-6 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-РЗВ-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
75	ПС 35 кВ Загородная-т, фидер №4-6 кВ Компрессорная	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
76	ПС 110 кВ Зинино, ВЛ 110 кВ Искино - Уфа-Южная Желтая	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
77	ПС 110 кВ Зинино, ВЛ 110 кВ Бекетово - Уфа-Южная Зеленая	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
78	ПС 110 кВ Зинино, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
79	ПС 110 кВ Зинино, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
80	ПС 110 кВ Зинино, фидер №4-10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
81	ПС 110 кВ Зуяково-тяги, Ввод Т1-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
82	ПС 110 кВ Зуяково-тяги, Ввод Т2-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
83	ПС 110 кВ Зуяково-тяги, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
84	ПС 110 кВ Зуяково-тяги, фидер №3-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-00	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
85	ПС 110 кВ Зуяково-тяги, фидер №4-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
86	ПС 110 кВ Иглино-тяги, Ввод-1-110 кВ ВЛ СШП- Восточная 1ц	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №37850-08	А	VAU-123		
				В	VAU-123		
				С	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №37850-08	А	VAU-123		
				В	VAU-123		
				С	VAU-123		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
87	ПС 110 кВ Иглино-тяга, Ввод-2-110 кВ ВЛ СПП- Восточная 2ц	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №37850-08	A	VAU-123	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16			
88	ПС 110 кВ Иглино-тяга, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
89	ПС 110 кВ Иглино-тяга, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59,70109-17	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-СВЭЛ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
90	ПС 110 кВ Иглино-тяги, фидер №3-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
91	ПС 110 кВ Иглино-тяги, фидер №4-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
92	ПС 110 кВ Иглино-тяги, фидер №5-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №29390-10	А	ТПЛ-10с	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10с		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
93	ПС 110 кВ Иглино-тяги, фидер №6-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				В	-				
				С	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
		94	ПС 110 кВ Иглино-тяги, фидер №7-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2363-68, 1276-59			А	ТПЛМ-10
								В	-
С	ТПЛ-10								
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05			А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-P1В-3					
95	ПС 110 кВ Иглино-тяги, фидер №8-10 кВ			ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2473-05	А	ТЛМ-10		
						В	-		
		С	ТЛМ-10						
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
96	ПС 110 кВ Иглино-тяги, фидер №9-10 кВ	ТТ	КТ=0,5, 0,5S КТТ=400/5 №2363-68, 30709-11	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
97	ПС 110 кВ Ик-тяги, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	А1802RALQ-P4GB-DW-4					
98	ПС 110 кВ Инзер-тяги, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
99	ПС 110 кВ Инзер-тяги, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					
100	ПС 110 кВ Инзер-тяги, ОБ- 110	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					
101	ПС 110 кВ Инзер-тяги, фидер №1-ДПР-27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	А	ТФН-35М		
				В	-		
				С	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
102	ПС 110 кВ Инзер-тяги, фидер №1 -10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №70324-18	А	НАМИТ		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
103	ПС 110 кВ Инзер-тяги, фидер №41-03-10 кВ (Фидер 3)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №70324-18	А	НАМИТ		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
104	ПС 110 кВ Инзер-тяги, фидер №4-10 кВ (Фидер 4)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2473-05	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №70324-18	А	НАМИТ		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
105	ПС 110 кВ Инзер-тяга, фидер №41-05-10 кВ (Фидер 5)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №70324-18	А	НАМИТ		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
106	ПС 110 кВ Инзер-тяга, фидер №41-06-10 кВ (Фидер 6)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №70324-18	А	НАМИТ		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
107	ПС 110 кВ Ирныкши-тяга, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
108	ПС 110 кВ Ирныкши-тяга, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
109	ПС 110 кВ Ирныкши-тяга, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					
110	ПС 110 кВ Ирныкши-тяга, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
111	ПС 110 кВ Ирныкши-тяги, фидер №319-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2473-00	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
112	ПС 110 кВ Ирныкши-тяги, фидер №320-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
113	ПС 110 кВ Кабаково-тяги, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
114	ПС 110 кВ Кабаково-тяги, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*				
				В	ТГФМ-110 II*				
				С	ТГФМ-110 II*				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03							
115	ПС 110 кВ Кабаково-тяги, Ввод-1-35 кВ ВЛ Кабаково-Тимкино-1 (Фидер-1 35 кВ)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №37491-08	А	STSM-38	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12		
				В	STSM-38				
				С	STSM-38				
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №37493-08	А	NTSM-38				
				В	NTSM-38				
				С	NTSM-38				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14				
116	ПС 110 кВ Кабаково-тяги, Ввод-2-35 кВ ВЛ Кабаково-Тимкино-2 (Фидер -2 35 кВ)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №37491-08			А	STSM-38		Метроном-50М Рег. № 68916-17
						В	STSM-38		
						С	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №37493-08			А	NTSM-38		
						В	NTSM-38		
				С	NTSM-38				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
117	ПС 110 кВ Кабаково-тяга, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №25433-06	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
118	ПС 110 кВ Кабаково-тяга, фидер №85-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
119	ПС 110 кВ Кабаково-тяга, фидер №119-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
120	ПС 110 кВ Казаяк-тяга, ВЛ 110 кВ Улу-Теляк-тяга - АМЕТ I цепь	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №40088-08	A	VAU-123	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			
121	ПС 110 кВ Казаяк-тяга, ВЛ 110 кВ Улу-Теляк-тяга - АМЕТ II цепь	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16			
122	ПС 110 кВ Казаяк-тяга, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №47959-11, 22944-02	A	ТОЛ		
				B	-		
				C	ТПК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
123	ПС 110 кВ Казаяк-тяги, фидер №5-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-11	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
124	ПС 110 кВ Казаяк-тяги, фидер №6-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №22944-13	А	ТПК-10		
				В	-		
				С	ТПК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
125	ПС 110 кВ Казаяк-тяги, фидер №8-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
126	ПС 110 кВ Казаяк-тяги, фидер №7-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-08	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
127	ПС 110 кВ Каран-Елга-тяги, ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
128	ПС 110 кВ Каран-Елга-тяги, ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
129	ПС 110 кВ Каран-Елга- тяга, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
130	ПС 110 кВ Каран-Елга- тяга, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
131	ПС 110 кВ Каран-Елга- тяга, фидер №59-04-10 кВ (Фидер 4)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
132	ПС 110 кВ Карламан-тяги, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
133	ПС 110 кВ Карламан-тяги, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
134	ПС 110 кВ Карламан-тяги, ОВ 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
135	ПС 110 кВ Карламан-тяга, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-00	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
136	ПС 110 кВ Карламан-тяга, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-00	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
137	ПС 110 кВ Карламан-тяга, фидер №3-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-00	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6				
138	ПС 110 кВ Карламан-тяги, фидер №4-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-00	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17				
				В	-						
				С	ТЛМ-10						
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2						
				В							
				С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3							
		139	ПС 110 кВ Карламан-тяги, фидер №5-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03			А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
								В	-		
С	ТЛО-10										
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00			А	НАМИ-10-95УХЛ2						
				В							
				С							
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-P1В-3							
140	ПС 110 кВ Карламан-тяги, фидер №6-10 кВ			ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
						В	-				
		С	ТЛО-10								
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2						
				В							
				С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
141	ПС 110 кВ Карламан-тяги, фидер №7-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №7069-02	А	ТОЛ 10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТОЛ 10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
142	ПС 110 кВ Карламан-тяги, фидер №286-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2473-00	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
143	ПС 110 кВ Ключарёво-тяги, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6			
144	ПС 110 кВ Ключарёво-тяга, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12			
				В	ТГФМ-110 II*					
				С	ТГФМ-110 II*					
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1			ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	
				В	НАМИ-110 УХЛ1					
				С	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03		Метроном-50М Рег. № 68916-17						
145	ПС 110 кВ Ключарёво-тяга, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-11		А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03			УСВ-3 Рег. № 51644-12
					В	-				
					С	ТЛО-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97		А	НАМИТ-10		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	
					В					
				С						
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3		Метроном-50М Рег. № 68916-17						
146	ПС 110 кВ Ключарёво-тяга, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03		А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03			УСВ-3 Рег. № 51644-12
					В	-				
					С	ТЛО-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97		А	НАМИТ-10		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	
					В					
				С						
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3		Метроном-50М Рег. № 68916-17						

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
147	ПС 110 кВ Ключарёво-тяги, фидер №3-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2473-00	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				В	-				
				С	ТЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
		148	ПС 110 кВ Ключарёво-тяги, фидер №4-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-00			А	ТЛМ-10
								В	-
С	ТЛМ-10								
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97			А	НАМИТ-10				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-P1B-3					
149	ПС 110 кВ Ключарёво-тяги, фидер №5-ПЭ-10 кВ			ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №22192-07	А	ТПЛ-10-М		
						В	-		
		С	ТПЛ-10-М						
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6				
150	ПС 110 кВ Ключарёво-тяги, фидер №6-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17				
				В	-						
				С	ТЛО-10						
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10						
				В							
				С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3							
		151	ПС 110 кВ Ключарёво-тяги, фидер №7-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59			А	ТПЛ-10У3	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
								В	-		
С	ТПЛ-10У3										
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97			А	НАМИТ-10						
				В							
				С							
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-P1B-3							
152	ПС 110 кВ Ключарёво-тяги, фидер №9-10 кВ			ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №22192-07	А	ТПЛ-10-М	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
						В	-				
		С	ТПЛ-10-М								
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10						
				В							
				С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
153	ПС 110 кВ Ключарёво-тяги, фидер №10-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
154	ПС 110 кВ Ключарёво-тяги, фидер №11-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №22192-07	А	ТПЛ-10-М		
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
155	ПС 110 кВ Ключарёво-тяги, фидер №12-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-08	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
156	ПС 110 кВ Кудеевка, ВЛ 110 кВ СПП - Восточная I цепь (Ввод 1 110 кВ)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №40088-08	A	VAU-123	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16			
157	ПС 110 кВ Кудеевка, ВЛ 110 кВ СПП - Восточная II цепь (Ввод 2 110 кВ)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16			
158	ПС 110 кВ Кудеевка, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =75/5 №814-53	A	ТПФМ-10		
				B	-		
				C	ТПФМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6				
159	ПС 110 кВ Кудеевка, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17				
				В	-						
				С	ТПЛ-10						
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2						
				В							
				С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3							
		160	ПС 110 кВ Кудеевка, фидер №4-10 кВ Промышленное предприятие	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №22944-02			А	ТПК-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
								В	-		
С	ТПК-10										
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00			А	НАМИ-10-95УХЛ2						
				В							
				С							
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11			А1805RL-P4G-DW-4							
161	ПС 110 кВ Кудеевка, фидер №5-10 кВ			ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №814-53	А	ТПФМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
						В	-				
		С	ТПФМ-10								
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2						
				В							
				С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
162	ПС 110 кВ Кудеевка, фидер №6-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №814-53	А	ТПФМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
163	ПС 110 кВ Кудеевка, фидер №7-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №8913-82	А	ТВК-10		
				В	-		
				С	ТВК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
164	ПС 110 кВ Пихта-тяга, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P3В-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
165	ПС 110 кВ Пихта-тяги, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					
166	ПС 110 кВ Пихта-тяги, ОВ 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					
167	ПС 110 кВ Пихта-тяги, фидер №2-ДПР-27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	А	ТФЗМ-35А-У1		
				В	-		
				С	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
168	ПС 110 кВ Пихта-тяга, фидер № 1-СЦБ-27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	А	ТФЗМ-35А-У1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4			
169	ПС 110 кВ Пихта-тяга, фидер №1-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №2473-00	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			
170	ПС 110 кВ Пихта-тяга, фидер №4-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №2473-00	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
171	ПС 110 кВ Пихта-тяги, фидер №5-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-00	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
172	ПС 110 кВ Пихта-тяги, фидер №6-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-00	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
173	ПС 110 кВ Приуралье-тяги, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
174	ПС 110 кВ Приуралье-тяги, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
175	ПС 110 кВ Приуралье-тяги, ф.2 ВЛ 35 кВ Приуралье - Бакалдино 2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №3690-73	А	ТФН-35М	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					
176	ПС 110 кВ Приуралье- тяги, Ф.3 ВЛ 35 кВ Приуралье - Бакалдино 1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №3690-73	А	ТФН-35М	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
177	ПС 110 кВ Приуралье-тяги, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №2473-00	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
178	ПС 110 кВ Приуралье-тяги, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-00	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
179	ПС 110 кВ Приуралье-тяги, фидер №3-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
180	ПС 110 кВ Приуралье-тяги кВ, фидер №303-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				В	-				
				С	ТЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
		181	ПС 110 кВ Приуралье-тяги кВ, фидер №304-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2473-69			А	ТЛМ-10
								В	-
С	ТЛМ-10								
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00			А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-P1В-3					
182	ПС 110 кВ Приуралье-тяги кВ, фидер №305-10 кВ			ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2473-69	А	ТЛМ-10		
						В	-		
		С	ТЛМ-10						
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
183	ПС 110 кВ Приютово-тяги, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №34096-07	А	ТГФ110-II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФ110-II*		
				С	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4			
184	ПС 110 кВ Приютово-тяги, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №34096-07	А	ТГФ110-II*		
				В	ТГФ110-II*		
				С	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4			
185	ПС 110 кВ Приютово-тяги, Ф.1 ГПЗ 35 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №37491-08	А	STSM-38		
				В	STSM-38		
				С	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
186	ПС 110 кВ Приютово-тяги, Ф.2 Комсомольская 35 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №37491-08	А	STSM-38	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	STSM-38		
				С	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
187	ПС 110 кВ Приютово-тяги, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №814-53	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3			
188	ПС 110 кВ Приютово-тяги, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №22192-07	А	ТПЛ-10-М		
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6				
189	ПС 110 кВ Приютово-тяги, фидер №3-10 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПК-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17				
			КТТ=50/5	В	-						
			№22944-02	С	ТПК-10						
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10-95УХЛ2						
			КТН=10000/100	В							
			№20186-00	С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3							
		190	ПС 110 кВ Приютово-тяги, фидер №4-10 кВ	ТТ	КТ=0,5			А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
					КТТ=400/5			В	-		
№1276-59	С				ТПЛ-10						
ТН	КТ=0,5			А	НАМИ-10-95УХЛ2						
	КТН=10000/100			В							
	№20186-00			С							
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-P1В-3							
191	ПС 110 кВ Приютово-тяги, фидер №5-10 кВ			ТТ	КТ=0,2S	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
					КТТ=200/5	В	-				
		№25433-06	С		ТЛО-10						
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10-95УХЛ2						
			КТН=10000/100	В							
			№20186-00	С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
192	ПС 110 кВ Приютово- тяги, фидер №6 ПГ -10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №518-50	А	ТПОФ	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
193	ПС 110 кВ Равтау-тяги, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	А1802RALQ-P4GB-DW-4			
194	ПС 110 кВ Равтау-тяги, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	А1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
195	ПС 110 кВ Равтау-тяга фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				В	-				
				С	ТПЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
		196	ПС 110 кВ Равтау-тяга, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №25433-03			А	ТЛО-10
								В	-
С	ТЛО-10								
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00			А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-P1В-3					
197	ПС 110 кВ Равтау-тяга кВ, фидер №173-10 кВ			ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2473-00	А	ТЛМ-10		
						В	-		
		С	ТЛМ-10						
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
198	ПС 110 кВ Равтау-тяга кВ, фидер №174-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2473-00	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
199	ПС 110 кВ Раевка-тяга, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			
200	ПС 110 кВ Раевка-тяга, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
201	ПС 110 кВ Раевка-тяги, ВЛ 110 кВ Сахарный завод 1ц	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			
202	ПС 110 кВ Раевка-тяги, ВЛ 110 кВ Сахарный завод 2ц	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			
203	ПС 110 кВ Раевка-тяги, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6				
204	ПС 110 кВ Раевка-тяга, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №15128-03	А	ТОЛ 10-1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17				
				В	-						
				С	ТОЛ 10-1						
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10						
				В							
				С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3							
		205	ПС 110 кВ Раевка-тяга, фидер №3-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-69			А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
								В	-		
С	ТЛМ-10										
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02			А	НАМИТ-10						
				В							
				С							
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-P1B-3							
206	ПС 110 кВ Раевка-тяга, фидер №4-10 кВ			ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №47959-16	А	ТОЛ	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
						В	-				
		С	ТОЛ								
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10						
				В							
				С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
207	ПС 110 кВ Раевка-тяга, фидер №5-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
208	ПС 110 кВ Раевка-тяга, фидер №6-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
209	ПС 110 кВ Раевка-тяга, фидер №7-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
210	ПС 110 кВ Раевка-тяги, фидер №8-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
211	ПС 110 кВ Сермёново-тяги, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					
212	ПС 110 кВ Сермёново-тяги, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6				
213	ПС 110 кВ Сермёново-тяги, фидер №1-ДПР-27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №664-51	А	ТФН-35	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17				
				В	-						
				С	ТФН-35						
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65						
				В	ЗНОМ-35-65						
				С	-						
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-РЗВ-3							
		214	ПС 110 кВ Сермёново-тяги, фидер №2-ДПР-27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73			А	ТФН-35М	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
								В	-		
С	ТФН-35М										
ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70			А	ЗНОМ-35-65						
				В	ЗНОМ-35-65						
				С	-						
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RAL-РЗВ-3							
215	ПС 110 кВ Сермёново-тяги, фидер №36-01-10 кВ (Фидер 1)			ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
						В	-				
		С	ТПЛ-10								
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2						
				В							
				С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
216	ПС 110 кВ Сермёново-тяги, фидер №36-02-10 кВ (Фидер 2)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-B-4			
217	ПС 110 кВ Сермёново-тяги, фидер №36-03-10 кВ (Фидер 3)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
218	ПС 110 кВ Слак-тяги, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
219	ПС 110 кВ Слак-тяги, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					
220	ПС 110 кВ Слак-тяги, ввод 0,4 кВ от ТСН-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №22656-02	А	Т-0,66		
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-4					
221	ПС 110 кВ Слак-тяги, ввод 0,4 кВ от ТСН-2	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №22656-02	А	Т-0,66		
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
222	ПС 110 кВ Тавтиманово- тяги, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					
223	ПС 110 кВ Тавтиманово- тяги, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					
224	ПС 110 кВ Тавтиманово- тяги, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
225	ПС 110 кВ Тавиманово- тяга, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
226	ПС 110 кВ Тавиманово- тяга, фидер №3-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №814-53	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
227	ПС 110 кВ Тавиманово- тяга, фидер №4-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №25433-11	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
228	ПС 110 кВ Тавтиманово- тяга, фидер №5-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
229	ПС 110 кВ Тавтиманово- тяга, фидер №6-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №45370-10	А	ТВК		
				В	-		
				С	ТВК		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
230	ПС 110 кВ Тавтиманово- тяга, фидер №7-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №48923-12	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
231	ПС 110 кВ Талды-Булак- тяга, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					
232	ПС 110 кВ Талды-Булак- тяга, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					
233	ПС 110 кВ Талды-Булак- тяга, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №47958-16	А	ТПЛ	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
234	ПС 110 кВ Талды-Булак- тяга, фидер №4-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №15128-07	А	ТОЛ-10-I	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
235	ПС 110 кВ Талды-Булак- тяга, фидер №6-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №15128-03	А	ТОЛ 10-1		
				В	-		
				С	ТОЛ 10-1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
236	ПС 110 кВ Удряк-тяга, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
237	ПС 110 кВ Удряк-тяги, КЛ 0,4 кВ к ТСН-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №22656-02	А	Т-0,66	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4			
238	ПС 110 кВ Улу-Теляк-тяги, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №34096-07	А	ТГФ110-II*		
				В	ТГФ110-II*		
				С	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4			
239	ПС 110 кВ Улу-Теляк-тяги, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №34096-07	А	ТГФ110-II*		
				В	ТГФ110-II*		
				С	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
240	ПС Улу-Теляк-т 110/10 кВ, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-00	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
241	ПС Улу-Теляк-т 110/10 кВ, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-00	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
242	ПС Улу-Теляк-т 110/10 кВ, фидер №3-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2473-00	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
243	ПС Улу-Теляк-т 110/10 кВ, фидер №4-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
244	ПС Улу-Теляк-т 110/10 кВ, фидер №5-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2473-00	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
245	ПС 110 кВ Уршак-тяга, ВЛ 110 кВ Уршак-тяга - Кабаково-тяга	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №52261-12	А	ТГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
246	ПС 110 кВ Уршак-тяги, ВЛ 110 кВ Бекетово - Уршак-тяги	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №52261-12	А	ТГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
247	ПС 110 кВ Черемшан-тяги, ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			
248	ПС 110 кВ Черемшан-тяги, ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6				
249	ПС 110 кВ Черемшан-тяга, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17				
				В	-						
				С	ТПЛМ-10						
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2						
				В							
				С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3							
		250	ПС 110 кВ Черемшан-тяга, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №2363-68			А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
								В	-		
С	ТПЛМ-10										
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00			А	НАМИ-10-95УХЛ2						
				В							
				С							
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-P1B-3							
251	ПС 110 кВ Черемшан-тяга, фидер №47-04-10 кВ (Фидер 4)			ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
						В	-				
		С	ТПЛ-10								
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2						
				В							
				С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
252	ПС 110 кВ Черемшан-тяги, фидер №47-07-10 кВ (Фидер 7)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
253	ПС 110 кВ Черемшан-тяги, фидер №47-08-10 кВ (Фидер 8)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
254	ПС 110 кВ Черниковка- Восточная-тяги, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №40088-08	А	VAU-123	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	VAU-123		
				С	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №40088-08	А	VAU-123		
				В	VAU-123		
				С	VAU-123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
255	ПС 110 кВ Черниковка-Восточная-тяга, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №40088-08	А	VAU-123	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	VAU-123		
				С	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №40088-08	А	VAU-123		
				В	VAU-123		
				С	VAU-123		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16			
256	ПС 110 кВ Черниковка-Восточная-тяга, фидер №1-ПЭ-6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2473-00	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05			
257	ПС 110 кВ Черниковка-Восточная-тяга, фидер №2-ПЭ-6 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6				
258	ПС 110 кВ Черниковка-Восточная-тяги, фидер №4-6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №22944-13	A	ТПК-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17				
				B	-						
				C	ТПК-10						
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2						
				B							
				C							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3							
		259	ПС 110 кВ Черниковка-Восточная-тяги, фидер №5-6 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03			A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
								B	-		
C	ТЛО-10										
ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05			A	НАМИ-10-95УХЛ2						
				B							
				C							
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-P1В-3							
260	ПС 110 кВ Черниковка-Восточная-тяги, фидер №6-6 кВ			ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
						B	-				
		C	ТОЛ-СЭЩ-10								
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2						
				B							
				C							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
261	ПС 110 кВ Черниковка-Восточная-тяги, фидер №7-6 кВ ОАО Уралтранснефтепродукт	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №25433-08	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
262	ПС 110 кВ Черниковка-Восточная-тяги, фидер №8-6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05					
263	ПС 110 кВ Черниковка-Восточная-тяги, фидер №9-6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
264	ПС 110 кВ Черниковка-Восточная-тяги, фидер №10-6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №22944-13	А	ТПК-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
265	ПС Черниковка-Восточная-тяги 110/35/6 кВ, фидер №11-6 кВ ОАО Уралтранснефтепродукт	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
266	ПС 110 кВ Черниковка-Восточная-тяги, фидер №12-6 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
267	ПС 110 кВ Чишмы-тяга, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №34096-07	А	ТГФ110-II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФ110-II*		
				С	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4					
268	ПС 110 кВ Чишмы-тяга, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №34096-07	А	ТГФ110-II*		
				В	ТГФ110-II*		
				С	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4					
269	ПС 110 кВ Чишмы-тяга, Ф.1 35 кВ Сахарный завод 1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №37491-08	А	STSM-38		
				В	STSM-38		
				С	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	А1802RALQ-Р4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
270	ПС 110 кВ Чишмы-тяга, Ф.2 35 кВ Сахарный завод 2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №37491-08	А	STSM-38	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	STSM-38		
				С	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
271	ПС 110 кВ Чишмы-тяга, Ф.3 ВЛ 35 кВ Ирек - Чишмы-тяга	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №26417-04	А	ТФ3М 35А-У1		
				В	ТФ3М 35А-У1		
				С	ТФ3М 35А-У1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
272	ПС 110 кВ Чишмы-тяга, Ф.4 ВЛ 35 кВ Ирек - Бабиново	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №37491-08	А	STSM-38		
				В	STSM-38		
				С	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
273	ПС 110 кВ Чишмы-тяга, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №25433-11	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
274	ПС 110 кВ Чишмы-тяга, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
275	ПС 110 кВ Чишмы-тяга, фидер №3-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
276	ПС 110 кВ Чишмы-тяга, фидер №4-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
277	ПС 110 кВ Чишмы-тяга, фидер №6-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
278	ПС 110 кВ Чишмы-тяга, фидер №7-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-08	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
279	ПС 110 кВ Чишмы-тяга, фидер №8-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
280	ПС 110 кВ Чишмы-тяга, фидер №9-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №2363-68	А	ТПЛИМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛИМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
281	ПС 35 кВ Шакша-тяга, ВЛ 35 кВ Шакша районная - Шакша-тяга 1ц (Ввод-1 35 кВ)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №37491-08	А	STSM-38		
				В	STSM-38		
				С	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №37493-08	А	NTSM-38		
				В	NTSM-38		
				С	NTSM-38		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
282	ПС 35 кВ Шакша-тяги, ВЛ 35 кВ Шакша районная - Шакша-тяги 2ц (ввод-2 35 кВ)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №37493-08	A	NTSM-38		
				B	NTSM-38		
				C	NTSM-38		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			
283	ПС 35 кВ Шакша-тяги, фидер №1-6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №15128-01	A	ТОЛ 10-1		
				B	-		
				C	ТОЛ 10-1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
284	ПС 35 кВ Шакша-тяги, фидер №2-6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
285	ПС 35 кВ Шакша-тяга, фидер №3-6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №814-53	А	ТПФМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
286	ПС 35 кВ Шакша-тяга, фидер №4-6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №25433-11	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
287	ПС 35 кВ Шакша-тяга, фидер №5-6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6				
288	ПС 35 кВ Шакша-тяга, фидер №6-6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №814-53	А	ТПФМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17				
				В	-						
				С	ТПФМ-10						
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2						
				В							
				С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3							
		289	ПС 35 кВ Шакша-тяга, фидер №7-6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59			А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
								В	-		
С	ТПЛ-10										
ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05			А	НАМИ-10-95УХЛ2						
				В							
				С							
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-P1В-3							
290	ПС 110 кВ Шафраново- тяга, ввод 110 кВ Т-1			ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
						В	ТГФМ-110 II*				
		С	ТГФМ-110 II*								
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1						
				В	НАМИ-110 УХЛ1						
				С	НАМИ-110 УХЛ1						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
291	ПС 110 кВ Шафраново- тяги, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-РЗВ-4			
292	ПС 110 кВ Шафраново- тяги, ВЛ 35 кВ Алдарово- Шафраново-тяги 1ц	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №37491-08	А	STSM-38		
				В	STSM-38		
				С	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			
293	ПС 110 кВ Шафраново- тяги, ВЛ 35 кВ Алдарово- Шафраново-тяги 2ц	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №37491-08	А	STSM-38		
				В	STSM-38		
				С	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
294	ПС 110 кВ Шафраново- тяга, Ф.3, ВЛ 35 кВ Ташлы	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №37491-08	А	STSM-38	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	STSM-38		
				С	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			
295	ПС 110 кВ Шафраново- тяга, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
296	ПС 110 кВ Шафраново- тяга, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №22944-02	А	ТПК-10		
				В	-		
				С	ТПК-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
297	ПС 110 кВ Шафраново- тяги, фидер №4-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
298	ПС 110 кВ Шафраново- тяги, фидер №5-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
299	ПС 110 кВ Шафраново- тяги, фидер №6-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №47958-16	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
300	ПС 110 кВ Шафраново- тяги, фидер №7-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №25433-11	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
301	ПС 110 кВ Шафраново- тяги, фидер 8ПГ -10 кВ (Фидер ФПП)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
302	ПС 110 кВ Шингак-Куль- тяги, ВЛ 110 кВ Раевка-тяги - Ирек	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
303	ПС 110 кВ Шингак-Куль- тяга, ВЛ 110 кВ Чишмы- тяга - Новая Желтая	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
304	ПС 110 кВ Шингак-Куль- тяга, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					
305	ПС 110 кВ Шингак-Куль- тяга, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
306	ПС 110 кВ Шингак-Куль- тяга, фидер №3-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
307	ПС 110 кВ Шингак-Куль- тяга, фидер №4-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
308	ПС 110 кВ Шингак-Куль- тяга, фидер №5-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
309	ПС 110 кВ Шингак-Куль- тяга, фидер №6-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
310	ПС 110 кВ Шингак-Куль- тяга, фидер №7-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
311	ПС 110 кВ Юрмаш-тяга, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №53344-13	А	ТОГФМ-110		
				В	ТОГФМ-110		
				С	ТОГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
312	ПС 110 кВ Юрмаш-тяги, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №53344-13	А	ТОГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТОГФМ-110		
				С	ТОГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
313	ПС 110 кВ Юрмаш-тяги, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
314	ПС 110 кВ Юрмаш-тяги, фидер №2-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
315	ПС 110 кВ Юрмаш-тяги, фидер №4-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
316	ПС 110 кВ Юрмаш-тяги, фидер №5-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
317	ПС 110 кВ Юрмаш-тяги, фидер №6-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
318	ПС 110 кВ Юрмаш-тяги, фидер №7-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №47959-16	А	ТОЛ	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТОЛ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
319	ПС 110 кВ Юрмаш-тяги, фидер №8-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
320	ПС 110 кВ Юша-тяги, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
321	ПС 110 кВ Юша-тяги, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					
322	ПС 110 кВ Юша-тяги, Ф.1 ДПР 27,5 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №3690-73	А	ТФН-35М		
				В	-		
				С	ТФН-35М		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RAL-РЗВ-4					
323	ПС 110 кВ Юша-тяги, Ф.2 ДПР 27, 5 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =200/5 №21256-03	А	ТОЛ 35		
				В	-		
				С	-		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №21257-06	А	ЗНОЛ-35III		
				В	ЗНОЛ-35III		
				С	-		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RAL-РЗВ-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
324	ПС 110 кВ Юша-тяги, ОРУ 27,5 кВ, Ф.3 ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	А	ТФН-35М	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4			
325	ПС 110 кВ Юша-тяги, фидер №3-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59,2363-68	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
326	ПС 110 кВ Юша-тяги, фидер №4-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2473-00	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
327	ПС 110 кВ Юша-тяги, фидер №5-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-06	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
328	ПС 110 кВ Ямбахта-тяги, ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
329	ПС 110 кВ Ямбахта-тяги, ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
330	ПС 110 кВ Ямбахта-тяга, фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
331	ПС 110 кВ Ямбахта-тяга, фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №22192-07	А	ТПЛ-10-М		
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
332	ПС 110 кВ Ямбахта-тяга, фидер №48-03-10 кВ (Фидер 3)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
333	ПС 110 кВ Ямбахта-тяга, фидер №6-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
334	ПС 110 кВ Ямбахта-тяга, фидер №48-07-10 кВ (Фидер 7)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
335	ПС 110 кВ Янаул-тяга, ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №16635-05	А	ТГФ110	RTU-327, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
336	ПС 110 кВ Янаул-тяги, ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №16635-05	А	ТГФ110	RTU-327, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4			
337	ПС 110 кВ Янаул-тяги, ф. ДПР-1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3690-73	А	ТФ3М-35А-У1		
				В	ТФ3М-35А-У1		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3			
338	ПС 110 кВ Янаул-тяги, ф. ДПР-2 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3690-73	А	ТФ3М-35А-У1		
				В	ТФ3М-35А-У1		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
339	ПС 110 кВ Янаул-тяги, яч.3 Ф.1-6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
340	ПС 110 кВ Янаул-тяги, яч.4 Ф.2-6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
341	ПС 110 кВ Янаул-тяги, яч.5 Ф.3-6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
342	ПС 110 кВ Янаул-тяги, яч.6 Ф.4-6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				В	-				
				С	ТПЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
		343	ПС 110 кВ Янаул-тяги, яч.9 Ф.5-6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59			А	ТПЛ-10
								В	-
С	ТПЛ-10								
ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05			А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-B-3					
344	ПС 110 кВ Янаул-тяги, яч.10 Ф.6-6 кВ			ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
						В	-		
		С	ТПЛМ-10						
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
345	ПС 110 кВ Янаул-тяга, яч.11 Ф.7-6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3			
346	ПС 110 кВ Янаул-тяга, яч.12 Ф.8-6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3			
347	ПС 110 кВ Ново-Абзаково- тяга, Ввод Т1-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
348	ПС 110 кВ Ново-Абзаково- тяги, Ввод Т2-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
349	ПС 110 кВ Ново-Абзаково- тяги, фидер №7-10 кВ Котельная	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					
350	ПС 110 кВ Ново-Абзаково- тяги, фидер №5-10 кВ Турбаза Ручеек	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №60002-15	A	НАМИ		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
351	ПС 110 кВ Ново-Абзаково- тяга, фидер №3-10 кВ Кварц	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327, Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №60002-15	A	НАМИ		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			
352	ПС 110 кВ Ново-Абзаково- тяга, фидер №1-10 кВ Погрузочная площадка	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №7069-79	A	ТОЛ 10		
				B	-		
				C	ТОЛ 10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №60002-15	A	НАМИ		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			
353	ПС 110 кВ Ново-Абзаково- тяга, фидер №2-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10У3		
				B	-		
				C	ТПЛ-10У3		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
354	ПС 110 кВ Ново-Абзаково- тяги, фидер №1-ДПР-27,5 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №47124-11	A	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	RTU-327, Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					
355	ПС 110 кВ Ново- Абзаково-тяги, фидер №2- ДПР-27,5 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №47124-11	A	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
				B	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					
356	ПС 110 кВ Укшук-тяги, Ввод Т1-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
357	ПС 110 кВ Укшук-тяга, Ввод Т2-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
358	ПС 110 кВ Укшук-тяга, фидер №1-ДПР-27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3690-73	A	ТФН-35М	RTU-327, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТФН-35М		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
359	ПС 110 кВ Укшук-тяга, фидер №2-ДПР-27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3689-73, 3690-73	A	ТФНД-35М	RTU-327, Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТФН-35М		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					

Примечания:

- 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
- 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.
- 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.
- 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1, 2, 8, 9, 17, 27, 28, 40, 41, 86, 97, 113, 114, 120, 127, 128, 143, 144, 164, 183, 184, 199 – 202, 238, 239, 247, 248, 267, 268, 291 – 294, 302, 303, 328, 329, 335, 336, 347, 348	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
3, 4, 10 – 12, 14, 15, 22 – 24, 26, 29 – 34, 37 – 39, 42, 43, 47, 48, 51 – 65, 69 – 71, 75, 78, 79, 83 – 85, 89 – 96, 101, 102, 104, 105, 109 – 112, 117, 119, 122, 124, 130, 135 – 138, 142, 147 – 149, 151, 152, 154, 158 – 163, 167, 169 – 172, 175 – 182, 187 – 190, 192, 195 – 198, 204 – 210, 213 – 215, 217, 224, 226 – 230, 234, 235, 240 – 242, 244, 249 – 251, 253, 256, 258, 261 – 265, 275, 277, 280, 283 – 289, 297, 300, 301, 305, 307 – 310, 316, 318, 324 – 326, 330 – 334, 337 – 346, 350 – 353, 358, 359	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
5 – 7, 16, 25, 44 – 46, 68, 74, 88, 103, 106, 118, 123, 125, 126, 129, 131, 139 – 141, 145, 146, 150, 153, 155, 191, 203, 225, 233, 243, 252, 257, 259, 260, 266, 278, 295, 304, 306, 327, 349, 354, 355	Активная Реактивная	1,0 1,8	2,8 4,0
13, 115, 116, 281, 282	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
18, 274, 314	Активная	0,8	2,6
	Реактивная	1,4	4,0

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
19	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	3,4
20, 21, 35, 36, 49, 50, 66, 67, 76, 77, 81, 82, 87, 98 – 100, 107, 108, 121, 132 – 134, 156, 157, 165, 166, 173, 174, 185, 186, 193, 194, 211, 212, 218, 219, 222, 223, 231, 232, 236, 245, 246, 254, 255, 269, 270, 272, 290, 311, 312, 320, 321, 356, 357	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
72, 73	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
80	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
168, 216, 322	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
220, 221, 237	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,1	4,4
271	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,0	2,8
273, 276, 279, 296, 298, 299, 313, 315, 319	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
317	Активная	0,8	2,6
	Реактивная	1,4	3,5
323	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	
Примечания:			
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).			
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие Р = 0,95.			
3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% I _{ном} cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°С.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012, ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 (рег. № 41907-09) - для УСПД RTU-327 (рег. № 19495-03) - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -40 до +35 от -40 до +55 от +1 до +50 От 0 до +75 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАльфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-17): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 50000 72 90000 72 90000 72 140000 72 220000 72

Продолжение таблицы 6

1	2
УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35000 24 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;

- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (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 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	STSM-38	48 шт.
Трансформатор комбинированный	VAU-123	30 шт.
Трансформатор тока	T-0,66	12 шт.
Трансформатор тока	ТВК-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	12 шт.
Трансформатор тока	ТГФ110	6 шт.
Трансформатор тока	ТГФ110-II*	30 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	6 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110 II*	183 шт.
Трансформатор тока	ТЛК10	2 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	76 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	122 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10	7 шт.
Трансформатор тока	ТОГФМ-110	12 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ	5 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 35	1 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 10	4 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	4 шт.
Трансформатор тока	ТПК-10	17 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10, ТПЛ-10У3	91 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	14 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ	6 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10с	2 шт.

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	63 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-СВЭЛ	1 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ 10, ТПОЛ-10	12 шт.
Трансформатор тока	ТПОФ	2 шт.
Трансформатор тока	ТПФМ-10	14 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 35А-У1	3 шт.
Трансформатор тока	ТФН-35	2 шт.
Трансформатор тока	ТФН-35М, ТФЗМ-35А-У1	23 шт.
Трансформатор тока	ТФНД-35М	1 шт.
Трансформатор напряжения	NTSM-38	12 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-35III	2 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	28 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ	1 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	62 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	192 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	30 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	9 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	7 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	1 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	6 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	263 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазны многофункциональные	A1800	43 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	19 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	31 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	5 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	5 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Устройство синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Формуляр	13526821.4611.197.ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Башкортостан», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Башкортостан

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 7706284124

Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью инвестиционно-инжиниринговая группа «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

ИНН 7456013961

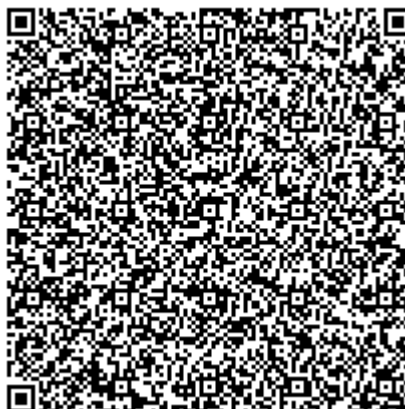
Адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, офис 15

Телефон: +7 (982) 282-82-82

Факс: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Аттестат аккредитации ООО ИИГ «КАРНЕОЛ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312601 от 06.12.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» апреля 2022 г. №847

Регистрационный № 85099-22

Лист № 1
Всего листов 36

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Алтайского края

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Алтайского края (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для 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, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) (основные и/или резервные);

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя серверы ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere. Резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. УСПД единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Допускается опрос счётчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее по основному каналу связи данные с УСПД передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

При отказе основного канала связи или УСПД счётчики опрашиваются по резервному с использованием каналаобразующего оборудования стандарта GSM.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5.

СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, часы серверов, УСПД и счётчиков.

УССВ типа ССВ-1Г, Метроном-50М и УСВ-3 осуществляют приём и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени (основного и резервного) типа Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащен УССВ типа ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным устройством коррекции времени может быть УСВ-3. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащен УССВ типа УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные УСПД синхронизируются от ССВ-1Г посредством ntp-сервера. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Резервные УСПД синхронизируются от резервного сервера ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных), сравнение показаний часов происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM счетчики синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи счетчик – сервер. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 – 3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4 – 6.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ								
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)	Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ				
1	2	3		4		5	6			
1	ПС 110 кВ Алтайская, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12			
				В	ТГФМ-110 II*					
				С	ТГФМ-110 II*					
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1					
				В	НАМИ-110 УХЛ1					
				С	НАМИ-110 УХЛ1					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4				ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	
		ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*					Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*					
С	ТГФМ-110 II*									
ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1							
		В	НАМИ-110 УХЛ1							
		С	НАМИ-110 УХЛ1							
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4								
2	ПС 110 кВ Алтайская, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Метроном-50М, Рег. № 68916-17			
				В	ТГФМ-110 II*					
				С	ТГФМ-110 II*					
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1					
				В	НАМИ-110 УХЛ1					
				С	НАМИ-110 УХЛ1					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4						

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Алтайская, Ф.1 ДПР 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №19720-06	A	ТВ	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				B	ТВ		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					
4	ПС 110 кВ Алтайская, Ф.2 ДПР 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №3690-73	A	ТФН-35М	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				B	ТФН-35М		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					
5	ПС 110 кВ Алтайская, Ф.4 ДПР 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №3690-73	A	ТФН-35М	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				B	ТФН-35М		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Алтайская, ЗРУ 10 кВ, Ф.№1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №25433-06	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №18178-99	А	НАМИТ-10-2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
7	ПС 110 кВ Алтайская, ЗРУ 10 кВ, Ф.№2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №18178-99	А	НАМИТ-10-2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
8	ПС 110 кВ Алтайская, ЗРУ 10 кВ, Ф.№3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №22192-03	А	ТПЛ-10-М		
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №18178-99	А	НАМИТ-10-2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Алтайская, ЗРУ 10 кВ, Ф.№5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №18178-99	А	НАМИТ-10-2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
10	ПС 110 кВ Алтайская, ЗРУ 10 кВ, Ф.№6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №18178-99	А	НАМИТ-10-2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
11	ПС 110 кВ Алтайская, ЗРУ 10 кВ, Ф.№7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №18178-99	А	НАМИТ-10-2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Алтайская, ЗРУ 10 кВ, Ф.№8	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-06	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №18178-99	А	НАМИТ-10-2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
13	ПС 220 кВ Ларичиха, Ввод 220 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №20645-07	А	ТГФ220-II*		
				В	ТГФ220-II*		
				С	ТГФ220-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			
		14	ПС 220 кВ Ларичиха, Ввод 220 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №20645-07	А	ТГФ220-II*
						В	ТГФ220-II*
С	ТГФ220-II*						
ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05			А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04			СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
15	ПС 220 кВ Ларичиха, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ ЛЛ-340 (Ф.№1)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №3690-73	А	ТФН-35М	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			
16	ПС 220 кВ Ларичиха, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ ЛЛ-339 (Ф.№2)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3690-73	А	ТФЗМ-35А-У1	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			
17	ПС 220 кВ Ларичиха, ОРУ 27,5 кВ, Ф.1 ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №3689-73	А	ТФНД-35М	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	ТФНД-35М		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-05	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
18	ПС 220 кВ Ларичиха, ОРУ 27,5 кВ, Ф.2 ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №3689-73	А	ТФНД-35М	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	ТФНД-35М		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-05	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P1B-3			
19	ПС 220 кВ Ларичиха, ОРУ 27,5 кВ, Ф.3 ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №3690-73	А	ТФН-35М	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	ТФН-35М		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-05	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			
20	ПС 220 кВ Плотинная, ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Барнаульская – Плотинная (БП-208)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/1 №20645-05	А	ТГФ 220-II*	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	ТГФ 220-II*		
				С	ТГФ 220-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
21	ПС 220 кВ Плотинная, ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Плотинная – Светлая (ПС-212)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/1 №20645-05	A	ТГФ 220-II*	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17		
				B	ТГФ 220-II*				
				C	ТГФ 220-II*				
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1				
				B	НАМИ-220 УХЛ1				
				C	НАМИ-220 УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
		22	ПС 220 кВ Плотинная, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ ПС-316	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73			A	ТФЗМ-35А-У1
								B	-
C	ТФЗМ-35А-У1								
ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70			A	ЗНОМ-35-65				
				B	ЗНОМ-35-65				
				C	ЗНОМ-35-65				
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-В-3					
23	ПС 220 кВ Плотинная, ОРУ 27,5 кВ, Ф.1 ДПР			ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3690-73	A	ТФН-35М		
						B	ТФН-35М		
		C	-						
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-05	A	ЗНОМ-35-65				
				B	ЗНОМ-35-65				
				C	-				
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
24	ПС 220 кВ Плотинная, ОРУ 27,5 кВ, Ф.2 ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3690-73	А	ТФН-35М	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	ТФН-35М		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3			
25	ПС 220 кВ Плотинная, КРУН 10 кВ, Ф.№1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3			
26	ПС 220 кВ Плотинная, КРУН 10 кВ, Ф.№2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
27	ПС 220 кВ Плотинная, КРУН 10 кВ, Яч.2, Ф.№3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
28	ПС 220 кВ Плотинная, КРУН 10 кВ, Яч.4, Ф.№4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
29	ПС 220 кВ Световская, Ввод 220 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №20645-07	А	ТГФ220-II*		
				В	ТГФ220-II*		
				С	ТГФ220-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6				
30	ПС 220 кВ Световская, Ввод 220 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №20645-07	А	ТГФ220-П*	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17				
				В	ТГФ220-П*						
				С	ТГФ220-П*						
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1						
				В	НАМИ-220 УХЛ1						
				С	НАМИ-220 УХЛ1						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03							
		31	ПС 220 кВ Световская, ОРУ 27,5 кВ, Ф.1 ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №3690-73			А	ТФН-35М	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
								В	-		
С	ТФН-35М										
ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-05			А	ЗНОМ-35-65						
				В	ЗНОМ-35-65						
				С	-						
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-В-3							
32	ПС 220 кВ Световская, ОРУ 27,5 кВ, Ф.2 ДПР			ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №26417-06, 3690-73	А	ТФ3М 35А-У1	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17		
						В	ТФН-35М				
		С	-								
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70, 912-05	А	ЗНОМ-35-65						
				В	ЗНОМ-35-65						
				С	-						
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
33	ПС 220 кВ Смазное, Ввод 220 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №20645-07	А	ТГФ220-II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	ТГФ220-II*		
				С	ТГФ220-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
34	ПС 220 кВ Смазное, Ввод 220 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №20645-07	А	ТГФ220-II*		
				В	ТГФ220-II*		
				С	ТГФ220-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
35	ПС 220 кВ Смазное, ОРУ 35 кВ, Ввод 1 35 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=750/5 №71924-18	А	ТВД-35МКП		
				В	-		
				С	ТВД-35МКП		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70, 912-54	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35		
				С	ЗНОМ-35		
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
36	ПС 220 кВ Смазнево, ОРУ 35 кВ, Ввод 2 35 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=750/5 №71924-18	А	ТВД-35МКП	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВД-35МКП		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70, 912-54	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35		
				С	ЗНОМ-35		
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3			
37	ПС 220 кВ Смазнево, ЗРУ 10 кВ, Ввод 1 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=800/5 №30709-05	А	ТЛП-10		
				В	-		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P1B-3			
38	ПС 220 кВ Смазнево, ЗРУ 10 кВ, Ф.№1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59, 25433-03	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
39	ПС 220 кВ Смазново, ЗРУ 10 кВ, Ф.№2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №30709-05	А	ТЛП-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0.5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P1B-3			
40	ПС 220 кВ Смазново, ЗРУ 10 кВ, Ф.№3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №30709-05	А	ТЛП-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
41	ПС 220 кВ Смазново, ЗРУ 10 кВ, Ф.№4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №30709-05	А	ТЛП-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
42	ПС 220 кВ Смазново, ЗРУ 10 кВ, Ф.№6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №22192-01	А	ТПЛ-10-М	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P4B-3			
43	ПС 220 кВ Смазново, ЗРУ 10 кВ, Ф.№7	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №30709-05	А	ТЛП-10		
				В	-		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3			
44	ПС 220 кВ Тягун, Ввод 220 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №20645-07	А	ТГФ220-II*		
				В	ТГФ220-II*		
				С	ТГФ220-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
45	ПС 220 кВ Тягун, Ввод 220 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №20645-07	А	ТГФ220-II*	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17		
				В	ТГФ220-II*				
				С	ТГФ220-II*				
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1				
				В	НАМИ-220 УХЛ1				
				С	НАМИ-220 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03							
46	ПС 220 кВ Тягун, ЗРУ 10 кВ, Ф.№1	ТТ	КТ=0,2S; КТ=0,5 КТТ=100/5 № 25433-03; № 1276-59	А	ТЛО-10			RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-				
				С	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3							
47	ПС 220 кВ Тягун, ЗРУ 10 кВ, Ф.№2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-06	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17		
				В	-				
				С	ТЛО-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
48	ПС 220 кВ Тягун, ЗРУ 10 кВ, Ф.№3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-06	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			
49	ПС 220 кВ Тягун, ЗРУ 10 кВ, Ф.№4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			
50	ПС 220 кВ Урываево, ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Светлая – Урываево (СУ-216)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №20645-07	А	ТГФ220-II*		
				В	ТГФ220-II*		
				С	ТГФ220-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
51	ПС 220 кВ Урываево, ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Урываево – Зубково (УЗ-218)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №20645-07	А	ТГФ220-II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	ТГФ220-II*		
				С	ТГФ220-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
52	ПС 220 кВ Урываево, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Велижановская - Урываево (ВЛ ВУ-14)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №34096-07	А	ТГФ110-II*		
				В	ТГФ110-II*		
				С	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
53	ПС 220 кВ Урываево, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Урываево - Коротоякская (ВЛ УК-15)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №34096-07	А	ТГФ110-II*		
				В	ТГФ110-II*		
				С	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
54	ПС 220 кВ Урываево, ОРУ 110 кВ, ОМВ 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №34096-07	А	ТГФ110-II*	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	ТГФ110-II*		
				С	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
55	ПС 220 кВ Урываево, ОРУ 27,5 кВ, Ф.1 ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №3690-73	А	ТФ3М-35А-У1		
				В	ТФН-35М		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-05	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
56	ПС 220 кВ Урываево, ОРУ 27,5 кВ, Ф.2 ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №3690-73	А	ТФ3М-35А-У1		
				В	ТФ3М-35А-У1		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-05	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
57	ПС 110 кВ Усть-Тальменская, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Усть-Тальменская – Ново-Черепановская (Ю-13 Усть-Тальменская – Ново-Черепановская)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №16635-05	А	ТГФ110	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17		
				В	ТГФ110				
				С	ТГФ110				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
		58	ПС 110 кВ Усть-Тальменская, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Посевная – Усть-Тальменская с отпайками (Ю-14)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №16635-05			А	ТГФ110
								В	ТГФ110
С	ТГФ110								
ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03			А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04			СЭТ-4ТМ.03					
59	ПС 110 кВ Усть-Тальменская, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Усть-Тальменская - Алтай с отпайкой на ПС Озерская (ВЛ ТА-1402)			ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №16635-05	А	ТГФ110		
						В	ТГФ110		
		С	ТГФ110						
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.02					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
60	ПС 110 кВ Усть-Тальменская, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Усть-Тальменская - Химпром с отпайкой на ПС Озерская (ВЛ ТХ-7)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №16635-05	А	ТГФ110	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17		
				В	ТГФ110				
				С	ТГФ110				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
		61	ПС 110 кВ Усть-Тальменская, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ТН-160	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №16635-05			А	ТГФ110
								В	ТГФ110
С	ТГФ110								
ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03			А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04			СЭТ-4ТМ.03					
62	ПС 110 кВ Усть-Тальменская, ДПР-1 27,5 кВ			ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №19720-06	А	ТВ		
						В	ТВ		
		С	-						
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-05	А	ЗНОМ-35-65				
				В	ЗНОМ-35-65				
				С	-				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
63	ПС 110 кВ Усть-Тальменская, ДПР-2 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №19720-06	A	ТВ	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17		
				B	ТВ				
				C	-				
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70, 912-05	A	ЗНОМ-35-65				
				B	ЗНОМ-35-65				
				C	-				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3					
		64	ПС 110 кВ Усть-Тальменская, ЗРУ 10 кВ, Яч.1, КЛ 10 кВ Л1-1 (ф.№1)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №814-53			A	ТПФМ-10
								B	-
C	ТПФМ-10								
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05			A	НАМИ-10-95УХЛ2				
				B					
				C					
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-B-3					
65	ПС 110 кВ Усть-Тальменская, ЗРУ 10 кВ, Ф.№2			ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №2363-68, 1276-59	A	ТПЛМ-10		
						B	-		
		C	ТПЛ-10						
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2				
				B					
				C					
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
66	ПС 110 кВ Усть-Тальменская, ЗРУ 10 кВ, Ф.№3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №814-53	А	ТПФМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
67	ПС 110 кВ Усть-Тальменская, ЗРУ 10 кВ, Ф.№4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №814-53	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
68	ПС 110 кВ Усть-Тальменская, ЗРУ 10 кВ, Ф.№5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
69	ПС 110 кВ Усть-Тальменская, ЗРУ 10 кВ, Яч.6, 2КЛ 10 кВ Л-6 (ф.№6)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №30709-05	А	ТЛП-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
70	ПС 220 кВ Шпагино, Ввод 220 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №20645-07; №36671-12, №20645-07	А	ТГФ220-II*		
				В	ТГФМ-220 II*		
				С	ТГФ220-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			
71	ПС 220 кВ Шпагино, Ввод 220 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №20645-07	А	ТГФ220-II*		
				В	ТГФ220-II*		
				С	ТГФ220-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
72	ПС 220 кВ Шпагино, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Ф.КШ-330	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	А	ТФЗМ-35А-У1	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17		
				В	-				
				С	ТФЗМ-35А-У1				
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	А	ЗНОМ-35-65				
				В	ЗНОМ-35-65				
				С	ЗНОМ-35-65				
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3					
		73	ПС 220 кВ Шпагино, ЗРУ 10 кВ, Ввод 1 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-06			А	ТЛО-10
								В	-
С	ТЛО-10								
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05			А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97			ЕА02RAL-P1B-3					
74	ПС 220 кВ Шпагино, ЗРУ 10 кВ, Ф.№1			ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №30709-06	А	ТЛП-10		
						В	-		
		С	ТЛП-10						
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
75	ПС 220 кВ Шпагино, ЗРУ 10 кВ, Ф.№3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-06	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3			
76	ПС 220 кВ Шпагино, ЗРУ 10 кВ, Ф.№4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
77	ПС 220 кВ Шпагино, ЗРУ 10 кВ, Ф.№5	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
78	ПС 220 кВ Шпагино, ЗРУ 10 кВ, Ф.№6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №814-53	А	ТПФМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
79	ПС 220 кВ Шпагино, ЗРУ 10 кВ, Ф.№7	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-06	А	ТЛО-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3		Метроном-50М, Рег. № 68916-17			

Примечания:

- 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
- 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.
- 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.
- 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1, 2, 13, 14, 20, 21, 29, 30, 33, 34, 44, 45, 50 – 54, 57 – 61, 70, 71	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
3 – 11, 15, 16, 19, 22 – 25, 27, 28, 31, 32, 35, 36, 38, 42, 46, 55, 56, 64 – 68, 72, 78	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
12, 26, 40, 41, 69, 76, 77	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
17, 18, 62, 63	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
37, 39, 43, 73 – 75, 79	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
47 – 49	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие Р = 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% I _{ном} cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°С.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22

Продолжение таблицы 6

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +40 от -40 до +65 от +1 до +50 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: электросчетчики ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более электросчетчики Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более электросчетчики СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	50000 72 120000 72 90000 72 165000 72 35000 24 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (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 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество (шт./экз.)
1	2	3
Трансформаторы тока	ТГФМ-110 II*	6
Трансформаторы тока	ТВ	6

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Трансформаторы тока	ТФН-35М	16
Трансформаторы тока	ТЛО-10	24
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	17
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	4
Трансформаторы тока	ТГФ220-II*	35
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	9
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	4
Трансформаторы тока	ТГФ 220-II*	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35А-У1	1
Трансформаторы тока	ТВД-35МКП	4
Трансформаторы тока	ТЛП-10	14
Трансформаторы тока	ТГФ110-II*	9
Трансформаторы тока	ТГФ110	15
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	8
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	3
Трансформаторы тока	ТГФМ-220 II*	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	42
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	18
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	34
Счётчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	52
Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные	Альфа А1800	4
Счётчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	20
Счётчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер точного времени	Метроном-50М	2
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Формуляр	13526821.4611.187.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Алтайского края», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Алтайского края

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

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

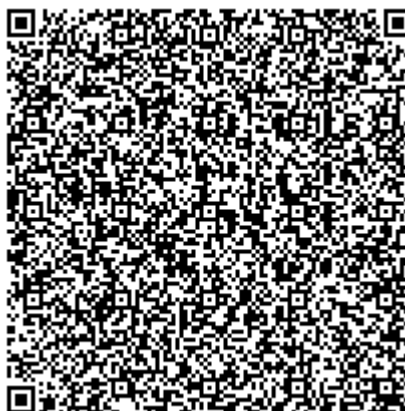
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью инвестиционно-инжиниринговая группа «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)
Адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, офис 15
Телефон: +7 (982) 282-82-82
Факс: +7 (982) 282-82-82
E-mail: carneol@bk.ru
Регистрационный № RA.RU.312601 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации, дата внесения 06.12.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» апреля 2022 г. №847

Регистрационный № 85100-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Антенны рупорные АРЛ-18

Назначение средства измерений

Антенны рупорные АРЛ-18 (далее по тексту – антенны) предназначены (совместно с измерительными приемными устройствами и генераторами) для измерения плотности потока мощности электромагнитного поля, обнаружения и измерения уровней электромагнитных сигналов СВЧ диапазона, а также параметров электромагнитной совместимости радиоэлектронных устройств.

Описание средства измерений

Принцип действия антенн основан на преобразовании плотности потока энергии электромагнитного поля в соответствующую ей высокочастотную мощность в тракте. Для измерений характеристик электромагнитных полей рупоры подключаются к входу анализатора спектра, измерительного приёмника, измерителя мощности или иного приёмного измерительного устройства. Для создания электромагнитных полей рупоры подключаются к генераторам сигналов или иным источникам сигналов.

Конструктивно антенны выполнены на базе Н-образного волновода в центре которого встроены металлические пластины экспоненциальной формы, являющиеся продолжением его выступов. Толщина пластин линейно увеличивается по мере приближения к раскрытию антенны. Антенны имеют форму усеченной пирамиды с прямоугольным основанием и вершиной, переходящей в точку питания. Конструкция антенн обеспечивает в широком диапазоне частот малый коэффициент стоячей волны по напряжению (КСВН) и выраженную направленность в осевом направлении. Поляризация антенны – линейная. Рупоры имеют коаксиальный СВЧ - вход с волновым сопротивлением 50 Ом типа SMA.

Конструкция антенн предусматривает возможность крепления на специализированное крепежное устройство.

Серийный номер, идентифицирующий каждый экземпляр антенны, указывается на информационной наклейке на задней стороне корпуса антенны в формате цифрового обозначения.

Общий вид антенны, места нанесения пломбировки от несанкционированного доступа, нанесения знака поверки и заводского номера представлены на рисунке 1.

Пломбирование предусмотрено в виде наклейки производителя на боковых винтах, скрепляющих корпус антенны.

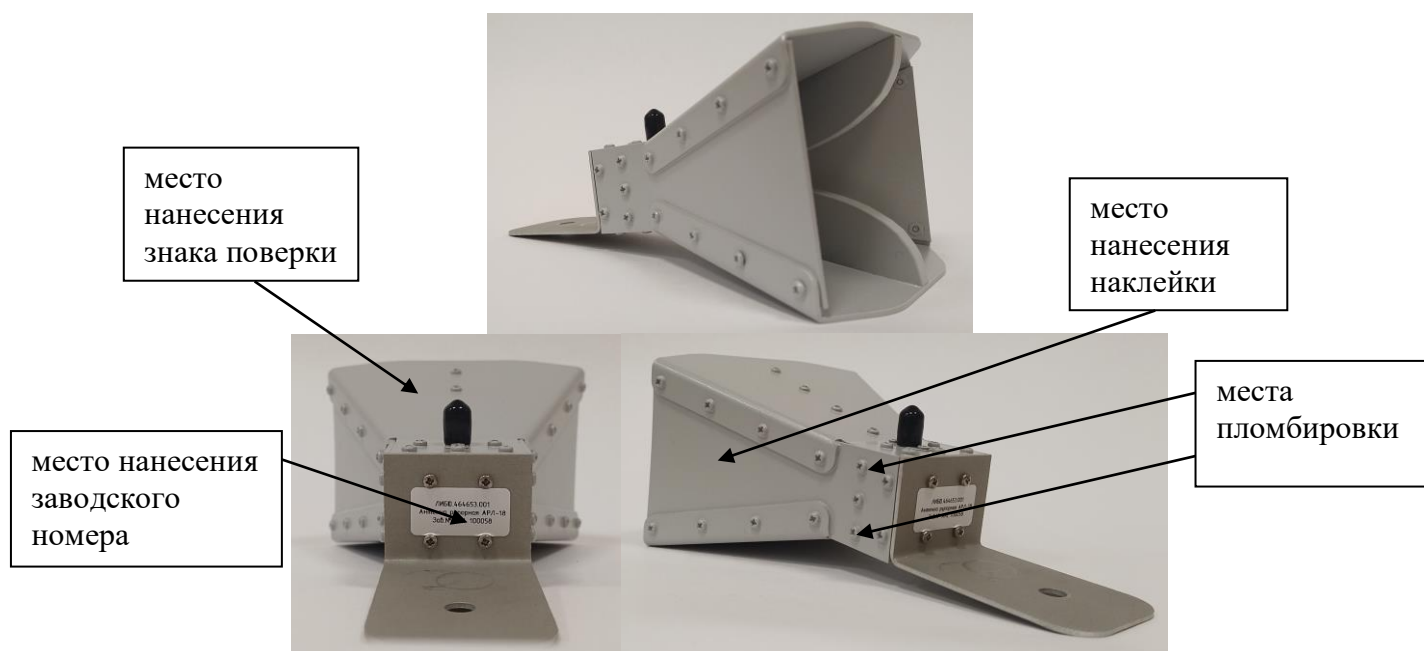


Рисунок 1 - Общий вид антенны

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих частот, ГГц	от 1,8 до 18,0
КСВН входа, не более	2,0
Коэффициент усиления (КУ) в диапазоне рабочих частот, дБ	от 4 до 18
КУ на частоте 3 ГГц, дБ, не менее	6
КУ на частоте 10 ГГц, дБ, не менее	8
Пределы допускаемой погрешности КУ, дБ	$\pm 2,0$

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	110×95×70
Масса, кг, не более	0,3
Средняя наработка на отказ, ч., не менее	20000
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность воздуха при температуре до +25 °С, %, не более атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 80 от 84,0 до 106

Знак утверждения типа

наносится на боковую плоскость антенны в виде наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Антенна рупорная АРЛ-18	ЛИБЮ.464653.001	1 шт.
Транспортная тара	-	1 шт.
Формуляр	ЛИБЮ.464653.001ФО	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ЛИБЮ.464653.001РЭ	1 шт.
Методика поверки	ЛИБЮ.464653.001МП	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» документа ЛИБЮ.464653.001РЭ «Антенны рупорные АРЛ-18. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к антеннам рупорным АРЛ-18

ГОСТ 13317-89 «Элементы соединений СВЧ трактов радиоизмерительных приборов. Присоединительные размеры».

ГОСТ Р 8.574-2000 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений плотности потока энергии электромагнитного в диапазоне частот от 0,3 до 178,4 ГГц».

ЛИБЮ.464653.001ТУ «Антенны рупорные АРЛ-18. Технические условия».

Изготовитель

Закрытое акционерное общество Научно-производственный центр Фирма «НЕЛК» (ЗАО НПЦ Фирма «НЕЛК»)

ИНН 7702040470

Адрес: 109377, г. Москва, ул.1-ая Новокузьминская, д.8/2

Телефон: +7(499) 704-47-11, факс: +7(495) 378-07-85

E-mail: nelk@nelk.ru

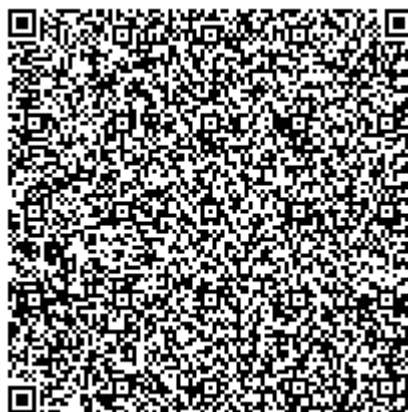
Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Главный научный метрологический центр» Министерства обороны Российской Федерации

Адрес: 141006, Московская область, г. Мытищи, ул. Комарова, 13

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

Аттестат аккредитации ФГБУ «ГНМЦ» Минобороны России по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.311314 от 31.08.2015



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» апреля 2022 г. №847

Регистрационный № 85101-22

Лист № 1
Всего листов 25

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Смоленской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Смоленской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для 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, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ (ИК №№ 1-42) состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основное и/или резервное);

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

АИИС КУЭ (ИК №43) состоит из двух уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 1-42 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Далее по основному каналу связи, данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

При отказе основного канала связи или УСПД счетчики опрашиваются по резервному каналу с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически, путем межсерверного обмена.

Цифровой сигнал с выхода счетчика ИК № 43 при помощи технических средств приема-передачи данных по каналу связи стандарта GSM поступает на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», где осуществляется обработка, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5. СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы УСПД и счётчиков. Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени (основного и резервного) типа Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащен сервером синхронизации времени ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным источником сигналов точного времени является УСВ-3. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ССВ-1Г посредством ntp-сервера. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 1-42 синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики ИК №№ 1-42 синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи счетчик – сервер. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК № 43 синхронизируется от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи счетчик – сервер. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 - 3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4 - 6.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ
1	2	3		4		5	6
1	ПС Вязьма-тяговая, отпайка ВЛ 110 кВ Восток - Вязьма-1 с отпайкой на ПС Вязьма-тяговая I Цепь (ВЛ-827)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.16					
2	ПС Вязьма-тяговая, отпайка ВЛ 110 кВ Восток - Вязьма-1 с отпайкой на ПС Вязьма-тяговая II Цепь (ВЛ-126)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.16					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС Вязьма-тяговая ВВ Т3 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5, 0,2S КТТ=400/5 №3689-73,51517-12	A	ТФНД-35М	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТОЛ-СВЭЛ-35 III		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-05	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-BN-4					
4	ПС Вязьма-тяговая ВВ Т4 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №3689-73	A	ТФНД-35М		
				B	-		
				C	ТФНД-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-05	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P3B-4					
5	ПС Вязьма-тяговая ВВ Т1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	ПС Вязьма-тяговая ВВ Т2 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3					
7	ПС Вязьма-тяговая Ф3 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3					
8	ПС Вязьма-тяговая Ф5 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №14555-02	А1R-3-0L-C25-T+					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ПС Вязьма-тяговая Ф6 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
10	ПС Вязьма-тяговая Ф7 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10		
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
11	ПС Вязьма-тяговая Ф8 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
12	ПС Гагарин-тяговая ВВ ПТ1 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
13	ПС Гагарин-тяговая ВВ ПТ2 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
14	ПС Гагарин-тяговая Ф1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
15	ПС Гагарин-тяговая, КРУН 10 кВ, ф. ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛУ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛУ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
16	ПС Гагарин-тяговая Ф8 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
17	ПС Издешково-тяговая ВВ ПТ1 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	-		
				C	-		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
18	ПС Издёшково-тяговая ВВ ПТ2 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №23256-05	A	-	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
19	ПС Мещерская ВВ ПТ1 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
20	ПС Мещерская ВВ ПТ2 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
21	ПС Мещерская Ф1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
22	ПС Мещёрская, КРУН 10 кВ, ф. ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛУ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
23	ПС Мещерская Ф3 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
24	ПС Милохово, Ввод-1 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-13, 24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
25	ПС Милохово, Ввод-2 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
26	ПС Милохово, ВВ ПТ1,2 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05	А	-		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	-		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.16					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
27	ПС Милохово, ВВ ПТЗ 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-13, 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
28	ПС Милохово, ВВ ПТ4 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	-		
				C	-		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-13, 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
29	ПС Милохово, ДПР 1 27,5 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =50/5 №26417-04	A	ТФЗМ 35А-У1		
				B	ТФЗМ 35А-У1		
				C	-		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
30	ПС Ракитная, отпайка ВЛ 110 кВ Талашкино - КС-3-1 с отпайкой на ПС Ракитная (ВЛ-178)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.16					
31	ПС Ракитная, отпайка ВЛ 110 кВ Талашкино - КС-3-2 с отпайкой на ПС Ракитная (ВЛ-175)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.16					
32	ПС Ракитная, ВВ Т1,Т2 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=750/5 №19720-05	A	-		
				B	ТВ-35-II		
				C	ТВ-35-II		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-BN-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
33	ПС Ракитная, ВВ1 Т3 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №3689-73,3690-73	A	-	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТФНД-35М		
				C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-BN-4					
34	ПС Ракитная, ВВ2 Т3 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №3689-73	A	-		
				B	ТФНД-35М		
				C	ТФНД-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-BN-4					
35	ПС Ракитная, ВВ Т4,Т5 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=750/5 №19720-05	A	-		
				B	ТВ-35-II		
				C	ТВ-35-II		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-BN-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
36	ПС Ракитная, ДПР 1 27,5 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =75/5 №664-51	A	-	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТФН-35		
				C	ТФН-35		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
37	ПС Ракитная, ДПР 2 27,5 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =75/5 №664-51	A	-		
				B	ТФН-35		
				C	ТФН-35		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
38	ПС Серго-Ивановская, ВВ ПТ1 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03, 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
39	ПС Серго-Ивановская, ВВ ПТ2 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
40	ПС Серго-Ивановская, КРУН 10 кВ, ф. ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-РЗВ-3					
41	ПС Серго-Ивановская, Ф2 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6				
42	ПС Серго-Ивановская, Ф4 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14				
				B	-						
				C	ТПЛ-10						
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95УХЛ2						
				B							
				C							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3							
		43	КВЛ 6 кВ №607 от ПС 110 кВ Рославль, оп.1, ПКУ 6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №47959-11			A	ТОЛ	-	Метроном-50М Рег. № 68916-17
								B	ТОЛ		
C	ТОЛ										
ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №46738-11			A	ЗНОЛ						
				B	ЗНОЛ						
				C	ЗНОЛ						
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №23345-07			Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN							
Примечания: 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений. 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик. 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов. 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.											

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4
1, 2, 26, 30, 31	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
3 – 5, 7, 9 – 11, 14 – 16, 29, 32 – 37, 40 – 42	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
6	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
8	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
12, 13, 17 – 20, 24, 25, 27, 28, 38, 39	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
21 – 23	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
43	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие Р = 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% I _{ном} cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°С.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +35 от -40 до +55 от 0 до +75 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40

Продолжение таблицы 6

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более электросчетчики Альфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более электросчетчики СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. №36697-17): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. №36697-12): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более электросчетчики Меркурий 230: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	50000 72 35000 72 90000 72 220000 72 165000 72 150000 72 40000 24 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (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 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	43 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	17 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛУ-10	3 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35А-У1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	6 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-35 III	1 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-35-II	4 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ	3 шт.

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	8 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	42 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	3 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	24 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	12 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	5шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	АЛЬФА	1 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.200.ЭД.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Смоленской области», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Смоленской области

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью инвестиционно-инжиниринговая группа
«КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

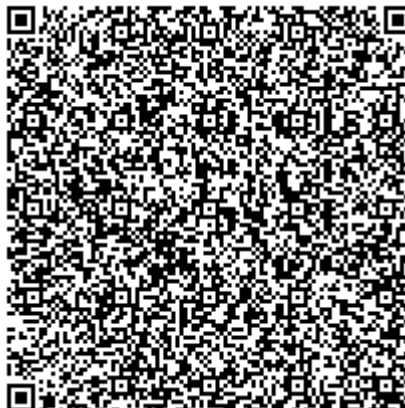
Адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, офис 15

Телефон: +7 (982) 282-82-82

Факс: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Регистрационный № RA.RU.312601 в Реестре аккредитованных лиц в области
обеспечения единства измерений Росаккредитации, дата внесения 06.12.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» апреля 2022 г. №847

Регистрационный № 85102-22

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Брянской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Брянской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для 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, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основное и/или резервное);

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Далее по основному каналу связи, данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

При отказе основного канала связи или УСПД счетчики опрашиваются по резервному каналу с использованием каналаобразующего оборудования стандарта GSM.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически, путем межсерверного обмена.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5. СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы УСПД и счётчиков. Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени (основного и резервного) типа Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащен сервером синхронизации времени ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным источником сигналов точного времени является УСВ-3. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ССВ-1Г посредством ntp-сервера. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики ИК синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи счетчик – сервер. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 - 3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4 - 6.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВКЭ	ИВК
1	2	3		4		5	6
1	ПС 110 кВ Жуковская, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №40088-08	A	VAU-123	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
2	ПС 110 кВ Жуковская, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №15174-01	A	ТОП 0,66		
				B	ТОП 0,66		
				C	ТОП 0,66		
		ТН	-				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Жуковская, РУ 10 кВ, Ф.10 кВ ПЭ Рославль	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					
4	ПС 110 кВ Жуковская, РУ 0,4 кВ, Ф. 0,4 кВ Резерв	ТТ	КТ=0,5S КТТ=75/5 №17551-06	A	Т-0,66 У3		
				B	Т-0,66 У3		
				C	Т-0,66 У3		
		ТН	-				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-4			
		5	ПС 110 кВ Восточная (ПС Брянск Восточный), ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №23256-05		
B	ТБМО-110 УХЛ1						
C	ТБМО-110 УХЛ1						
ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08			A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11			A1802RALXQV-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Восточная (ПС Брянск Восточный), ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03, 24218-03, 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
7	ПС 110 кВ Восточная (ПС Брянск Восточный), ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Фокинская I цепь	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №3689-73	A	ТФНД-35М		
				B	-		
				C	ТФНД-35М		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/100 №19813-00	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					
8	ПС 110 кВ Восточная (ПС Брянск Восточный), ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Фокинская II цепь	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	-		
				C	STSM-38		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/100 №19813-00	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Восточная (ПС Брянск Восточный), КРУН 6 кВ, Ф. 6 кВ №603	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №8913-82	А	ТВК-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТВК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
10	ПС 110 кВ Восточная (ПС Брянск Восточный), КРУН 6 кВ, Ф. 6 кВ №604	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №8913-82	А	ТВК-10		
				В	-		
				С	ТВК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
11	ПС 110 кВ Восточная (ПС Брянск Восточный), КРУН 6 кВ, Ф. 6 кВ №605	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №47959-16	А	ТОЛ-10		
				В	-		
				С	ТОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P3B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Восточная (ПС Брянск Восточный), КРУН 6 кВ, Ф. 6 кВ №607	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №8913-82	А	ТВК-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТВК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
13	ПС 110 кВ Восточная (ПС Брянск Восточный), КРУН 6 кВ, Ф. 6 кВ №608	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10		
				В	-		
				С	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-3					
14	ПС 110 кВ Холмечи, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Холмечи, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
16	ПС 110 кВ Холмечи, РУ 10 кВ, Ф.1 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =50/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
17	ПС 110 кВ Холмечи, РУ 10 кВ, Ф.2 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =75/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Навля-тяговая, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-13, 24218-08, 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
19	ПС 110 кВ Навля-тяговая, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
20	ПС 110 кВ Навля-тяговая, ОРУ 35 кВ, ф№2 35 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =300/5 №3689-73	А	ТФНД-35М		
				В	-		
				С	ТФНД-35М		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/100 №19813-09	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-BN-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Навля-тяговая, ОРУ 35 кВ, ф№4 35 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =300/5 №3689-73	А	ТФНД-35М	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТФНД-35М		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/100 №19813-00	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-BN-4			

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.

3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.

4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1, 5	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
2	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	3,4
3, 7, 9 – 12, 16, 17, 20, 21	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
4	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,1	4,4
6, 14, 15, 18, 19	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
8	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
13	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие Р = 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% I _{ном} cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°С.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005, ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22

Продолжение таблицы 6

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +40 от -40 до +60 от 0 до +75 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 50000 72 90000 72 40000 24 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

— защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (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 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы комбинированные	VAU-123	3 шт.
Трансформаторы тока	STSM-38	2 шт.
Трансформаторы тока	T-0,66 УЗ	3 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	18 шт.
Трансформаторы тока	ТВК-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2 шт.

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОП 0,66	3 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	18 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	4 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	6 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	13 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.195.ЭД.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Брянской области», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Брянской области

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью инвестиционно-инжиниринговая группа
«КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

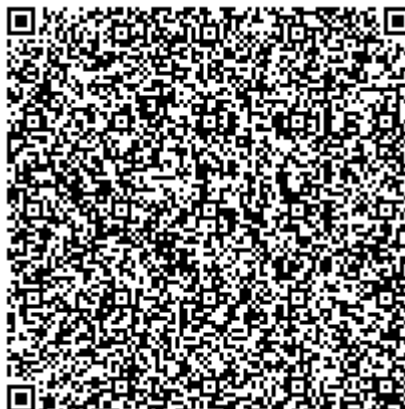
Адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, офис 15

Телефон: +7 (982) 282-82-82

Факс: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Регистрационный № RA.RU.312601 в Реестре аккредитованных лиц в области
обеспечения единства измерений Росаккредитации, дата внесения 06.12.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» апреля 2022 г. №847

Регистрационный № 85103-22

Лист № 1
Всего листов 41

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Саратовской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Саратовской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU) и к шкале всемирного координированного времени UTC, а также для 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, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основные и /или резервные), ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «Саратовский НПЗ», устройство синхронизации системного времени (УССВ);

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает сервер ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», сервер ПАО «ФСК ЕЭС», сервер ПАО «Саратовский НПЗ», УССВ, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere. Резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» создан на базе специализированного программного обеспечения (СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

Сервер ПАО «Саратовский НПЗ» создан на базе ПО ПК «Энергосфера».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкалам времени UTC и UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№1-74 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. УСПД единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Далее по основному каналу связи данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

При отказе основного канала связи или УСПД ОАО РЖД» счётчики ИК №№1-74 опрашиваются по резервному с использованием каналаобразующего оборудования стандарта GSM.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 75-83 автоматически по проводным линиям связи поступает на входы УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» (один раз в 30 минут), где осуществляется формирование и хранение информации. Далее по выделенному каналу связи (основной канал) данные с УСПД автоматически передаются на сервер ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется оформление отчетных документов. При отказе основного канала связи опрос выполняется по резервному каналу. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Не реже одного раза в сутки сервер ПАО «ФСК ЕЭС» автоматически формируют файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передают его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Цифровой сигнал с выхода счётчика ИК №84 поступает на входы УСПД ПАО «Саратовский НПЗ», где осуществляется формирование, накопление, хранение измерительной информации и дальнейшая её передача на сервер ПАО «Саратовский НПЗ». Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки. На сервере происходит обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН), её хранение, накопление, оформление отчётных документов.

Не реже одного раза в сутки сервер ПАО «Саратовский НПЗ» автоматически формируют файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передают его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Интернет через Интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Интернет (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью, не более указанной в таблице 7.

СОЕВ включает сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, СТВ-01 или РСТВ-01-01, ГЛОНАСС-приёмник в составе УСПД ПАО «Саратовский НПЗ», часы серверов, УСПД и счётчиков.

УССВ типов ССВ-1Г, УСВ-3, Метроном-50М, СТВ-01, РСТВ-01-01, приёмник в составе УСПД ПАО «Саратовский НПЗ» осуществляют приём и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени типа Метроном-50М (основной и резервный). Периодичность сравнения показаний часов сервера и УССВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов), которая равна ± 1 с (параметр программируемый).

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащён УССВ типа ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и ССВ-1Г осуществляется посредством NTP-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным устройством коррекции времени может быть УСВ-3. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащён УССВ типа УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от ССВ-1Г посредством NTP-сервера. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от резервного сервера ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счётчики ИК №№ 1-74 синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных), сравнение показаний часов происходит при каждом сеансе связи. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM счётчики ИК №№ 1 - 74 синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» оснащен УССВ на базе сервера точного времени СТВ-01 или радиосервера точного времени РСТВ-01-01. Периодичность сравнения показаний часов сервера и УССВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» синхронизируются от сервера ПАО «ФСК ЕЭС». Периодичность сравнения показаний часов сервера и УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов УСПД происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счётчики ИК №№ 75 - 83 синхронизируются от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов счётчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи. Корректировка часов счётчиков происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

УСПД ПАО «Саратовский НПЗ» синхронизирует собственные часы со шкалой UTC(SU) по сигналам системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приёмника. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени более чем на ± 1 с (параметр программируемый).

Часы сервера ПАО «Саратовский НПЗ» и счётчика ИК №84 синхронизируются от УСПД ПАО «Саратовский НПЗ». Периодичность сравнения показаний часов сервера и счётчика с часами УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера и (или) счётчика происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 - 5.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «Энергия АЛЬФА 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия АЛЬФА 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 4 - Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218

Таблица 5 - Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b (для 32-разрядного сервера опроса) 6c38ccdd09ca8f92d6f96ac33d157a0e (для 64-разрядного сервера опроса)

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

Уровень защиты ПО «Энергия АЛЬФА 2», СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), ПО «ГОРИЗОНТ» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 6 - 8.

Таблица 6 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ
1	2	3		4		5	6
1	ПС 110 кВ Анисовка тяговая, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1 (ВЛ-110 кВ «РП-Пушкино тяговая»)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
2	ПС 110 кВ Анисовка тяговая, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2 (ВЛ-110 кВ «ТЭЦ-3 Пушкино-II цепь»)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Аткарск 1 Т-тяговая, Ввод 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
4	ПС 110 кВ Аткарск 2 Т-тяговая, Ввод 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
5	ПС 110 кВ Аткарск Т-тяговая, Ввод 110 кВ Т-3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Аткарск тяговая, ЗРУ-10 кВ, яч.№3 (Ф.3 10 кВ «Маслозавод»)	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №47958-16	A	ТПЛ	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01					
7	ПС 110 кВ Аткарск тяговая, ЗРУ-10 кВ, яч.№4 (Ф.4 10 кВ «Маслозавод»)	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №47958-16	A	ТПЛ		
				B	-		
				C	ТПЛ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01					
8	ПС 110 кВ Багаевка тяговая, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №61432-15	A	ТОГФ		
				B	ТОГФ		
				C	ТОГФ		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №61431-15	A	ЗНОГ		
				B	ЗНОГ		
				C	ЗНОГ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Багаевка тяговая, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №61432-15	А	ТОГФ	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТОГФ		
				С	ТОГФ		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №61431-15	А	ЗНОГ		
				В	ЗНОГ		
				С	ЗНОГ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					
10	ПС 110 кВ Багаевка тяговая, Ввод 110 кВ Т-3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №61432-15	А	ТОГФ	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТОГФ		
				С	ТОГФ		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №61431-15	А	ЗНОГ		
				В	ЗНОГ		
				С	ЗНОГ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					
11	ПС 220 кВ Буровка тяговая, Ввод 220 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №30489-05	А	TG245	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	TG245		
				С	TG245		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
12	ПС 220 кВ Буровка тяговая, Ввод 220 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №30489-05	A	TG245	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	TG245		
				C	TG245		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
13	ПС 220 кВ Буровка тяговая, ВЛ 220 кВ ПС Буровка- тяговая - ПС Терешка	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №30489-05	A	TG245		
				B	TG245		
				C	TG245		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
14	ПС 220 кВ Буровка тяговая, ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС - Буровка тяговая с отпайкой на ПС Вольская (Сенная-2 - Буровка- тяговая)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №30489-05	A	TG245		
				B	TG245		
				C	TG245		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Городская г.Пугачев, отпайка ВЛ 110 кВ Арматурная-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
16	ПС 110 кВ Городская г.Пугачев, отпайка ВЛ 110 кВ Арматурная-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
17	ПС 220 кВ Екатериновка тяговая, Ввод 220 кВ ТП-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №20645-07	А	ТГФ220-II*		
				В	ТГФ220-II*		
				С	ТГФ220-II*		
		ТН	КТ=0,5 КТН=220000/√3/100/√3 №14626-95	А	НКФ-220-58 У1		
				В	НКФ-220-58 У1		
				С	НКФ-220-58 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
18	ПС 220 кВ Екатериновка тяговая, Ввод 220 кВ ТП-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №20645-07	A	ТГФ220-II*	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОН-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТГФ220-II*		
				C	ТГФ220-II*		
		ТН	КТ=0,5 КТН=220000/√3/100/√3 №14626-95	A	НКФ-220-58 У1		
				B	НКФ-220-58 У1		
				C	НКФ-220-58 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02РАL-Р3В-4					
19	ПС 220 кВ Екатериновка тяговая, Ввод 1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №5217-76	A	ТФ3М 35Б-ИУ1		
				B	ТФ3М 35Б-ИУ1		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-Р4В-3					
20	ПС 220 кВ Екатериновка тяговая, Ввод 2 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №5217-76	A	ТФ3М 35Б-ИУ1		
				B	ТФ3М 35Б-ИУ1		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-Р4В-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
21	ПС 220 кВ Екатериновка тяговая, Ввод 1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №7069-02	А	ТОЛ 10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТОЛ 10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P4B-3					
22	ПС 220 кВ Екатериновка тяговая, Ввод 2 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №7069-02	А	ТОЛ 10		
				В	-		
				С	ТОЛ 10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P4B-3					
23	ПС 110 кВ Карамыш тяговая, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №16635-05	А	ТГФ110		
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P3B-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Карамыш тяговая, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №16635-05	A	ТГФ110	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4					
25	ПС 35 кВ Курдюм-тяговая, ВЛ 35 кВ Сторожовка - Курдюм-тяговая	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
26	ПС 35 кВ Курдюм-тяговая, ВЛ 35 кВ Песчаный Умёт - Курдюм-тяговая	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
27	ПС 110 кВ Сенная тяговая, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
28	ПС 110 кВ Сенная тяговая, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
29	ПС 35 кВ Смородинка, ВЛ 35 кВ Перелюб - Смородинка 1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №37491-08	А	STSM-38		
				В	STSM-38		
				С	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
30	ПС 35 кВ Смородинка, ВЛ 35 кВ Перелоб - Смородинка 2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
31	ПС 110 кВ Сухой Карабулак тяговая, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №30489-05	A	TG145		
				B	TG145		
				C	TG145		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №15852-06	A	CPA 123		
				B	CPA 123		
				C	CPA 123		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4			
32	ПС 110 кВ Сухой Карабулак тяговая, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №30489-05	A	TG145		
				B	TG145		
				C	TG145		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №15852-06	A	CPA 123		
				B	CPA 123		
				C	CPA 123		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Тарханы- тяговая, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №26813-06	А	ТРГ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТРГ-110 II*		
				С	ТРГ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №23894-07	А	ЗНОГ-110		
				В	ЗНОГ-110		
				С	ЗНОГ-110		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
34	ПС 110 кВ Тарханы- тяговая, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №26813-06	А	ТРГ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТРГ-110 II*		
				С	ТРГ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №23894-07	А	ЗНОГ-110		
				В	ЗНОГ-110		
				С	ЗНОГ-110		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
35	ПС 110 кВ Татищево тяговая, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Татищевотяговая, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
37	ПС 110 кВ Трофимовский-2тяговая, Ввод 110 кВ Т-1 (ТП-1)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №34096-07	А	ТГФ110-II*		
				В	ТГФ110-II*		
				С	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
38	ПС 110 кВ Трофимовский-2тяговая, Ввод 110 кВ Т-2 (ТП-2)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №34096-07	А	ТГФ110-II*		
				В	ТГФ110-II*		
				С	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Трофимовский-2 тяговая, Ф.1001 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51199-18	A	НТМИ-10 УЗ		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.00					
40	ПС 110 кВ Трофимовский-2 тяговая, Ф.1002 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66 УЗ		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.00					
41	ПС 110 кВ Аркадак тяговая, РЛ-1 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Ртищево - Янтарная I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Ртищевская-1)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №23256-05, 60541-15, 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02РАLХ-РЗВ-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
42	ПС 110 кВ Аркадак тяговая, РЛ-2 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Ртищево - Янтарная I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Ртищевская-1) (ВЛ-110 кВ «Янтарная»)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4			
43	ПС 110 кВ Аркадак тяговая, Ввод-2 35 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1		
				B	ТФЗМ-35А-У1		
				C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-54	A	ЗНОМ-35		
				B	ЗНОМ-35		
				C	ЗНОМ-35		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RAL-В-4			
44	ПС 110 кВ Байчурово тяговая, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RAL-РЗВ-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
45	ПС 110 кВ Байчурово тяговая, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4			
46	ПС 110 кВ Байчурово тяговая, ВЛ 110 кВ Байчурово-тяговая - Каменка (ВЛ 110 кВ Байчурово - Каменка)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-РЗВ-4			
47	ПС 110 кВ Пады тяговая, РЛ-1 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Котоврас - Янтарная с отпайкой на ПС Пады тяговая (ВЛ 110 кВ Янтарная)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
48	ПС 110 кВ Пады тяговая, РЛ-2 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Котоврас - Янтарная с отпайкой на ПС Пады тяговая (ВЛ 110 кВ Хоёр)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4			
49	ПС 110 кВ Пады тяговая, Ввод-1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-Р4В-3			
50	ПС 110 кВ Пады тяговая, Ф. 1 10 кВ (Ф. 1001)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-Р4В-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
51	ПС 110 кВ Пады тяговая, Ф.2 10 кВ (Ф. 1002)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P4B-3			
52	ПС 110 кВ Пады тяговая, Ф.3 10 кВ (Ф. 1003)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №15128-07	А	ТОЛ-10-I		
				В	-		
				С	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P4B-3			
53	ПС 110 кВ Ртицево тяговая, Ввод 27,5 кВ ТП-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №83404-21	А	ТВДМ-35МКП		
				В	ТВДМ-35МКП		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P4B-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
54	ПС 110 кВ Ртищево тяговая, Ввод 27,5 кВ ТП-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №83404-21	A	ТВДМ-35МКП	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТВДМ-35МКП		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P4В-3					
55	ПС 110 кВ Ртищево тяговая, Ввод 27,5 кВ ТП-3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №19720-06	A	ТВ		
				B	ТВ		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P4В-3					
56	ПС 110 кВ Ртищево тяговая, Ввод 1 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1500/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
57	ПС 110 кВ Ртищево тяговая, Ввод 2 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1500/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
58	ПС 110 кВ Ртищево тяговая, ФТСН-1-10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
59	ПС 110 кВ Ртищево тяговая, КЛ 10 кВ Ф.1001	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
60	ПС 110 кВ Ртищево тяговая, КЛ 10 кВ Ф.1002	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Зав. № 2656, 2507 Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
61	ПС 110 кВ Ртищево тяговая, КЛ 10 кВ Ф.1004	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
62	ПС 110 кВ Ртищево тяговая, КЛ 10 кВ Ф.1006	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 №25433-11	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
63	ПС 110 кВ Ртицево тяговая, РКЛ 10 кВ Ф.1007	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
64	ПС 110 кВ Ртицево тяговая, КЛ 10 кВ Ф.1008	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-11	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
65	ПС 110 кВ Ртицево тяговая, КЛ 10 кВ Ф.1010	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-11	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
66	ПС 110 кВ Ртицево тяговая, КЛ 10 кВ Ф.1011	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-03,25433-06	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
67	ПС 110 кВ Ртицево тяговая, КЛ 10 кВ Ф.1016	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03,25433-06	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
68	ПС 110 кВ Хоппер-2 тяговая (Балашов тяговая), Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-P3В-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
69	ПС 110 кВ Хопер-2 тяговая (Балашов тяговая), Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4			
70	ПС 110 кВ Хопер-2 тяговая (Балашов тяговая), КЛ 10 кВ ф.1000	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р2В-3			
71	ПС 110 кВ Хопер-2 тяговая (Балашов тяговая), КЛ 10 кВ ф.1003	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-Р4В-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
72	ПС 110 кВ Хопер-2 тяговая (Балашов тяговая), КЛ 10 кВ ф.1005	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3			
73	ПС 110 кВ Хопер-2 тяговая (Балашов тяговая), КЛ 10 кВ ф.7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3			
74	ПС 110 кВ Хопер-2 тяговая (Балашов тяговая), КЛ 10 кВ ф.9	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №22192-07	А	ТПЛ-10-М		
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
75	ПС 220 кВ Ртищево, ВЛ 110 кВ Ртищево - Ртищево тяговая I цепь	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №52261-12	А	ТГФМ-110	TK16L Рег. № 36643-07	СТВ-01 Рег. № 49933-12 РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ		
				В	НАМИ		
				С	НАМИ		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №22422-07	ZMD402CT41.0467 S2			
76	ПС 220 кВ Ртищево, ВЛ 110 кВ Ртищево - Ртищево тяговая II цепь	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №52261-12	А	ТГФМ-110		
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ		
				В	НАМИ		
				С	НАМИ		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №22422-07	ZMD402CT41.0467 S2			
77	ПС 220 кВ Ртищево, ВЛ 110 кВ Ртищево - Ртищево тяговая III цепь	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №52261-12	А	ТГФМ-110		
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ		
				В	НАМИ		
				С	НАМИ		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №22422-07	ZMD402CT41.0467 S2			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
78	ПС 220 кВ Ртищево, ОВ 110 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №23747-02	A	СА 123	TK16L Рег. № 36643-07	СТВ-01 Рег. № 49933-12 РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	СА 123		
				C	СА 123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ		
				B	НАМИ		
				C	НАМИ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №22422-07	ZMD402CT41.0467 S2					
79	ПС 220 кВ Ртищево, ЩСН 0,4 кВ, Панель №3, КЛ 0,4 кВ ПС 220 кВ Ртищево тяговая - ПС 220 кВ Ртищево	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №15764-96	A	Т-0,66 У3		
				B	Т-0,66 У3		
				C	Т-0,66 У3		
		ТН	-				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №22422-07	ZMD405CT41.0467 S2			
		80	ПС 220 кВ Аткарская, яч.21, Ф-3А Энергоучасток ж/д 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №25433-11	A	ТЛО-10
B	ТЛО-10						
C	ТЛО-10						
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69			A	НТМИ-10-66У3		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №22422-07	ZMD402CT41.0467 S2					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
81	ПС 220 кВ Возрождение, ВЛ 1005 Ж/д 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	TK16L Per. № 36643-07	СТВ-01 Per. № 49933-12 РСТВ-01-01 Per. № 40586-12 Метроном-50М Per. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/√3/100/√3 №47583-11	A	ЗНОЛ-ЭК-10		
				B	ЗНОЛ-ЭК-10		
				C	ЗНОЛ-ЭК-10		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №22422-07	ZMD402CT41.0467 S2					
82	ПС 220 кВ Возрождение, ВЛ 1009 Ж/д 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	TK16L Per. № 36643-07	СТВ-01 Per. № 49933-12 РСТВ-01-01 Per. № 40586-12 Метроном-50М Per. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/√3/100/√3 №47583-11	A	ЗНОЛ-ЭК-10		
				B	ЗНОЛ-ЭК-10		
				C	ЗНОЛ-ЭК-10		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №22422-07	ZMD402CT41.0467 S2					
83	ПС 220 кВ Центральная, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №6891-78	A	T-0,66У3	TK16L Per. № 36643-07	
				B	T-0,66У3		
				C	T-0,66У3		
		ТН	-				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №22422-07	ZMD405CT41.0467 S2			

Таблица 7 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1-5, 11-16, 25-30, 33-36, 41, 42, 44-48, 68, 69, 75-77	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
6, 7	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,0
8-10, 37, 38	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
17, 18, 23, 24	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
19-22, 43, 53, 54, 58, 63	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
31, 32	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
39, 40	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
49-51, 70-74	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
52	Активная	0,8	2,6
	Реактивная	1,4	4,0
55-57, 59-61, 64-67	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
62	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
78	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,1	3,2
84	Активная	1,0	5,1
	Реактивная	2,2	4,7
80	Активная	1,1	4,9
	Реактивная	2,3	3,9

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4
81, 82	Активная	1,0	4,7
	Реактивная	2,2	2,6
79, 83	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,3	3,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{\text{ном}} \cos\varphi = 0,5_{\text{инд}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.

Таблица 8 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83 ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012, ТУ 4228-011-29056091-11 Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД ТК16L - для УСПД ЭКОМ-3000 (Рег. №№ 17049-14) - для УСПД ЭКОМ-3000 (Рег. №№ 17049-19) - для УССВ Метроном-50М - для УССВ СТВ-01 - для УССВ РСТВ-01-01 - для УССВ ССВ-1Г	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +18 до +22 от +21 до +25 от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от -40 до +35 от -25 до +60 от +1 до +50 от -20 до +60 от +5 до +40 от -30 до +50 от +15 до +30 от +10 до +30 от +5 до +50 от +5 до +40

Продолжение таблицы 8

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
счетчики электроэнергии Альфа А1800:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	50 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии ZMD:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
УСПД RTU-327:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
УСПД ТК16L:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	55 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
УСПД ЭКОМ-3000 (Рег. № 17049-14):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
УСПД ЭКОМ-3000 (Рег. №17049-19):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	350 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
ИВК:	
- коэффициент готовности, не менее	0,99
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
Глубина хранения информации:	
ИИК	
- счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
ИВКЭ:	
- УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИВК:	
- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (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 9.

Таблица 9 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТГФ220-II*	6 шт.
Трансформаторы тока	TG245	12 шт.
Трансформаторы тока	TG145	6 шт.
Трансформаторы тока	СА 123	3 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ110	6 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ110-II*	6 шт.

Продолжение таблицы 9

1	2	3
Трансформаторы тока	ТГФМ-110 II*	33 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-110	9 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	26 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО	1 шт.
Трансформаторы тока элегазовые	ТРГ-110 II*	6 шт.
Трансформаторы тока	ТОГФ	9 шт.
Трансформаторы тока	ТВ	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТВДМ-35МКП	4 шт.
Трансформаторы тока	STSM-38	12 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35Б-ПУ1	4 шт.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	44 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4 шт.
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66У3	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58 У1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	СРА 123	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	60 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	4 шт.
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	8 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66, НТМИ-10-66У3	5 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10 У3	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	3 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	42 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	ZMD	9 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	28 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3 шт.

Продолжение таблицы 9

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных	TK16L	4 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	4 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы точного времени	СТВ-01	1 шт.
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.207.ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Саратовской области», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Саратовской области

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 7706284124

Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью инвестиционно-инжиниринговая группа
«КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

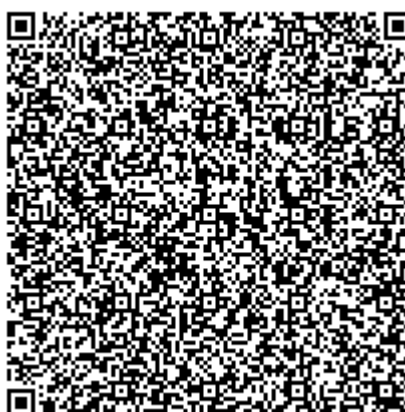
Адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, офис 15

Телефон: +7 (982) 282-82-82

Факс: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Регистрационный № RA.RU.312601 в Реестре аккредитованных лиц в области
обеспечения единства измерений Росаккредитации, дата внесения 06.12.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» апреля 2022 г. №847

Регистрационный № 85104-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Уфаоргсинтез»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Уфаоргсинтез» (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 трехуровневую 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) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя основной и резервный серверы, расположенные в центре обработки данных филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Уфанефтехим» (серверы), с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую 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) №№ 1-4 цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование, хранение и передача полученных данных, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Далее измерительная информация от УСПД при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер. На сервере осуществляется дальнейшая обработка, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Для остальных ИК вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН осуществляется на счетчиках. Далее цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер.

На основном сервере осуществляется обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, перенос накопленных данных на резервный сервер посредством восстановления резервной копии базы данных основного сервера и доопроса приборов учета на глубину недостающего профиля.

Также сервер 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 и мощности (ОРЭМ).

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭМ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется 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 УСПД, часы серверов и УСВ. УСВ обеспечивает коррекцию часов компонентов АИИС КУЭ по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется каждые 10 мин, корректировка часов сервера осуществляется при расхождении часов сервера с УСВ более ± 1 с.

Сравнение часов УСПД с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний часов УСПД и часов сервера более ± 2 с.

Для ИК №№ 1-4 сравнение показаний часов счетчика с часами УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов счетчика производится при расхождении показаний часов счетчика и часов УСПД более ± 2 с, не чаще 1 раза в сутки

Для остальных ИК сравнение показаний часов счётчика с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчика с часами сервера более ± 2 с, не чаще 1 раза в сутки.

Журналы событий счетчика, УСПД, 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 указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Уфаоргсинтез».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (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	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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты					Вид электро- энергии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ		Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС НПЗ 220 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ- 110 кВ НПЗ-220 - ГПП-2 УОС	ТВГ-110 Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 22440-07	VCU-123 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 53610-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Актив- ная	0,6	1,5
				СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Реактив- ная	1,1	3,0
2	ПС НПЗ 220 кВ, ОРУ-110 кВ, ОВ 1-3-110 кВ	ТВГ-УЭТМ® Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 52619-13	VCU-123 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 53610-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	0,6	1,5
				СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Реактив- ная	1,1	2,5
3	ПС НПЗ 220 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ- 110 кВ НПЗ-220 - ГПП-3 УОС	ТВГ-УЭТМ® Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 52619-13	НДКМ-110 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 60542-15	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	0,6	1,5
				СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Реактив- ная	1,1	3,0
4	ПС НПЗ 220 кВ, ОРУ-110 кВ, ОВ 2-4-110 кВ	ТВГ-УЭТМ® Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 52619-13	VCU-123 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 53610-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	0,6	1,5
				СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Реактив- ная	1,1	3,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
5	ПС №61, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. № 7	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	-	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	5,6
6	ГПП-2 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 сек- ция 6 кВ, яч. 19	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	5,6
7	ГПП-2 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 3 сек- ция 6 кВ, яч. 25	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	5,6
8	ГПП-2 110 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСП- 2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 22656-07	-	SATEC ЕМ133 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 49923-12			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
9	ГПП-3 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 сек- ция 6 кВ, яч. 39	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	5,6
10	ГПП-3 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 3 сек- ция 6 кВ, яч. 40	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
11	ГПП-3 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 7 сек- ция 6 кВ, яч. 73	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	-	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	5,6
12	ГПП-3 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 8 сек- ция 6 кВ, яч. 70	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08			Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	5,6
13	ГПП-3 110 кВ, РУ-0,4 кВ, Щит собственного расхода, Панель 2	ТКЛМ-05ТЗ Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3066-72	-	SATEC ЕМ133 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 49923-12			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях									±5 с

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 №№ 1-4 для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – 5% от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО), замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в таблице 1. 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	13
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-4 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ 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 $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-4 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД и серверов, °С	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 +8 до +38 от +10 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов ExpertMeter 720 (ЕМ 720) и SATEC EM133: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для серверов: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 92000 2 165000 2 70000 2 35000 2 165974 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М и СЭТ-4ТМ.03: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 10

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа ExpertMeter 720 (ЕМ 720): тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	240
при отключении питания, лет, не менее	20
для счетчиков типа SATEC EM133: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	180
при отключении питания, лет, не менее	30
для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
при отключении питания, лет, не менее	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 и УСПД 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.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
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;
УСПД;
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
УСПД;
сервера.

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (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.
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-110	3
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-УЭТМ®	9
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	12
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы тока	ТКЛМ-05ТЗ	3
Трансформаторы напряжения емкостные	VCU-123	9
Трансформаторы напряжения емкостные	НДКМ-110	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счетчики многофункциональные и анализаторы качества электрической энергии	ExpertMeter 720 (ЕМ 720)	7
Счетчики многофункциональные для измерения показателей качества и учета электрической энергии	SATEC EM133	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	1
Основной сервер ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть- Уфанефтехим»	-	1
Резервный сервер ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть- Уфанефтехим»	-	1
Паспорт-формуляр	ГДАР.411711.137-02 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПАО «Уфаоргсинтез», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

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

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

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Уфаоргсинтез» (ПАО «Уфаоргсинтез»)

ИНН 0277014204

Адрес: 450037, Республика Башкортостан, г. Уфа

Телефон: (347) 249-69-83

Факс: (347) 260-52-00

Web-сайт: www.bashneft.ru

E-mail: info.uos@bn.rosneft.ru

Испытательный центр

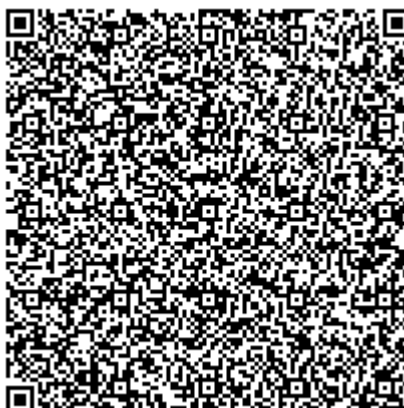
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» апреля 2022 г. №847

Регистрационный № 85105-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-233

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-233 (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), 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 с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера ИВК информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

Передача результатов измерений от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 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 и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчика с часами сервера на величину более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и сервера 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 указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-233.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (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. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ			Границы допускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	ВРУ-1 0,4 кВ ТК-233 Лента, Ввод 1 0,4 кВ	ТТН-100 Кл.т. 0,5S 1200/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ-2 Рег. № 54074-13	HP Pro- Liant DL160 Gen10	Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,6
2	ВРУ-1 0,4 кВ ТК-233 Лента, Ввод 2 0,4 кВ	ТТН-100 Кл.т. 0,5S 1200/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,6
3	ВРУ-2 0,4 кВ ТК-233 Лента, Ввод 1 0,4 кВ	ТТН-100 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,6
4	ВРУ-2 0,4 кВ ТК-233 Лента, Ввод 2 0,4 кВ	ТТН-100 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

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 №№ 1, 2 для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
4. Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера 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	4
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 2 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ 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 $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 2 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	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 -40 до +40 от 0 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 74500 2 70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 45 30 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;
коррекции времени в счетчиках;
формирование событий по результатам автоматической самодиагностики;
отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
перерывы питания с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал сервера:
изменение значений результатов измерений;
изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
пропадания питания;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками;
замены счетчика;
полученные с уровня ИИК «Журналы событий».

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.
Трансформаторы тока	ТТН-100	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	4
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	HP ProLiant DL160 Gen10	1
Паспорт-формуляр	ЛНТА.411711.002.ПФ.042	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-233», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-233

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

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

Изготовитель

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

ИНН 7814148471

Адрес: 197374, г. Санкт-Петербург, ул. Савушкина, д. 112, литера Б

Телефон (факс): (812) 380-61-31

Web-сайт: lenta.com

E-mail: info@lenta.com

Испытательный центр

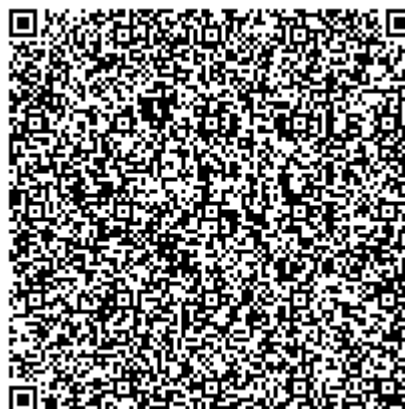
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» апреля 2022 г. №847

Регистрационный № 85106-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-242

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-242 (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), 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 с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера ИВК информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

Передача результатов измерений от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 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 и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчика с часами сервера на величину более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и сервера 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 указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-242.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (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. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ			Границы допус- каемой основной относительной погрешности (±δ), %	Границы допус- каемой относи- тельной погреш- ности в рабочих условиях (±δ), %	
1	БКТП-85 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод Т-1 0,4 кВ	ТТК-100 Кл.т. 0,5S 1600/5 Рег. № 76349-19 Фазы: А; В; С	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13	HP Pro- Liant DL160 Gen10	Актив- ная	1,0	3,3	
							Реактив- ная	2,1	5,6	
2	БКТП-85 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод Т-2 0,4 кВ	ТТК-100 Кл.т. 0,5S 1600/5 Рег. № 76349-19 Фазы: А; В; С	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,3	
							Реактив- ная	2,1	5,6	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с	

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 тока 2 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.
4. Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера 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
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 30 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;
коррекции времени в счетчиках;
формирование событий по результатам автоматической самодиагностики;
отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадаания и восстановления напряжения;
перерывы питания с фиксацией времени пропадаания и восстановления.

- журнал сервера:
изменение значений результатов измерений;
изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
пропадания питания;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками;
замены счетчика;
полученные с уровня ИИК «Журналы событий».
- 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.
Трансформаторы тока	ТТК-100	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	HP ProLiant DL160 Gen10	1
Паспорт-формуляр	ЛНТА.411711.002.ПФ.043	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-242», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-242

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

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

Изготовитель

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

ИНН 7814148471

Адрес: 197374, г. Санкт-Петербург, ул. Савушкина, д. 112, литера Б

Телефон (факс): (812) 380-61-31

Web-сайт: lenta.com

E-mail: info@lenta.com

Испытательный центр

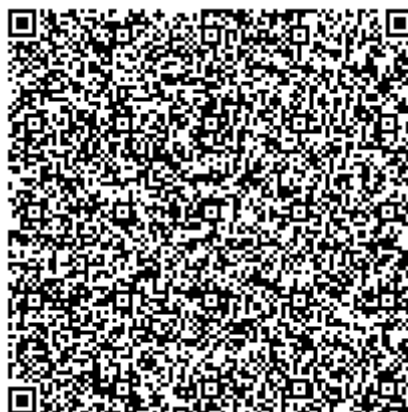
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-200

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-200 (далее - резервуары) предназначены для измерений объема сжиженных углеводородных газов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их сжиженными углеводородными газами до определенного уровня, соответствующего объему согласно градуировочным таблицам резервуаров.

Резервуары представляют собой стальные горизонтальные конструкции цилиндрической формы со сферическими днищами.

Тип размещения резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-200 - наземный.

Резервуары оборудованы дыхательным и предохранительным клапанами, люком замерным для эксплуатации и приемо-раздаточными патрубками для приема и отпуска сжиженных углеводородных газов.

Заводской номер резервуаров нанесен на шильд-табличке вблизи люка резервуаров.

Резервуары расположены на территории ТСБ-1 АО «Газпромнефть-ОНПЗ».

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке резервуаров и в градуировочной таблице на листах в местах подписи поверителя.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	200
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуаров*, %	± 0,25
*- при уровне наполнения резервуара от 420 мм.	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	сжиженные углеводородные газы
Габаритные размеры, мм, не более	
- высота	3616
- диаметр	3406
Рабочее давление, МПа	от 0 до 1,8
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от - 40 до + 50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование и условные обозначения	Обозначение	Количество
Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-200, зав. № 56041, 56040, 56077, 52739, 56078, 52763, 52713, 52738, 56039, 52740	-	10 шт.
Паспорт	-	10 экз.
Градуировочная таблица	-	10 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Методика измерений» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим РГС-200

Приказ Росстандарта №256 от 7 февраля 2018 г. 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

Изготовитель

Научно-производственное объединение «Салаватнефтемаш»
(НПО «Салаватнефтемаш») (изготовлены в 1989-1990 г)
Адрес: Республика Башкортостан, г. Салават

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Телефон: +7 (843) 567-20-10; +7-800-700-78-68
Факс: +7 (843) 567-20-10
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная испытательного стенда вертолетных хвостовых трансмиссий «СИИС-ХТ1»

Назначение средства измерений

Система измерительная испытательного стенда вертолетных хвостовых трансмиссий «СИИС-ХТ1» (далее – система) предназначена для измерений параметров технологических процессов, выраженных в единицах величин: частоты вращения, силы, крутящего момента силы, напряжения, силы и мощности переменного электрического тока, интервалов времени при стендовых испытаниях вертолетных хвостовых трансмиссий на стенде № Т6365-0533.000.00-01 цеха № 109, а также для регистрации и отображения результатов измерений и расчетных величин.

Описание средства измерений

Конструктивно система представляет собой электромонтажный шкаф, соединённый со стационарным персональным компьютером (далее ПК), расположенном на рабочем месте оператора испытаний, и набор первичных измерительных преобразователей, установленных на испытательном стенде.

В электромонтажном шкафу размещено следующее оборудование:

- 8-ми слотовое шасси с промышленными контроллерами и модулями ввода/вывода и промышленного управления типа NI CompactRIO;
- 4-х слотовое шасси с промышленным контроллером и модулями ввода/вывода типа NI PXI;
- 8-ми каналный блок согласования частотных сигналов и сигналов напряжения с установленными модулями типа SCM5B40;
 - клеммные блоки;
 - 8-портовый сетевой коммутатор;
 - AC/DC преобразователи напряжения;
 - комплект соединительных монтажных кабелей;
 - источник бесперебойного питания.

Промышленные контроллеры, установленные в электромонтажном шкафу, соединены со стационарным ПК, расположенном на рабочем месте оператора испытаний, через 8-ми портовый сетевой коммутатор с помощью стандартных сетевых кабелей Ethernet.

Первичные измерительные преобразователи (датчики физических величин) измерительных каналов (ИК) установлены на испытательном стенде и с помощью измерительных кабелей подключены к соответствующим модулям ввода/вывода сигналов через клеммные блоки электромонтажного шкафа.

Принцип действия системы основан на измерении параметров при испытаниях вертолетных хвостовых трансмиссий датчиками физических величин (далее – датчиками), преобразовании их в электрические сигналы, преобразовании электрических сигналов в цифровой код и передаче цифровой информации в ПК для дальнейшего её использования.

Функционально система включает в себя следующие ИК:

ИК частоты вращения;

ИК крутящего момента силы;

ИК силы;

ИК напряжения, силы и мощности переменного электрического тока;

ИК интервалов времени (таймер).

ИК частоты вращения

Принцип действия ИК основан на преобразовании измеряемой частоты вращения датчиком в электрический сигнал переменного тока, частота которого пропорциональна измеряемой величине. Сигнал от датчика поступает на вход преобразователя, у которого выходной сигнал напряжения постоянного тока пропорционален частоте входного сигнала.

Сигнал напряжения постоянного тока преобразуется аналого-цифровым преобразователем (АЦП) в цифровой код измеряемого сигнала с последующим вычислением контроллером значений измеряемой частоты сигнала по известной градуировочной характеристике ИК.

Далее измеренное значение частоты сигнала датчика преобразуется с использованием внесенного в память контроллера постоянного коэффициента передачи датчика в значение измеряемой частоты вращения.

ИК крутящего момента силы

Принцип действия ИК основан на преобразовании датчиком измеряемого крутящего момента в электрический сигнал напряжения постоянного тока, которое пропорционально измеряемому значению крутящего момента. Сигнал напряжения постоянного тока преобразуется АЦП в цифровой код измеряемого сигнала с последующим вычислением контроллером значений измеряемого крутящего момента силы с использованием известного коэффициента передачи сигнала датчика крутящего момента силы.

ИК силы

Принцип действия ИК основан на преобразовании датчиком измеряемой силы в электрический сигнал напряжения постоянного тока, который поступает на вход измерительного усилителя. Выходной сигнал усилителя преобразуется АЦП в цифровой код измеряемого сигнала с последующим вычислением контроллером значений измеряемой силы по известной градуировочной характеристике ИК.

ИК напряжения, силы и мощности переменного электрического тока

Принцип действия ИК основан на измерении мгновенных значений сигналов напряжения переменного тока, поступающих от измерительных преобразователей напряжения и силы переменного тока, с формированием массивов измеренных значений. Результаты измерений используются для вычисления контроллером действующих (среднеквадратичных) значений сигналов методом приближенного интегрирования. Далее действующие значения сигналов используются для вычисления действующих значений измеряемой силы тока и напряжения по известным градуировочным характеристикам ИК.

Активная мощность в цепи переменного тока вычисляется путем приближенного интегрирования произведения одновременно измеренных мгновенных значений напряжения и силы тока.

ИК интервалов времени (таймер)

Принцип действия ИК основан на подсчете числа импульсов опорного генератора таймера в течение измеряемого промежутка времени (между двумя внешними дискретными сигналами «Пуск» и «Стоп», которые поступают через модуль ввода сигналов). Количество подсчитанных импульсов, деленное на значение опорной частоты, определяет измеряемый интервал времени.

Общий вид электромонтажного шкафа системы, места нанесения знака утверждения типа и знака поверки приведены на рисунке 1.

В конструкции предусмотрена защита от несанкционированного доступа в виде замка на дверце электромонтажного шкафа (рисунок 2).

Место нанесения знака утверждения типа
Место нанесения знака поверки



Рисунок 1 – Общий вид электромонтажного шкафа

Рисунок 2 – Внешний вид замка на дверце электромонтажного шкафа

Заводской знак, с наименованием изделия и заводским номером, расположен на задней стенке электромонтажного шкафа (рисунок 3).



Рисунок 3

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) включает в себя общее (ОПО) и функциональное/прикладное (ФПО) программное обеспечение.

ОПО включает в себя операционную систему (ОС) Windows.

ФПО включает в себя метрологически значимую часть – программу «Измерительная станция».

Программа «Измерительная станция» входит в состав ПО нижнего (аппаратного) уровня и обеспечивает:

- опрос ИК системы;
- преобразование измеренных данных в физические значения контролируемых параметров с использованием коэффициентов аппроксимирующих полиномов или индивидуальных градуировочных характеристик ИК системы, которые определяются в ходе проведения поверки/калибровки (оцифровка измерительных данных);
- вычисление значений расчетных параметров испытаний;
- обмен служебной информацией и измерительными данными между компонентами системы, в том числе с программой верхнего операторского уровня (программа интерфейса пользователя).

Программа «Измерительная станция» в формате исполняемого файла «va_tt1_pxie8840_01.rtexe» устанавливается на промышленный контроллер NI PXI-8840, размещенный в электромонтажном шкафу, и работает под управлением операционной системы реального времени NI LabVIEW Real Time.

Обмен служебной информацией и данными между программами нижнего и верхнего уровней осуществляется по проводной локальной сети Ethernet посредством стандартного протокола обмена данными TCP IP.

Таблица 1 - Идентификационные данные (признаки) метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПО «Измерительная станция»
Идентификационное наименование ПО	va_tt1_pxie8840_01.rtexe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0

Метрологически значимая часть ПО системы и измеренные данные защищены с помощью специальных средств защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений. Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077 – 2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики СИИС-ХТ1 приведены в таблицах 2 – 8.

Таблица 2 – ИК частоты вращения

Измеряемая величина (наименование ИК и количество)	Диапазон измерений	Пределы допускае- мой погрешности
Частота вращения (Наименование ИК: Частота вращения ведомого вала хвостового редуктора, количество 1)	от 0,5 до 20 Гц (от 30 до 1200 об/мин)	$\pm 0,5$ % приведенной к ВП (где ВП – верхний предел диапазона измерений)

Таблица 3 – ИК крутящего момента силы

Измеряемая величина (наименование ИК и количество)	Диапазон измерений	Пределы допускае- мой погрешности
Крутящий момент силы (Наименование ИК: Крутящий момент силы на ведомом валу хвостового редуктора, количество 1)	от 0 до 5 кН·м (от 0 до 510 кгс·м)	$\pm 0,5$ % приведенной к ВП

Таблица 4 – ИК силы

Измеряемая величина (наименование ИК и количество)	Диапазон измерений	Пределы допускае- мой погрешности
Сила (Наименование ИК: Осевая сила на ведомом валу хвостового редуктора, количество 1)	от 10 Н до 19,6 кН (от 2 до 2000 кгс)	$\pm 1,5$ % приведенной к ВП
Сила (Наименование ИК: Перерезывающая сила на ведомом валу хвостового редуктора, количество 1)	от 10 до 3924 Н (от 2 до 400 кгс)	

Таблица 5 – ИК напряжения переменного тока

Измеряемая величина (наименование ИК и количество)	Диапазон измерений	Пределы допускае- мой погрешности
Напряжение переменного тока (Наименование ИК: Напряжение переменного тока на клеммах фаз А, В, С левого и правого бортовых генераторов, количество 6)	от 0 до 135 В	$\pm 0,5$ % приведенной к ВП

Таблица 6 – ИК силы переменного тока

Измеряемая величина (наименование ИК и количество)	Диапазон измерений	Пределы допускае- мой погрешности
Сила переменного тока (Наименование ИК: Ток нагрузки фаз А, В, С левого и правого бортовых генераторов, количество 6)	от 0 до 180 А	$\pm 1,0$ % приведенной к ВП

Таблица 7 – ИК мощности переменного тока

Измеряемая величина (наименование ИК и количество)	Диапазон измерений	Пределы допускае- мой погрешности
Мощность переменного тока (Наименование ИК: Активная мощность нагрузки левого и правого бортовых генераторов, количество 2)	от 0 до 72,9 кВт	$\pm 1,2 \%$ приведенной к ВП

Таблица 8 – ИК интервала времени (таймер)

Измеряемая величина (наименование ИК и количество)	Диапазон измерений	Пределы допускае- мой погрешности
Интервал времени	от 0 до 600 с	$\pm 0,05$ с (для интер- вала времени 600 с)

Технические характеристики СИИС-ХТ1 приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 ± 22 50 ± 2
Потребляемая мощность, В·А, не более	300
Габаритные размеры шкафа системы, мм, не более - длина - ширина - высота	720 600 1310
Масса, кг, не более	110
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха при температуре +25°С, %, не более - атмосферное давление, мм рт. ст.	от +10 до +30 80 от 626 до 795

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации методом компьютерной графики и на переднюю часть электромонтажного шкафа в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 10 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Коли- чество, шт./экз.
Шкаф электромонтажный в составе:		
1.33 ГГц Dual-Core CRIO, 8-слотов, 70T FPGA, RT, Контроллер	NI cRIO-9035	1
Модуль дискретного ввода, 24 В, 32 канала	NI 9425	1
Модуль дискретного вывода, 60 В, 8 каналов	NI 9475	2
Модуль аналогового вывода, ± 10 В, 100кГц, 4 канала	NI 9263	1
8-слотов 3U PXI шасси	NI PXIe-1082	1
Core i5-4400E 2.7 ГГц, Dual Core, RT, Контроллер	NI PXIe-8840	1
Многофункциональная плата X-серии, 8-ми канальное АЦП	NI PXIe-6356	1
Коннекторный блок на 68 клемм	NI SCB-68A	1

Продолжение таблицы 10

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
2-х портовая плата последовательного интерфейса RS485/RS422	NI PXI-8431/2	1
Плата X-серии, 250 кГц/канал, 16-бит, 8-ми канальное АЦП	NI PXI-6143	2
Коннекторный блок для NI PXI-6143	NI TB-2706	2
Монтажная панель для установки 8-ми модулей типа SCM5B, монтаж на DIN-рейку	SCMPB07-3	1
Модуль аналогового ввода; частотный вход 0 Гц ... 25 кГц; диапазон выходных напряжений 0 В...10 В	SCM5B45-06D	1
Модуль аналогового вывода SCM5B, диапазон входных напряжений ± 10 В, диапазон выходных напряжений ± 10 В, полоса пропускания 400 Гц	SCM5B49-05	5
Стабилизированный источник питания с выходной мощностью 31,5 Вт (5 В)	6EP1311-6SB00-0AY0	2
Стабилизированный источник питания с выходной мощностью 120 Вт (24 В)	6EP1333-2BA20	1
Источник бесперебойного питания, выходная мощность 1000 ВА/700 Вт	UPS VH Series 1000	1
Гигабитные коммутаторы D-Link • 8 портов 10/100/1000BASE-T	DGS-1210-10	1
Для установки на испытательный стенд:		
Датчик частоты вращения (рег. № 69416-17)	A5S07C50	1
Датчик крутящего момента (рег. № 50769-12)	T40B-005R-MF-S-M-SU2*	1
Датчик силы	U2B-20kN	1
Датчик силы	U2B-5kN	1
Трансформатор тока (рег. № 20466-10)	ТФ1-200/1**	6
Датчик тока	LA 25-NP/SP11 LEM	6
Датчик напряжения	LEM CV3-500	6
Прикладное программное обеспечение:		
Программа «Измерительная станция»	va_tt1_pxie8840_01.rtexe	1 экз.
Документация:		
Паспорт	АЭ2-621.18.00 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	АЭ2-621.18.00 РЭ	1 экз.
* Допускается вместо датчика крутящего момента силы T40B-005R-MF-S-M-SU2 использование датчика крутящего момента силы T10FS-005R-L-SU2-S		
** Допускается вместо трансформатора тока ТФ1-200/1 использование трансформатора тока ASK 31.3 200/1А		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Устройство и принцип действия» руководства по эксплуатации АЭ2-621.18.00 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерительной испытательного стенда вертолетных хвостовых трансмиссий «СИИС-ХТ1»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31.07.2018 № 1621 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22.10.2019 № 2498 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений силы».

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30.12.2019 № 3457 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы».

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 03.09.2021 № 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».

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 14.05.2015 № 575 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^6$ Гц».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Витэк-Автоматика» (ООО «Витэк-Автоматика»)

Адрес: 198035, г. Санкт-Петербург, наб. р. Фонтанки, д. 170

ИНН 7826047044

Телефон: (812) 575-45-91; телефон/факс: (812) 251-06-01

E-mail: info@vitec.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «ВНИИМС»
(ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная 46

Телефон: (495) 437-99-79

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30004-13

