

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июня 2022 г. № 1449

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.	Комплекс измерительно-вычислительный автоматизированный для антенных измерений в ближней зоне	Обозначение отсутствует	Е	85857-22	001	Акционерное общество "Центральный научно-исследовательский радиотехнический институт имени академика А.И. Берга" (АО "ЦНИРТИ им. академика А.И. Берга"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Научно-производственное объединение "Стрела" (ПАО "НПО "Стрела"), г. Тула	ОС	133-20-06 МП	2 года	Акционерное общество "Центральный научно-исследовательский радиотехнический институт имени академика А.И. Берга" (АО "ЦНИРТИ им. академика А.И. Берга"), г. Москва	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская область, г. Солнечногорск, р.п. Менделеево	02.07.2021
2.	Системы мониторинга параметров частичных разрядов Звезда	Обозначение отсутствует	С	85858-22	мод. Звезда ПТ: зав. № ПТ000001, мод. Звезда БТ: зав. № БТ000001, мод. Звезда Плюс: зав. № G000001	Общество с ограниченной ответственностью "БО-ЭНЕРГО. Автоматизированные систе-	Общество с ограниченной ответственностью "БО-ЭНЕРГО. Автоматизированные систе-	ОС	МП 206.1-048-2021	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "БО-ЭНЕРГО. Автоматизированные систе-	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	21.06.2021

						мы оценки технического состояния" (ООО "БО- ЭНЕРГО. АСТС"), г. Москва	мы оценки технического состояния" (ООО "БО- ЭНЕРГО. АСТС"), г. Москва				мы оценки технического состояния" (ООО "БО- ЭНЕРГО. АСТС"), г. Москва		
3.	Комплексы измеритель- но- вычисли- тельные	ВК СДМОБ С РВТС	С	85859-22	2f244f39-2482- 3818-a173- db383fba908b, 11f68fa6-36f6-37bf- 8f9f-bfe725754610, 0c017431-4ea0- 3c09-bd45- ad8780087a4a	Общество с ограниченной ответственно- стью "Научно- Производ- ственная ком- пания "РВТС" (ООО "НПК "РВТС"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственно- стью "Научно- Производ- ственная ком- пания "РВТС" (ООО "НПК "РВТС"), г. Москва	ОС	МП- 424/01- 2022	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Научно- Производ- ственная ком- пания "РВТС" (ООО "НПК "РВТС"), г. Москва	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	16.02.202 2
4.	Система из- мерений ко- личества и показателей качества нефти № 629 на ПСП "Черпаю"	Обозна- чение отсут- ствует	Е	85860-22	609	Общество с ограниченной ответственно- стью "Научно- производ- ственное предприятие ОЗНА- Инжиниринг" (ООО "НПП ОЗНА- Инжиниринг"), г. Уфа	Общество с ограниченной ответственно- стью "Нефте- газовая компа- ния "Горный" (ООО "НГК "Горный"), г. Москва	ОС	МП 1366- 9-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственно- стью "Научно- производ- ственное пред- приятие ОЗ- НА- Инжиниринг" (ООО "НПП ОЗНА- Инжиниринг"), г. Уфа	ВНИИР - фили- ал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделее- ва", г. Казань	15.02.202 2
5.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС	Обозна- чение отсут- ствует	Е	85861-22	220	Общество с ограниченной ответственно- стью "РУС- ЭНЕРГО- СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕР- ГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственно- стью "РУС- ЭНЕРГО- СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕР- ГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП- 312601- 0054.22	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "РУС- ЭНЕРГО- СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕР- ГОСБЫТ"), г. Москва	ООО ИИГ "КАРНЕОЛ", г. Магнитогорск	04.02.202 2

	КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энерго-снабжения ОАО "РЖД" в границах Еврейской автономной области												
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "ЭЛСИ-Недвижимость"	Обозначение отсутствует	Е	85862-22	1	Общество с ограниченной ответственностью "Энергетическая компания "СТИ" (ООО "ЭК "СТИ"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Энергетическая компания "СТИ" (ООО "ЭК "СТИ"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП-421-RA.RU.310556-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Энергетическая компания "СТИ" (ООО "ЭК "СТИ"), г. Санкт-Петербург	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	06.04.2022
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энерго-снабжения потребителя	Обозначение отсутствует	Е	85863-22	228	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312601-0063.22	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО ИИГ "КАРНЕОЛ", г. Магнитогорск	05.03.2022

	ПАО "КА-МАЗ"												
8.	Трансформаторы тока	ТВ-НТЗ	С	85864-22	05823, 05824, 05825, 05826, 11172	Общество с ограниченной ответственностью "Невский Трансформаторный Завод "Волхов" (ООО "НТЗ "Волхов"), г. Великий Новгород	Общество с ограниченной ответственностью "Невский Трансформаторный Завод "Волхов" (ООО "НТЗ "Волхов"), г. Великий Новгород	ОС	МП206.1-022-2022	16 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Невский Трансформаторный Завод "Волхов" (ООО "НТЗ "Волхов"), г. Великий Новгород	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	25.03.2022
9.	Установки поверочные переносные для счетчиков воды	Во-докон-троль-3	С	85865-22	001, 002	Общество с ограниченной ответственностью "Измерительные системы" (ООО "Измерительные системы"), г. Казань	Общество с ограниченной ответственностью "Измерительные системы" (ООО "Измерительные системы"), г. Казань	ОС	МП 1384-1-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Измерительные системы" (ООО "Измерительные системы"), г. Казань	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им.Д.И. Менделеева", г. Казань	22.02.2022
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Юнилевер Гурман	Обозначение отсутствует	Е	85866-22	85	Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль" (ООО "Электроконтроль"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Юнилевер Русь" (ООО "Юнилевер Русь"), г. Москва	ОС	МП 26.51/144/22	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль" (ООО "Электроконтроль"), г. Москва	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	20.04.2022
11.	Система автоматизированная информационно-	Обозначение отсутствует	Е	85867-22	004	Общество с ограниченной ответственностью "Тверская генера-	Общество с ограниченной ответственностью "Тверская генера-	ОС	МП ЭПР-485-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Тверская генерация"	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	11.03.2022

	измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТЭЦ-4 ООО "Тверская генерация"					ция" (ООО "Тверская генерация"), г. Тверь	ция" (ООО "Тверская генерация"), г. Тверь				(ООО "Тверская генерация"), г. Тверь		
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Атомэнергопромсбыт" (АО ОКБ "Гидропресс" (ПС 220 кВ "Гулево"))	Обозначение отсутствует	Е	85868-22	20220426	Акционерное общество "Атомэнергопромсбыт" (АО "Атомэнергопромсбыт"), г. Москва	Акционерное общество "Атомэнергопромсбыт" (АО "Атомэнергопромсбыт"), г. Москва	ОС	МП ЭПР-491-2022	4 года	Акционерное общество "Атомэнергопромсбыт" (АО "Атомэнергопромсбыт"), г. Москва	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	01.04.2022
13.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Филиала	Обозначение отсутствует	Е	85869-22	4222200.081	Акционерное общество "Интер РАО - Электрогенерация" (АО "Интер РАО - Электрогенерация"), г. Москва	Акционерное общество "Интер РАО - Электрогенерация" (АО "Интер РАО - Электрогенерация"), г. Москва	ОС	МП-312601-0066.22	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "НПК" (ООО "НПК"), г. Москва	ООО ИИГ "КАРНЕОЛ", г. Магнитогорск	15.04.2022

	"Ириклин- ская ГРЭС" АО "Интер РАО - Элек- трогенера- ция"												
14.	Термометры манометри- ческие пока- зывающие электрокон- тактные	ТКП- 160Эк	С	85870-22	1, 8;11; 14;15; 19	Открытое ак- ционерное общество "Приборы контроля и регулирования техпроцессов" (ОАО "Тепло- контроль"), Смоленская обл., г. Сафоново	Открытое ак- ционерное общество "Приборы контроля и регулирования техпроцессов" (ОАО "Тепло- контроль"), Смоленская обл., г. Сафоново	ОС	МП 2411- 0193 -2022	1 год	Открытое ак- ционерное об- щество "При- боры контроля и регулирова- ния техпроцес- сов" (ОАО "Теплокон- троль"), Смо- ленская обл., г. Сафоново	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менде- леева", г. Санкт- Петербург	13.05.202 2
15.	Система из- мерительная	СИ- СТ35	Е	85871-22	001	Общество с ограниченной ответственно- стью "Научно- производ- ственное предприятие "ПАРК- ЦЕНТР" (ООО "НПП "ПАРК- ЦЕНТР"), г. Санкт- Петербург	Акционерное общество "ОДК- Климов" (АО "ОДК- Климов"), г. Санкт- Петербург	ОС	ЛТКЖ.411 711.050 Д1	1 год	Общество с ограниченной ответственно- стью "Научно- производ- ственное пред- приятие "ПАРК- ЦЕНТР" (ООО "НПП "ПАРК- ЦЕНТР"), г. Санкт- Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менде- леева", г. Санкт- Петербург	17.05.202 2
16.	Трансформа- торы напря- жения	НКФ- 330- 73У1	Е	85872-22	10340, 10341, 10347	Запорожский завод высоко- вольтной ап- паратуры (ЗЗВА), Украина	Запорожский завод высоко- вольтной ап- паратуры (ЗЗВА), Украина	ОС	ГОСТ 8.216-2011	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Инже- нерный центр "ЭНЕР- ГОАУДИТ- КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"),	ФБУ "Ростест- Москва", г. Москва	18.05.202 2

											г. Москва		
17.	Трансформаторы напряжения	НКФ 220-58	Е	85873-22	1012284, 1012330, 1012332	МНПО "Электрозавод", г. Москва	МНПО "Электрозавод", г. Москва	ОС	ГОСТ 8.216-2011	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	16.05.2022
18.	Установки автоматические трехфазные для проверки счетчиков электрической энергии	НЕВА-Тест 3303	С	85874-22	исп. НЕВА-Тест 3303П 0.05 зав. № 2004097, исп. НЕВА-Тест 3303Л 0.05Т зав. № 2004094	Общество с ограниченной ответственностью "Тайпит-Измерительные Приборы" (ООО "Тайпит-ИП"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Тайпит-Измерительные Приборы" (ООО "Тайпит-ИП"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП ТАСВ.4117 22.002-01	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Тайпит-Измерительные Приборы" (ООО "Тайпит-ИП"), г. Санкт-Петербург	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	11.04.2022

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июня 2022 г. № 1449

Регистрационный № 85857-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс измерительно-вычислительный автоматизированный для антенных измерений в ближней зоне

Назначение средства измерений

Комплекс измерительно-вычислительный автоматизированный для антенных измерений в ближней зоне (далее – комплекс) предназначен для измерений радиотехнических характеристик антенн.

Описание средства измерений

Принцип действия комплекса основан на амплифазометрическом методе измерений характеристик антенн в частотной области методом ближней зоны с планарным сканированием. Оценка нормируемых радиотехнических характеристик испытываемых антенн осуществляется по результатам математической обработки измеренного на плоскости сканирования амплитудно-фазового распределения тангенциальных компонент электромагнитного поля, излучаемого (принимаемого) антенной.

Функционально и конструктивно комплекс состоит из:

- прецизионного плоского горизонтального П-сканера РЛТГ.411722.003, предназначенного для пространственного перемещения антенны-зонда в системе координат (X; Y; Z; P) вблизи апертуры испытываемой антенны, где P – плоскость поляризации;
- блока управления сканером, предназначенного для управления работой сканера;
- векторного анализатора электрических цепей R&S ZVA26 с опцией ZVAX (далее - ВАЦ), предназначенного для измерений отношения амплитуд и разности фаз опорного и зондирующего сигналов (комплексного коэффициента передачи системы «испытываемая антенна – антенна-зонд»). Зондирующий сигнал – это сигнал, подаваемый с выхода ВАЦ на вход испытываемой антенны и излучаемый ею, принимаемый далее антенной-зондом и поступающий на вход ВАЦ. Результат измерений комплексного коэффициента передачи системы «испытываемая антенна – антенна-зонд» передается на персональный компьютер (далее – ЭВМ), где после его обработки получают значения нормируемых характеристик испытываемой антенны;
- модулятора импульсного МИ1-20-13Р-13Р, предназначенного для формирования сигналов с импульсной модуляцией из непрерывных гармонических сигналов;
- усилителя малошумящего (далее – МШУ), предназначенного для обеспечения требуемого динамического диапазона измерений комплекса;
- комплекта антенн-зондов, предназначенных для использования при измерениях амплитудно-фазового распределения поля в ближней зоне;
- комплекта эталонных антенн, предназначенного для измерения коэффициента усиления методом замещения;
- комплекта радиочастотных кабелей, предназначенных для коммутации функциональных узлов комплекса;

- ЭВМ, применяемой для управления комплексом в процессе измерений, для обработки результатов измерений, их каталогизации и визуализации;

- безэховой экранированной камеры (далее - БЭК) для размещения радиочастотного оборудования комплекса, предназначенной для обеспечения условий свободного пространства и радиозэкранирования внутреннего пространства;

Общий вид комплекса приведен на рисунках 1 – 9.

Места размещения знака утверждения типа, знака поверки, заводского номера приведены на рисунке 8.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, приведена на рисунке 9.

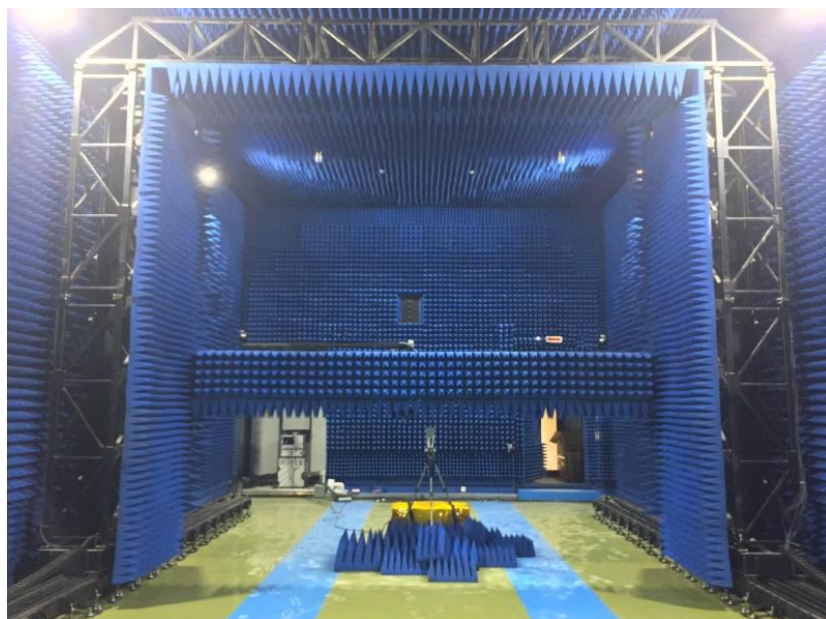


Рисунок 1 – Общий вид комплекса

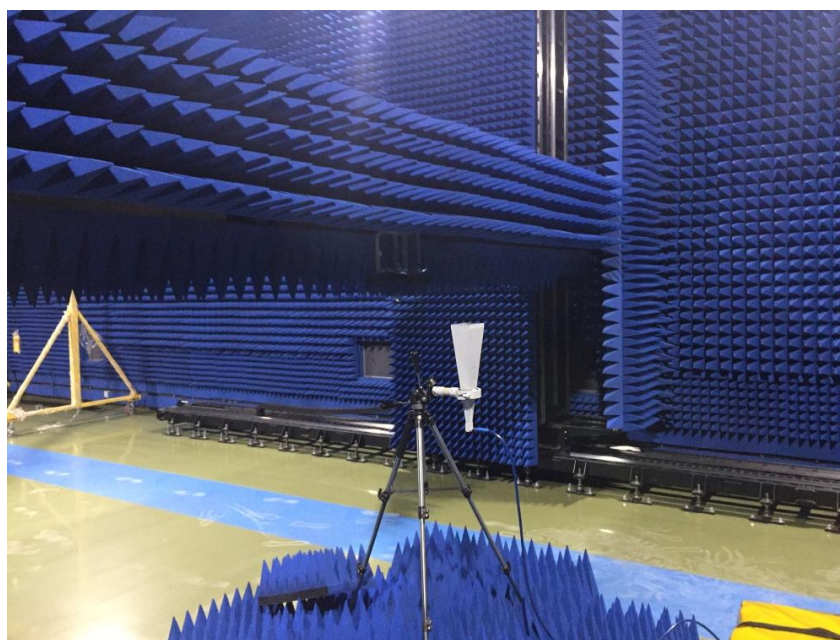


Рисунок 2 – Общий вид комплекса с установленной измеряемой антенной

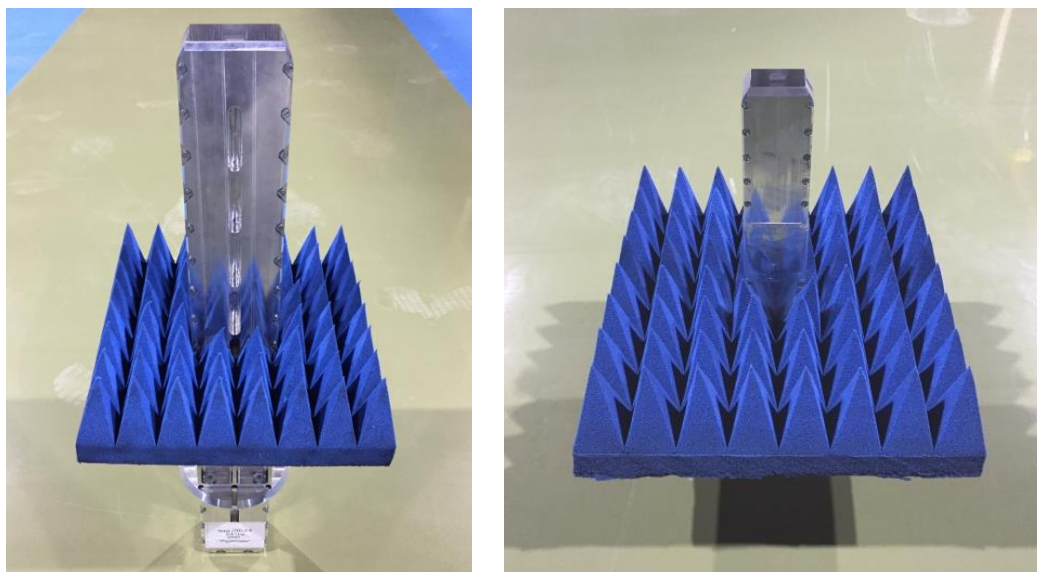


Рисунок 3 – Общий вид антенн-зондов диапазонов частот (2 – 4) ГГц и (4 – 8) ГГц соответственно

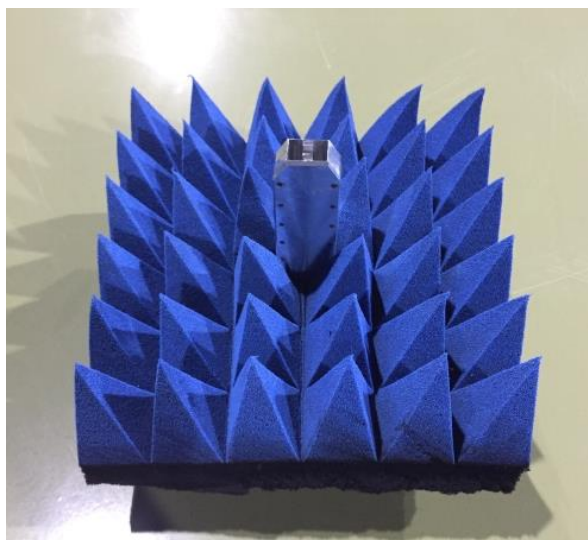


Рисунок 4 – Общий вид антенны-зонда диапазона частот (8 – 18) ГГц

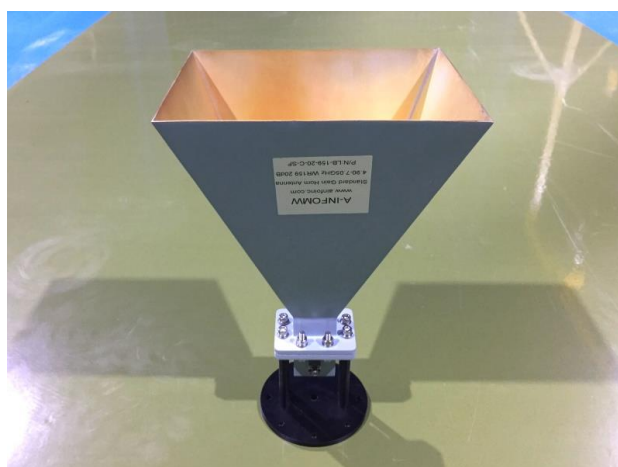


Рисунок 5 – Антенна из состава комплекта эталонных антенн с диапазоном рабочих частот (4,90 - 7,05) ГГц

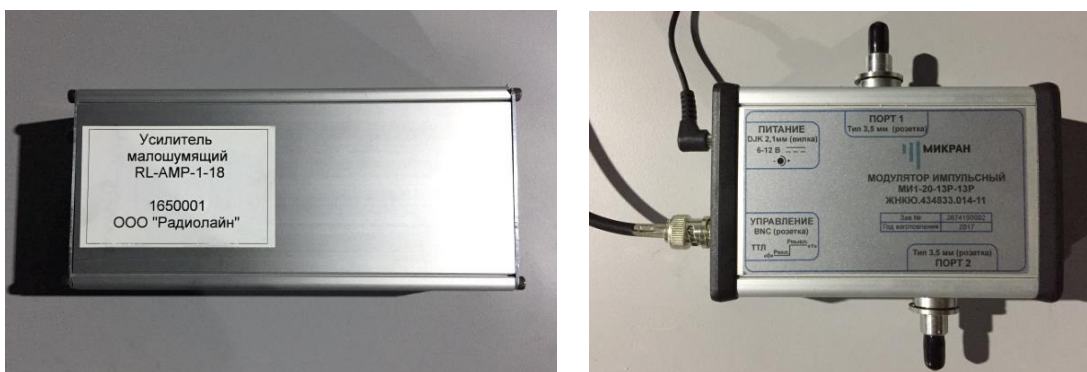


Рисунок 6 – Общий вид МШУ усилителя и модулятора импульсного МИИ-20-13Р-13Р

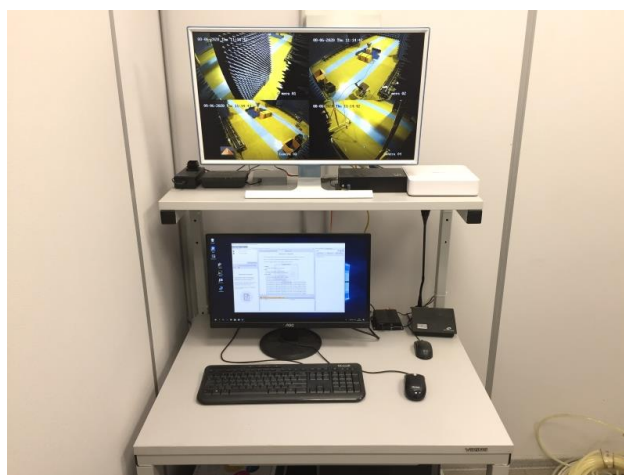


Рисунок 7 – Общий вид автоматизированного рабочего места оператора

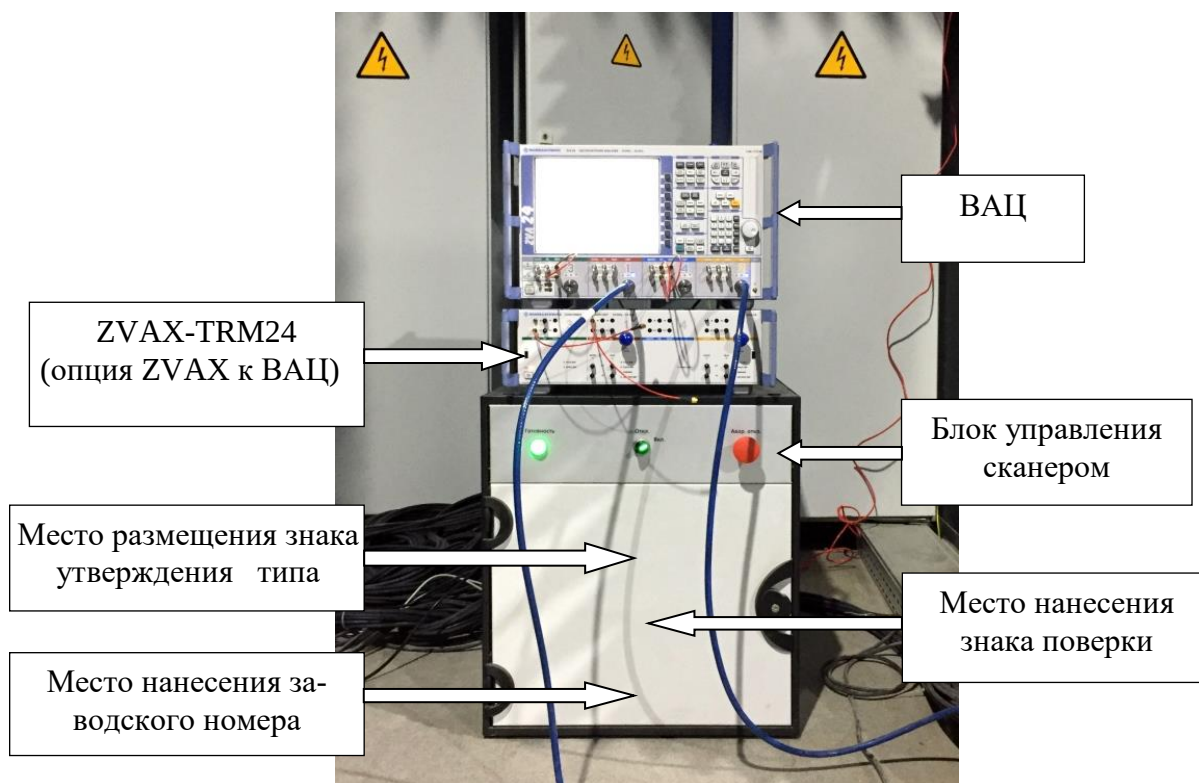


Рисунок 8 – Общий вид ВАЦ и передней панели блока управления сканером с указанием места размещения знака утверждения типа, знака поверки, заводского номера

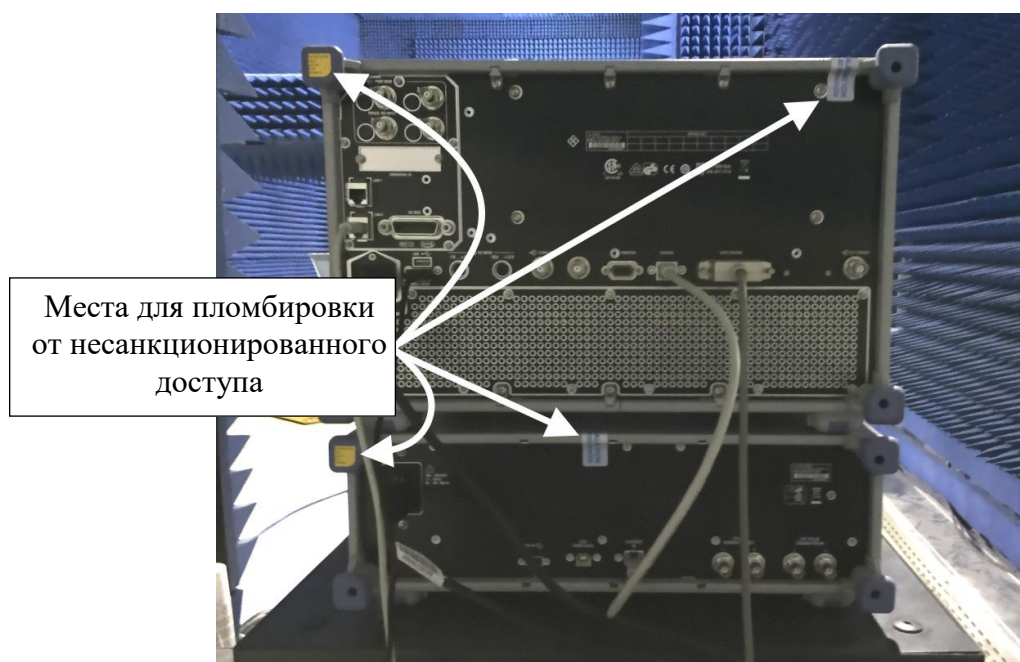


Рисунок 9 – Задняя панель ВАЦ с указанием мест пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) комплекса осуществляет:

- управление элементами комплекса и процессом измерений;
- обработку результатов измерений и получение значений радиотехнических характеристик измеряемой антенны;
- представление радиотехнических характеристик измеряемой антенны в виде соответствующих графиков и диаграмм;
- хранение результатов измерений и значений радиотехнических характеристик измеряемой антенны.

ПО комплекса работает под управлением операционной системы Windows 10.

Метрологически значимая часть ПО комплекса представляет собой специализированное ПО «RL-BEAM-DA» и «RL-BEAM-DTV».

Специализированное ПО «RL-BEAM-DA» предназначено для автоматизации работы комплекса, ручного управления положением каретки сканера, настройки параметров работы ВАЦ, задания плана измерений и для запуска измерения.

Специализированное ПО «RL-BEAM-DTV» предназначено для визуализации измеренных на одной или нескольких частотных точках зависимостей комплексного коэффициента передачи от линейного положения каретки сканера и выполнения радиотехнических расчетов по измеренным данным.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	RL-BEAM-DA.exe	RL_BEAM_DTV.exe
Идентификационное наименование ПО	RL-BEAM-DA.exe	RL_BEAM_DTV.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1.7	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	C232EB8AAB827081782 920EB6F335E54 (алгоритм MD5)	2BCCFD45AFC543EEB 5E31D496C54AAA9 (алгоритм MD5)

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих частот, ГГц	от 2 до 18
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений амплитудного распределения электромагнитного поля до относительного уровня (при динамическом диапазоне измеренного амплитудного распределения не менее 60 дБ и кроссполяризационной развязке антенны-зонда не менее 20 дБ) при относительных уровнях амплитудного распределения, дБ	
-10 дБ	±0,3
-20 дБ	±0,4
-30 дБ	±0,5
-40 дБ	±0,9
-45 дБ	±1,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазового распределения электромагнитного поля при относительном уровне амплитудного распределения (динамическом диапазоне измеренного амплитудного распределения не менее 60 дБ) при относительных уровнях амплитудного распределения, °	
-10 дБ	±4
-20 дБ	±4
-30 дБ	±5
-40 дБ	±6
-45 дБ	±14
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений относительных уровней амплитудных диаграмм направленности до уровней (при динамическом диапазоне измеренного амплитудного распределения не менее 55 дБ и кроссполяризационной развязке антенны-зонда не менее 20 дБ) при относительных уровнях амплитудных диаграмм, дБ	
-10 дБ	±0,3
-20 дБ	±0,5
-30 дБ	±0,9
-40 дБ	±1,5
-45 дБ	±2,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазовых диаграмм направленности (при динамическом диапазоне измеренного амплитудного распределения не менее 55 дБ) при относительных уровнях амплитудных диаграмм, °	
-10 дБ	±4
-20 дБ	±5
-30 дБ	±7
-40 дБ	±10
-45 дБ	±18

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений коэффициента усиления антенны методом замещения при коэффициенте стоячей волны по напряжению испытываемой антенны не более 2 и погрешности измерений коэффициента усиления эталонной антенны, дБ: 0,3 дБ 0,5 дБ 0,8 дБ 1,5 дБ 2,0 дБ	 $\pm 0,5$ $\pm 0,7$ $\pm 1,0$ $\pm 1,7$ $\pm 2,3$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений ширины главного лепестка амплитудной диаграммы направленности, градус при ширине главного лепестка до 3° включ. при ширине главного лепестка св. 3 до 10° включ. при ширине главного лепестка от св. 10 до 20° включ.	 $\pm 0,1$ $\pm 0,2$ $\pm 0,8$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Размер рабочей области сканирования, м, не менее длина ширина	 7 5
Сектор углов восстанавливаемых диаграмм направленности при планарном сканировании, не менее, °	± 65
Габаритные размеры сканера, мм, не более длина ширина высота	 10800 6500 5600
Напряжение электропитания от сети переменного тока частотой от 49 до 51 Гц, В	от 198 до 242
Рабочие условия эксплуатации температура окружающего воздуха, °C относительная влажность воздуха при температуре +20 °C, %, не более атмосферное давление, кПа	 от +15 до +25 80 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель блока управления сканером в виде наклейки и типографским способом на титульный лист документа «Комплекс измерительно-вычислительный автоматизированный для антенных измерений в ближней зоне. Руководство по эксплуатации. ПМЖИ.411734.001 РЭ».

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплект поставки комплекса

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс автоматизированный измерительно-вычислительный для антенных измерений в ближней зоне в составе:	ПМЖИ.411734.001, зав. № 001	1 шт.
Прецизионный плоский горизонтальный П-сканер	РЛТГ.411722.003	1 шт.
Блок управления сканером	-	1 шт.
Лазерный дальномер	-	1 шт.
Векторный анализатор электрических цепей	R&S ZVA26 с опцией ZVAX	1 шт.
Комплект кабелей СВЧ	-	1 к-т
Комплект антенн-зондов: антенна-зонд диапазона частот от 2 до 4 ГГц антенна-зонд диапазона частот от 4 до 8 ГГц антенна-зонд диапазона частот от 8 до 18 ГГц	ZND-2-4 ZND-4-8 ZND-8-18	1 к-т
Комплект эталонных антенн с нормированной неопределенностью КУ, перекрывающий диапазон частот от 2 до 18 ГГц	-	1 к-т
Усилитель сигналов СВЧ малошумящий диапазона частот от 1 до 18 ГГц	RL-AMP-1-18	2 шт.
Стойка 19" для размещения ВАЦ	-	1 шт.
Сетевой коммутатор	-	1 шт.
Автоматизированное рабочее место оператора	-	2 к-т
Комплект мебели	-	1 к-т
Персональный компьютер с лицензионной операционной системой Windows 7	-	1 шт.
Источник бесперебойного питания	-	1 к-т
Экранированная безэховая камера	-	1 шт.
Модулятор импульсный	МИ1-20-13Р-13Р	1 шт.
Специальное программное обеспечение для сбора и обработки данных, визуализации и каталогизации результатов измерений (USB Flash-карта)	RL-BEAM	1 шт.
Паспорт	ПМЖИ.411734.001 ПС	1 шт.
Руководство по эксплуатации: Книга 1; Книга 2; Книга 3	ПМЖИ.411734.001 РЭ	1 к-т

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ПМЖИ.411734.001РЭ «Комплекс автоматизированный измерительно-вычислительный для антенных измерений в ближней зоне. Руководство по эксплуатации. Книга 1. Общая информация», п. 1.4.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.851-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений ослабления электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 0 до 178 ГГц;

Техническая документация изготовителя.

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Научно-производственное объединение «Стрела» (ПАО «НПО «Стрела»)

ИНН 7103028233

Адрес: 300002, Тульская область, г. Тула, ул. М.Горького, д.6

Изготовитель

Акционерное общество «Центральный научно-исследовательский радиотехнический институт имени академика А.И. Берга» (АО «ЦНИРТИ им. академика А.И. Берга»)

ИНН 9701039940

Адрес: 107078, Москва, ул. Новая Басманная, 20, стр. 9

Телефон: (499)-267-43-93

Web-сайт: www.цнирти.рф

E-mail: post@cnirti.net

Испытательный центр

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

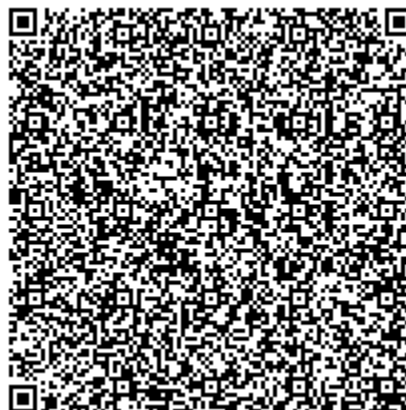
Адрес: 141570, Московская обл., Солнечногорский р-н, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Телефон (факс): +7 (495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30002-13 от 11.05.2018



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июня 2022 г. № 1449

Регистрационный № 85858-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы мониторинга параметров частичных разрядов Звезда

Назначение средства измерений

Системы мониторинга параметров частичных разрядов Звезда (далее – системы Звезда) предназначены для измерений максимальной амплитуды повторяющихся частичных разрядов (ЧР) в высоковольтной изоляции при эксплуатации электродвигателей, генераторов, турбогенераторов, гидрогенераторов.

Описание средства измерений

Принцип действия системы Звезда основан на детектировании высокочастотных сигналов с последующей обработкой сигнала аналого-цифровым преобразователем и его передачей по интерфейсу Ethernet, протокол Modbus (TCP, RTU) в персональный компьютер (ПК).

Системы Звезда выпускаются в трех модификациях: Звезда ПТ, Звезда БТ, Звезда Плюс, различающихся между собой назначением.

Функционально системы Звезда состоят из датчиков ЧР, соединительной коробки выводов, блока обработки и сбора данных, включая измеритель ЧР, соединенных между собой штатными коаксиальными кабелями.

Системы модификации Звезда ПТ предназначены для стационарной установки и непрерывного сбора, обработки и хранения данных активности ЧР в высоковольтных электродвигателях и небольших высоковольтных генераторах.

Системы модификации Звезда БТ предназначены для стационарной установки и непрерывного сбора, обработки и хранения данных активности ЧР в высоковольтных турбогенераторах.

Системы модификации Звезда Плюс предназначены для стационарной установки и непрерывного сбора, обработки и хранения данных активности ЧР в высоковольтных турбогенераторах и гидрогенераторах.

Измеритель ЧР (производство QUALITROL® LLC-Iris Power, Ontario, Канада) систем Звезда предназначен для подключения к датчикам и к дополнительным индикаторам температуры и влажности окружающего воздуха, а также к системам коммуникации и связи. Измеритель ЧР модификации Звезда ПТ включает в себя 3 аналого-цифровых преобразователя с разъемами типа BNC, одновременно осуществляющих выборку данных по входным каналам для измерений активности частичного разряда. Модификация Звезда БТ включает в себя 6 аналого-цифровых преобразователей с разъемами типа BNC, одновременно осуществляющих выборку данных по входным каналам для измерений активности частичного разряда. Модификация Звезда Плюс включает в себя от 6 до 24 аналого-цифровых преобразователей с разъемами типа BNC или SMA, одновременно осуществляющих выборку данных по входным каналам для измерений активности частичного разряда. Измеритель ЧР всех модификаций имеет 10 уровней чувствительности измерений амплитуды повторяющихся ЧР. Данные измерений сохраняются в архиве измерений в течение двух лет на внутренней карте памяти. Измеритель монтируется в вертикальном положении на монтажную поверхность.

Датчики ЧР выполнены на основе эпоксидной смолы и слюды, предназначены для регистрации активности ЧР в изоляции высоковольтных электродвигателей, генераторов, турбогенераторов, гидрогенераторов и не влияют на работу и надежность контролируемого оборудования. Датчики устанавливаются стационарно на каждую фазу, от 3 до 8 датчиков в зависимости от конструкций контролируемого оборудования. Для улучшения качества выделения шумов датчики устанавливаются направленно или дифференцированно в зависимости от конструкции оборудования. Датчик имеет один измерительный выход. Масса и размеры датчика зависят от класса напряжения применяемого электрооборудования (6 кВ, 10 кВ, 25 кВ).

Соединительная коробка выводов предназначена для подключения датчиков ЧР к измерителям ЧР систем Звезда. Соединительная коробка выводов устанавливается стационарно на расстоянии, не превышающем 30 метров от контролируемого оборудования. В соединительной коробке выводов находится панель с разъемами типа BNC или типа SMA, к которой подводятся коаксиальные кабели от датчиков ЧР.

Системы Звезда имеют заводские номера, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра. Заводские номера наносятся на шильдик из металлизированной пластинки методом лазерной печати и клеятся на внутреннюю, нижнюю часть блока системы.

Общий вид систем Звезда, места пломбировки от несанкционированного доступа и места нанесения знака поверки приведены на рисунках 1- 5.

Пломбирование соединительной коробки и системы Звезда осуществляется при помощи наклеек «НЕ ВСКРЫВАТЬ!», установленных: на внутренней компоновке модуля ЧР системы Звезда (на крепежном винте сверху) и на крепежном винте на лицевой панели соединительной коробки.

Знак поверки наносится на внешнюю лицевую поверхность корпуса блока обработки и сбора данных, систем всех модификаций систем Звезда в виде наклеек.



Рисунок 1 - Общий вид датчиков ЧР



Рисунок 2 – Общий вид нижней поверхности датчика ЧР



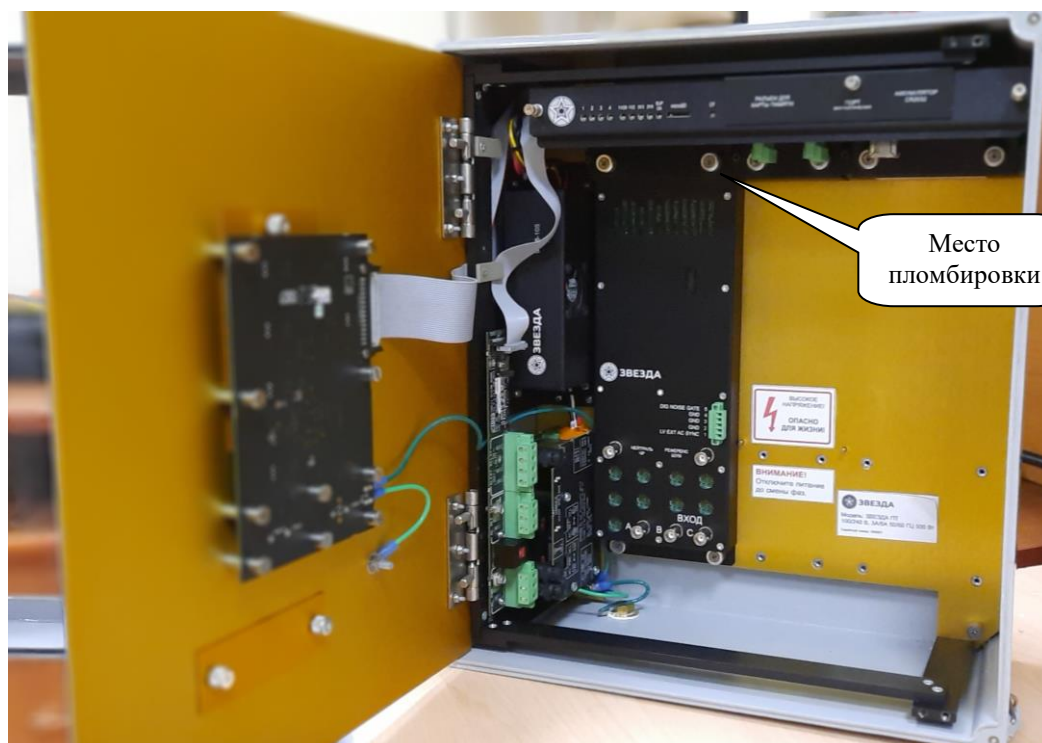
Место нанесения знака
утверждения типа

Рисунок 3 - Общий вид блока обработки и сбора данных, включая измеритель ЧР, системы Звезда (модификаций ПТ, БТ, Плюс), с местом нанесения знака утверждения типа



Место
пломбировки

Рисунок 4 – Общий вид соединительной коробки выводов с местом пломбировки от несанкционированного доступа



Место
пломбировки

Рисунок 5 - Внутренняя компоновка систем Звезда всех модификаций с местом пломбировки от несанкционированного доступа.

Программное обеспечение

Системы Звезда имеют встроенное и внешнее программное обеспечение (ПО).

Встроенное программное обеспечение – внутренняя программа микропроцессора измерителя системы для обеспечения работоспособности системы. Оно реализовано аппаратно и является метрологически значимым. Метрологические характеристики систем нормированы с учетом влияния ПО.

Внешнее ПО устанавливается на ПК и предусматривает различные экранные формы отображения информации. Внешнее ПО предназначено для сбора информации с системы, хранения и представления пользователю в удобном виде.

Внешнее ПО не является метрологически значимым.

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

Таблица 1- Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Модификации Звезда БТ, Звезда Плюс	Модификация Звезда ПТ
Системы мониторинга параметров частичных разрядов Звезда		
Идентификационное наименование встроенного ПО	-	-
Номер версии (идентификационный номер) встроенного ПО	-	-
Идентификационное наименование внешнего ПО	IAM	PDTracPro
Номер версии (идентификационный номер) внешнего ПО	не ниже: 1.27.1350.0603	не ниже: 7.0
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики систем серии Звезда

Наименование характеристики	Значение
	Модификации Звезда ПТ, Звезда БТ, Звезда Плюс
Диапазон измерений максимальной амплитуды напряжения повторяющихся частичных разрядов, В	от 0,500 до 10,000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений максимальной амплитуды напряжения повторяющихся частичных разрядов, %	±7
Количество измерительных датчиков	от 3 до 24
Количество каналов измерения частичных разрядов	от 3 до 24
Номинальная емкость датчика, пФ	80
Допускаемое отклонение от номинальной емкости, пФ	±4
Входное напряжение датчика, кВ	от 3 до 28
Номинальная частота входного напряжения, Гц	50 или 60
Полоса пропускания импульсов частичных разрядов, МГц	от 40 до 350

Таблица 3 - Основные технические характеристики систем

Наименование характеристики	Значение
	Модификации Звезда ПТ, Звезда БТ, Звезда Плюс
Параметры электрического питания: - входное напряжение переменного тока, В - номинальная частота переменного тока, Гц	от 110 до 240 50 или 60
Габаритные размеры, мм, не более - соединительной коробки выводов - высота - ширина - длина	152 216 267
- датчика ЧР - высота - диаметр	92; 127; 206 89
- блока обработки и сбора данных, включая измеритель частичных разрядов - высота - ширина - длина	229 451 559
Масса, кг, не более - соединительной коробки выводов - датчика ЧР - блока обработки и сбора данных, включая измеритель частичных разрядов	3,5 1,1; 1,6; 2,3 17,5
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность при температуре +25 °С, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 80 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом, на паспортную табличку блока обработки и сбора данных с помощью наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность системы Звезда (модификация Звезда ПТ)

Наименование	Обозначение	Количество
Система мониторинга параметров частичных разрядов Звезда, в составе:		
- датчик ЧР	ЭСД	3 шт.
- соединительная коробка выводов	ККВ-1	1 шт.
- блок обработки и сбора данных, включая измеритель ЧР	Звезда ПТ	1 шт.
Коаксиальный кабель	RG-58 A/U	3 шт. (длина по 1,8 м)
Руководство по эксплуатации	70110824.425210.021 РЭ	1 экз.
Паспорт	70110824.425210.021 ПС	1 экз.

Таблица 5 - Комплектность системы Звезда (модификация Звезда БТ)

Наименование	Обозначение	Количество
Система мониторинга параметров частичных разрядов Звезда, в составе: - датчик ЧР - соединительная коробка выводов - блок обработки и сбора данных, включая измеритель ЧР	ЭСД ККВ-1 Звезда БТ	6 шт. 1 шт. 1 шт.
Коаксиальный кабель	RG-58 A/U	6 шт. (длина по 1,8 м)
Руководство по эксплуатации	70110824.425210.021 РЭ	1 экз.
Паспорт	70110824.425210.021 ПС	1 экз.

Таблица 6 - Комплектность системы Звезда (модификация Звезда Плюс)

Наименование	Обозначение	Количество
Система мониторинга параметров частичных разрядов Звезда, в составе: - датчик ЧР - соединительная коробка выводов - блок обработки и сбора данных, включая измеритель ЧР	ЭСД ККВ-1 Звезда Плюс	от 6 до 24 шт. от 1 до 2 шт. 1 шт.
Коаксиальный кабель	RG-58 A/U	от 6 до 24 шт. (длина по 1,8 м)
Руководство по эксплуатации	70110824.425210.0021 РЭ	1 экз.
Паспорт	70110824.425210.021 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах 3.3.5, 6, 8 руководства по эксплуатации Iris Application; в р. 9 руководства по эксплуатации PDTracPro.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам мониторинга параметров частичных разрядов Звезда

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

ГОСТ Р 55191-2012 (МЭК 60270:2000) Методы испытаний высоким напряжением. Измерения частичных разрядов

ГОСТ IEC/TS 60034-27-2-2015 Машины электрические вращающиеся. Измерения частичного разряда на изоляции статорной обмотки включенных в сеть вращающихся электрических машин

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью "БО-ЭНЕРГО. Автоматизированные системы оценки технического состояния" (ООО "БО-ЭНЕРГО. АСТС")

ИНН 7702842089

Адрес: 129090, г. Москва, проспект Мира, дом 19, строение 1, этаж 1, помещение I, комната 6б, офис 265

Телефон/факс: +7(495)128-42-58

office@bo-energo.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью "БО-ЭНЕРГО. Автоматизированные системы оценки технического состояния" (ООО "БО-ЭНЕРГО. АСТС")

ИНН 7702842089

Адрес: 129090, г. Москва, проспект Мира, дом 19, строение 1, этаж 1, помещение I, комната 66, офис 265

Телефон/факс: +7(495)128-42-58

office@bo-energo.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

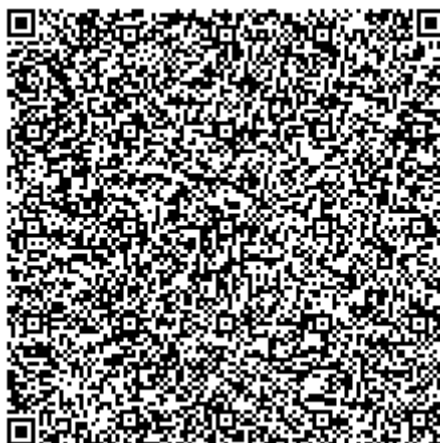
Телефон: +7 (495) 437 55 77

Факс: +7 (495) 437 56 66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи ФГБУ «ВНИИМС» об аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа в реестре аккредитованных лиц 30004-13



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июня 2022 г. № 1449

Регистрационный № 85859-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительно-вычислительных ВК СДМОБС РВТС

Назначение средства измерений

Комплексы измерительно-вычислительные ВК СДМОБС РВТС (далее – комплексы) предназначены для измерений времени в национальной шкале координированного времени UTC (SU), синхронизации времени часов подключенных средств измерений (далее - СИ) и измерений количества импульсов, автоматизированного сбора данных об измеренных значениях, поступающих от климата-регулируемого оборудования и приборов учёта с цифровым интерфейсом, организации беспроводной связи (через сеть Интернет мобильных операторов связи) с объектами учета, на которых размещены локальные сети из приборов учета с интерфейсом RS485, построения статистических отчетов и их отображения через веб-интерфейс, передачи данных внешним информационным системам через REST API.

Описание средства измерений

Комплексы представляют собой многофункциональную трехуровневую иерархическую структуру, состоящую из измерительных, связующих и вычислительных компонентов, которые образуют измерительные каналы (ИК). Комплексы являются проектно-компонентным изделием и в соответствии с ГОСТ Р 8.596-2002 определяются как комплексный компонент измерительной системы. Связь между компонентами комплекса осуществляется через локальную сеть - «шину» с интерфейсом RS-485.

Первый уровень состоит из локальной сети с интерфейсом RS485, к которой подключены приборы учета утвержденного типа и счетчики импульсов- регистраторы «Пульсар» исполнения 6 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 25951-10), предназначенные для измерений количества импульсов, поступающих от приборов учета утвержденного типа, и преобразований в значения физических величин с последующей обработкой, представлением и регистрацией информации, а также для получения и передачи измерительной информации по цифровому интерфейсу RS485 через второй уровень комплекса (только для модификаций версии 2.0 и 3.0).

Функциональные возможности комплексов позволяют устанавливать на первом уровне приборы учета, являющиеся средствами измерений утвержденного типа, обеспечивающие возможность передачи измерительной информации по цифровому интерфейсу RS485 через второй уровень системы без дополнительных преобразований (для всех модификаций).

На втором уровне комплекса находится устройство GSM/GRPS/RS-485 Gateway, которое обеспечивает возможность передачи данных между локальной сетью измерительных приборов учета и облачным сервером сбора и хранения данных. Функциями устройства GSM/RS-485 Gateway являются:

- установление TCP/IP соединения с сервером сбора данных;
- обеспечение прозрачного взаимодействия между программным обеспечением сервера сбора данных и устройствами, подключенными по интерфейсу RS485;

– отслеживание состояния GSM-соединения и в случае его потери восстановление или переключение на резервный канал;

Третий уровень комплекса представляет собой сервер сбора и хранения данных, «сервис диспетчеризации и передачи данных и мониторинга климат регулируемого оборудования и приборов учета для бюджетной сферы» или другой сервер с функциями системного времени и архивной базы данных функциями которого является отображение данных, хранение и статистической обработки собранных данных. Также выполняются функции:

- сбор и хранение данных;
- измерение времени в национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- опрос приборов учета с заданным интервалом времени;
- синхронизация времени приборов учета;
- статистическая обработка полученных данных с выгрузкой в веб-интерфейс;
- интеграция с внешними информационными системами через REST API;
- экспорт отчетов в форматах PDF, Excel и пр.;
- подсистемы первого и второго уровня ИБК должны быть связаны друг с другом локальной вычислительной сетью на интерфейсе RS485.

Комплексы изготавливаются в следующих модификация ВК СДМОБС РВТС вер.1.0, вер.2.0, вер.3.0, отличающихся наличием интерфейсов сбора данных от приборов учета:

- Комплексы ВК СДМОБС РВТС вер.1.0 обеспечивают сбор измерительной информации по цифровому интерфейсу RS485.

- Комплексы ВК СДМОБС РВТС вер.2.0 обеспечивают сбор измерительной информации по цифровому интерфейсу RS485 и оснащаются трехканальным счетчиком импульсов-регистратором «Пульсар» исполнения 6 (в необходимом для комплекса количестве) для измерений количества измерений количества импульсов, поступающих от приборов учета утвержденного типа с последующей передачи измерительной информации по цифровому интерфейсу RS-485.

- Комплексы ВК СДМОБС РВТС вер.3.0 обеспечивают сбор измерительной информации по цифровому интерфейсу RS485 и оснащаются трехканальным счетчиком импульсов-регистратором «Пульсар» исполнения 6 (в необходимом для комплекса количестве) для измерений количества измерений количества импульсов, поступающих от приборов учета утвержденного типа с последующей передачи измерительной информации по цифровому интерфейсу и через контроллер (арбитр) шины обеспечивают удаленный доступ двум «мастерам» к приборам учета.

Для исключения возможности непреднамеренных и/или преднамеренных изменений информации, все оборудование, входящее в состав комплексов, «защищается» (пломбируется) в соответствии с его технической документацией. Все информационно-измерительные каналы пломбируются в точках, где возможно несанкционированное воздействие на результаты измерений. Серверы защищены персональными логинами и паролями, а также журналами событий для регистрации входа и действий пользователей

Структурная схема комплексов представлена на рисунке 1 и 2.

Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится в формуляр на комплекс.

Знак поверки рекомендуется наносить на свидетельство о поверке и (или) в формуляр в соответствии с действующим законодательством.

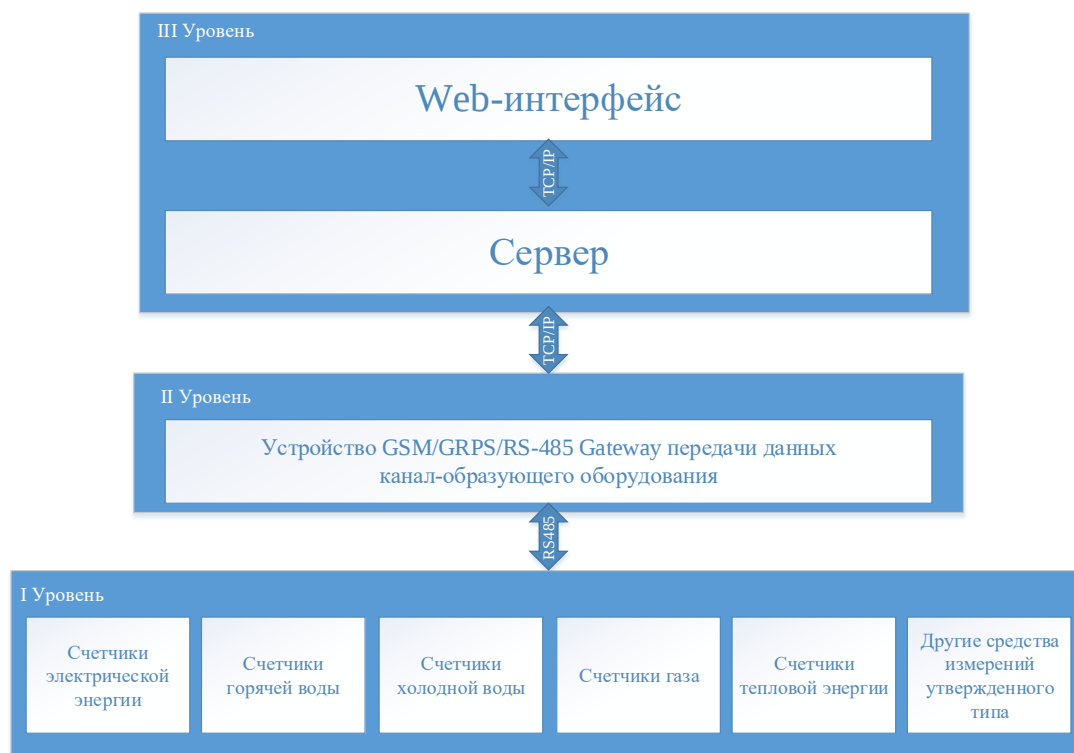


Рисунок 1 - Структурная схема комплексов вер.1.0

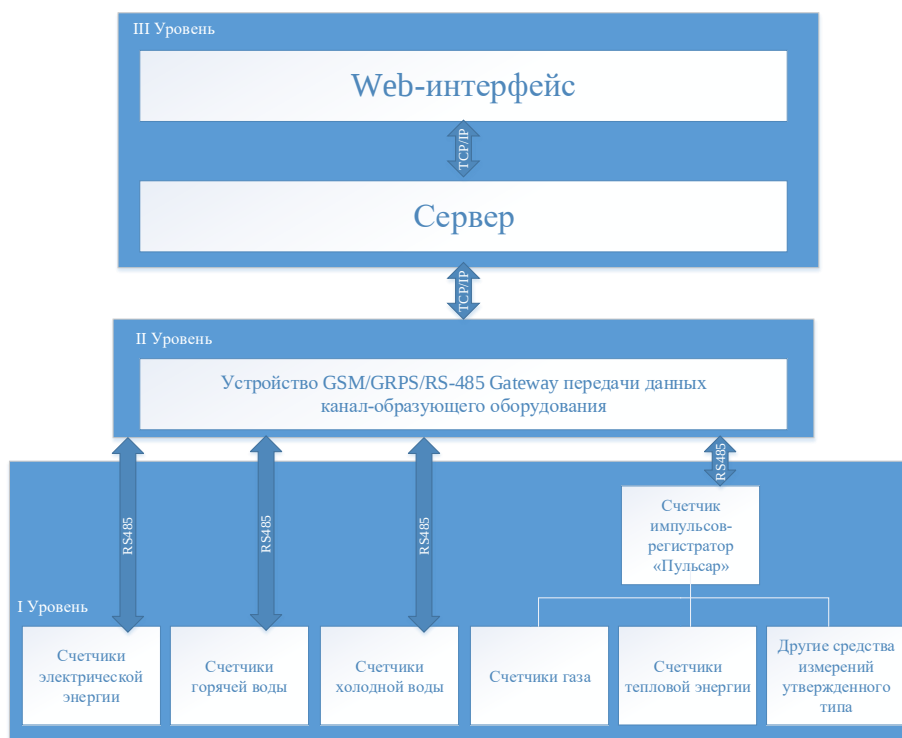


Рисунок 2 - Структурная схема комплексов вер.2.0 и 3.0

Программное обеспечение

Программное обеспечение реализовано по принципу контейнеризации и предполагает запуск приложений и необходимых им системных библиотек в полностью стандартизованных контейнерах, которые соединяются с хостами или другими внешними ресурсами посредством специального интерфейса.

Контейнеризация реализована посредством технологии Docker. В качестве менеджера для управления всеми контейнерами (сервисами) применяется Docker-Compose.

Программное обеспечение является метрологически значимым и построено на основе программного обеспечения «Nekta Core API». Программное обеспечение устанавливается на сервере под управлением операционной системы Ubuntu Server, версии не ниже 18.04. Программное обеспечение включает в себя СУБД, подсистему резервного копирования, подсистему приема, передачи, обработки, хранения и визуализации информации, а также подсистему синхронизации времени в приборах учета.

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений реализована с помощью авторизации пользователя, паролей и ведения журнала событий.

Идентификационные данные ПО и приведены в таблице 1.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Программный комплекс «НЕКТА»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2021.12
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности хода внутренних часов в автономном режиме за сутки, с	± 3
Диапазон измерений количества импульсов на частоте (не более 200 Гц), имп. ¹⁾	от 0 до 999999
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений импульсов, имп.	± 1
¹⁾ – только для модификаций версий 2.0 и 3.0	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В	от 12 до 48
Потребляемая мощность, Вт, не более	100

Продолжение таблицы 3

1	2
Рабочие условия измерений: - температура окружающей среды, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность (при температуре +30 °С), %, не более	от -40 до +60 от 84,0 до 106,7 90
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	138 000
Средний срок службы, лет, не менее	18

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс измерительно-вычислительный ВК СДМОБС РВТС	_1)	1 шт.
Формуляр	ВТБМ.421457.001ФО	1 экз.
Руководство пользователя	ВТБМ.421457.001РЭ	1 экз.
Руководство администратора ²⁾	ВТБМ.421457.002РЭ	1 экз.
Руководство по инсталляции ²⁾	ВТБМ.421457.003РЭ	1 экз.
Примечания: ¹⁾ – Обозначение измеряется в зависимости от модификации; ²⁾ – Поставляется по требованию.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Объекты» руководства пользователя.

Нормативные документы, устанавливающие требования к комплексам измерительно-вычислительным ВК СДМОБС РВТС

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

Приказ Росстандарта №1621 от 31.07.2018 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

ВТБМ.421457.001ТУ. Комплексы измерительно-вычислительные ВК СДМОБС РВТС

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-Производственная компания «РВТС» (ООО «НПК «РВТС»)

ИНН 9718171136

Адрес: 121151, г.Москва, Ул. Раевского, д. 4, этаж 2, офис 20

Тел.: +7(495) 899-04-90

E-mail: info@rvts.ru

Web-сайт: www.rvts.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-Производственная компания «РВТС» (ООО «НПК «РВТС»)

ИНН 9718171136

Адрес: 121151, г.Москва, Ул. Раевского, д. 4, этаж 2, офис 20

Тел.: +7(495) 899-04-90

E-mail: info@rvts.ru

Web-сайт: www.rvts.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»

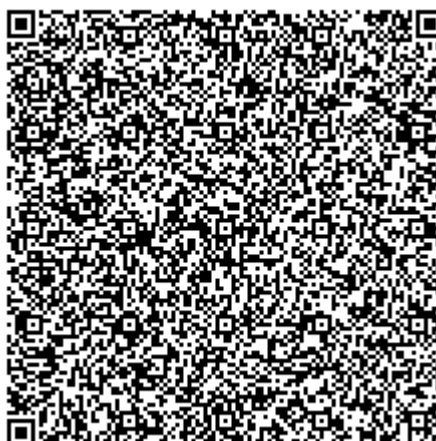
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119415, г. Москва, проспект Вернадского, дом 41, строение 1, этаж 4, помещение I, комната 28

Тел.: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312126



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июня 2022 г. № 1449

Регистрационный № 85860-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 629 на ПСП «Черпаю»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 629 на ПСП «Черпаю» (далее – СИКН) предназначена для проведения учётно-расчётных операций на ПСП «Черпаю» при сдаче в межпромысловый трубопровод ООО «РН-Северная нефть» и дальнейшей транспортировке нефти по трубопроводу с последующей передачей нефти в систему магистральных трубопроводов ПАО «Транснефть».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с применением преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей массового расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

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

В состав СИКН входят технологическая часть, система сбора, обработки информации и управления. В состав технологической части входят блок фильтров, блок измерительных линий, блок измерений показателей качества нефти, узел подключения передвижной поверочной установки, пробозаборное устройство щелевого типа. В состав системы сбора, обработки информации и управления входят шкафы вторичной аппаратуры, автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора, шкаф АРМ оператора и сервера, шкаф силового управления.

В составе СИКН применены следующие средства измерений утвержденных типов:

- счетчики-расходомеры массовые MicroMotion модели CMF200 (далее – СРМ) с измерительным преобразователем модели 2700, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег.) № 84123-21 и № 45115-16;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, рег. № 15644-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм исполнения УДВН-1пм1, рег. № 14557-10;
- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, рег. № 57762-14;
- датчики температуры 644, рег. № 39539-08, № 63889-16;
- преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051TG и 3051CD, рег. № 14061-10, № 14061-15;
- установка трубопоршневая «Сапфир МН»-100 (далее – СТПУ), рег. № 41976-09;
- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000, рег. № 15066-09;
- термометры и манометры для местной индикации и контроля температуры и давления.

Вспомогательные устройства и технические средства:

- пробоотборник автоматический;
- пробоотборник ручной;
- фильтры для очистки нефти от механических примесей;
- запорная и регулирующая арматура с устройствами контроля протечек.

Заводской номер СИКН нанесен в виде буквенно-цифрового обозначения методом лазерной маркировки на фирменную табличку, прикрепленную снаружи блок-бокса возле входной двери. Общий вид и место установки фирменной таблички показаны на рисунке 1. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.



Рисунок 1 - Общий вид СИКН и место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН (ИВК, АРМ оператора) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО не оказывает влияния на метрологические характеристики СИКН.

Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ИВК (основной)	ИВК (резервный)	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	OmniCom	OmniCom	ОЗНА-Flow
Номер версии (идентификационный номер) ПО	24.75.01	24.75.01	3.3
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	EB23	EBE1	8E093555

Уровень защиты ПО СИКН «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН, включая показатели точности и физико-химические свойства измеряемой среды, приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 9,6 до 94
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий	3 (2 рабочих, 1 резервная)
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +55 до +70
Диапазон давления нефти, МПа	от 0,5 до 6,3
Диапазон плотности нефти при 20 °С, кг/м ³	от 878,5 до 892,7
Диапазон кинематической вязкости, мм ² /с (сСт)	от 34,8 до 49,1
Массовая доля воды в нефти, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380 $\pm$ 38 (трехфазное), 220 $\pm$ 22 (однофазное) 50 $\pm$ 1
Климатические условия эксплуатации СИКН:	
– температура наружного воздуха, °С	от -55 до +35
Срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа руководства по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 629 на ПСП «Черпаю» зав. № 609	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ОИ 609.00.00.00.000 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений массы нефти системой измерений количества и показателей качества нефти № 629 на ПСП «Черпаю» ООО «НГК «Горный» (свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/5009-21 от 06.04.2021). Регистрационный номер в Федеральном реестре методик измерений ФР.1.29.2021.40049.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 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»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью "Нефтегазовая компания "Горный" (ООО «НГК «Горный»)

Адрес: 125167, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Хорошевский, пр-кт Ленинградский, д. 37, к. 3, этаж/помещение 5/VII, комната 11

ИНН 7801399975

Изготовитель

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

ИНН 0278096217

Адрес: г. Уфа, ул. Менделеева, 205а, этаж 1, офис 19

Телефон/ факс: (347) 292-79-10/ (347) 292-79-15

E-mail: ozna-eng@ozna.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

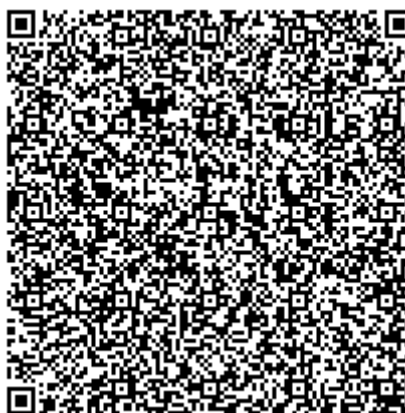
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц ВНИИР – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU 310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июня 2022 г. № 1449

Регистрационный № 85861-22

Лист № 1
Всего листов 33

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Еврейской автономной 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», 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».

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.

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 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» оснащён 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).

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.

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

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, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ
1	2	3		4		5	6
1	ПС кВ Бира/т, ввод Т-1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	A	ТФЗМ-35Б-1У1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B			
				C	ТФНД-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B			
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-3					
2	ПС кВ Бира/т, ввод Т-2 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	A	ТФНД-35М		
				B			
				C	ТФНД-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B			
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС кВ Бира/т, ф. ДПР В	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	А	ТФН-35М	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В			
				С	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В			
				С	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
4	ПС кВ Бира/т, ф. ДПР 3	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			
				С	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
5	ПС кВ Бира/т, ввод Т-1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №2473-69	А	ТЛМ-10		
				В			
				С	ТЛМ-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-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	ПС кВ Бира/г, ввод Т-2 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №2473-69	A	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B			
				C	ТЛМ-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-B-3					
7	ПС кВ Бира/г, ф. 1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B			
				C	ТПЛ-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-B-3					
8	ПС кВ Бира/г, ф. 2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B			
				C	ТПЛ-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-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ПС кВ Бира/г, ф. 4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №7069-79	A	ТОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B			
				C	ТОЛ-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-B-3					
10	ПС кВ Бира/г, ф. 5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B			
				C	ТПЛ-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-B-3					
11	ПС кВ Икура/г, ввод Т-1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	A	ТФНД-35М		
				B	ТФНД-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	ЕА05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
12	ПС кВ Икура/т, ввод Т-2 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	A	ТФНД-35М	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТФНД-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-3					
13	ПС кВ Икура/т, ф. ДПР В	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	A	ТФН-35М		
				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	EA05RL-B-3					
14	ПС кВ Икура/т, ф. ДПР 3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	A	ТФН-35М		
				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	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
15	ПС кВ Икура/г, ввод Т-1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №30709-11	A	ТЛП-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14	
				B			
				C	ТЛП-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 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-3					
16	ПС кВ Икура/г, ввод Т-2 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №30709-11	A	ТЛП-10		
				B			
				C	ТЛП-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 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-3					
17	ПС кВ Икура/г, ф. 1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №15128-96	A	ТОЛ 10-I		
				B			
				C	ТОЛ 10-I		
		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	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
18	ПС кВ Икура/т, ф. 2 ПЭС В	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 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В			
				С	ТПЛ-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-B-3					
19	ПС кВ Икура/т, ф. 3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2473-69	А	ТЛМ-10		
				В			
				С	ТЛМ-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-B-3					
20	ПС кВ Икура/т, ф. 4	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-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
21	ПС кВ Икура/т, ф. 5	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-06	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				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-B-3							
22	ПС кВ Лондоко/т, ввод Т-1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	A	ТФ3М-35Б-1У1				
				B	ТФ3М-35Б-1У1				
				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-B-3					
		23	ПС кВ Лондоко/т, ввод Т-2 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №47959-11			A	ТОЛ-35 III
								B	
C	ТОЛ-35 III								
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-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
24	ПС кВ Лондоко/г, ф. ДПР В	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №3689-73	А	ТФНД-35М	RTU-327 Рег. № 41907-09 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	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-B-3					
25	ПС кВ Лондоко/г, ф. ДПР 3	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-B-3					
26	ПС кВ Лондоко/г, ввод Т-1 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 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
27	ПС кВ Лондоко/т, ввод Т-2 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				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-B-3					
28	ПС кВ Лондоко/т, ф. 3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №15128-96	A	ТОЛ 10-I		
				B			
				C	ТОЛ 10-I		
		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-B-3					
29	ПС Волочаевка/т, ввод Т-1 35 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №3690-73	A	ТФН-35М		
				B			
				C	ТФН-35М		
		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/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
30	ПС Волочаевка/г, ввод Т-2 35 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №3690-73	A	ТФН-35М	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B			
				C	ТФН-35М		
		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/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
31	ПС Волочаевка/г, ф. Т-102	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №3689-73	A	ТФНД-35М		
				B			
				C	ТФНД-35М		
		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/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
32	ПС Волочаевка/г, ф. Т-104	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №3690-73	A	ТФ3М-35А-У1		
				B			
				C	ТФ3М-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/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
33	ПС Волочаевка/г, ф. Т-105	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3689-73	A	ТФ3М-35Б-1У1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B			
				C	ТФ3М-35Б-1У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
34	ПС Волочаевка/г, ф. Т-106	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №3690-73	A	ТФ3М-35А-У1		
				B			
				C	ТФ3М-35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
35	ПС Волочаевка/г, ввод Т-1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	A	ТФ3М-35Б-1У1		
				B	ТФ3М-35Б-1У1		
				C			
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A			
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
36	ПС Волочаевка/т, ввод Т-2 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	A	ТФ3М-35Б-1У1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТФ3М-35Б-1У1		
				C			
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A			
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
37	ПС Волочаевка/т, ф. ДПР В	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	A	ТФН-35М		
				B	ТФН-35М		
				C			
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A			
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
38	ПС Волочаевка/т, ф. ДПР 3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	A	ТФН-35М		
				B	ТФН-35М		
				C			
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A			
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
39	ПС Волочаевка/т, ф. 5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №30709-11	A	ТЛП-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14	
				B			
				C	ТЛП-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 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-3					
40	ПС Волочаевка/т, ф. 11	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №30709-11	A	ТЛП-10		
				B			
				C	ТЛП-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 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-3					
41	ПС Волочаевка/т, ф. 13	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №30709-11	A	ТЛП-10		
				B			
				C	ТЛП-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 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
42	ПС Волочаевка/г, ф. 15	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №30709-11	A	ТЛП-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14	
				B			
				C	ТЛП-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 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-3					
43	ПС Волочаевка/г, ф. 19	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №30709-11	A	ТЛП-10		
				B			
				C	ТЛП-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 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-3					
44	ПС Волочаевка/г, ТСН-3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=30/5 №8913-82	A	ТБК-10		
				B			
				C	ТБК-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	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
45	ПС Ин/т, ввод Т-1 35 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №3689-73	A	ТФНД-35М	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B			
				C	ТФНД-35М		
		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/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
46	ПС Ин/т, ввод Т-2 35 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №3689-73	A	ТФНД-35М		
				B			
				C	ТФНД-35М		
		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/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-3					
47	ПС Ин/т, ввод Т-1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №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-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
48	ПС Ин/т, ввод Т-2 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	A		RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				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-B-3					
		49	ПС Ин/т, ф. ДПР В	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73			A	
								B	ТФН-35М
C	ТФН-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			EA05RL-B-3					
50	ПС Ин/т, ф. ДПР З			ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	A			
						B	ТФН-35М		
		C	ТФН-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	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
51	ПС Ин/т, ввод-1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 №22192-03	A	ТЛП-10-М	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B			
				C	ТЛП-10-М		
		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-B-4					
52	ПС Ин/т, ввод-2 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 №25433-11	A	ТЛЮ-10		
				B			
				C	ТЛЮ-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-B-3					
53	ПС Кимкан/т, ввод РПТ-1 35 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=30/5 №3690-73	A	ТФН-35М		
				B			
				C	ТФН-35М		
		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/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RL-P4G-DW-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
54	ПС Кимкан/г, Ф. Т-142	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3689-73	A	ТФ3М-35Б-1У1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B			
				C	ТФ3М-35Б-1У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RL-P4G-DW-3					
55	ПС Кимкан/г, ввод Т-1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	A	ТФ3М-35Б-1У1		
				B	ТФ3М-35Б-1У1		
				C			
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
56	ПС Кимкан/г, ввод Т-2 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	A	ТФ3М-35Б-1У1		
				B	ТФ3М-35Б-1У1		
				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-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
57	ПС Кимкан/т, ф. ДПР В	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3689-73	A	ТФ3М-35Б-1У1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТФ3М-35Б-1У1		
				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-B-3					
58	ПС Кимкан/т, ф. ДПР З	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №30368-10	A	GIF 40.5		
				B	GIF 40.5		
				C			
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
59	ПС Кимкан/т, ввод Т-2 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №22192-03	A	ТПЛ-10-М		
				B			
				C	ТПЛ-10-М		
		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	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
60	ПС Кимкан/г, ф. 3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 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=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
61	ПС Кимкан/г, ф. 4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №25433-11	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-B-3					
62	ПС Кимкан/г, Ф.5 10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B			
				C	ТПЛ-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-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
63	ПС Кимкан/т, Ф.6 10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №25433-08	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				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-B-3							
64	ПС Кимкан/т, ввод 1 220 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №60541-15	A	ТБМО-220 УХЛ1				
				B	ТБМО-220 УХЛ1				
				C	ТБМО-220 УХЛ1				
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №60353-15	A	НАМИ-220 УХЛ1				
				B	НАМИ-220 УХЛ1				
				C	НАМИ-220 УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07	ЕА02RALX-P3B-4					
		65	ПС Кимкан/т, ввод 2 220 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №60541-15			A	ТБМО-220 УХЛ1
								B	ТБМО-220 УХЛ1
C	ТБМО-220 УХЛ1								
ТН	КТ=0,2 КТН=220000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ №60353-15			A	НАМИ-220 УХЛ1				
				B	НАМИ-220 УХЛ1				
				C	НАМИ-220 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07			ЕА02RALX-P3B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
66	ПС кВ Лондоко/т, ввод 1 220 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №60541-15	A	ТБМО-220 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000: √3/100: √3 №60353-15	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07	ЕА02RALX-РЗВ-4					
67	ПС кВ Лондоко/т, ввод 2 220 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №60541-15	A	ТБМО-220 УХЛ1		
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000: √3/100: √3 №60353-15	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07	ЕА02RALX-РЗВ-4					
68	ПС кВ Бира/т, ввод 1 220 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №60541-15	A	ТБМО-220 УХЛ1		
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000: √3/100: √3 №60353-15	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07	ЕА02RALX-РЗВ-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
69	ПС кВ Бира/г, ввод 2 220 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №60541-15	A	ТБМО-220 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000: √3/100: √3 №60353-15	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-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
1-14,17-20,22, 24, 25,28-50,53-59,61,63	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
15,16,23,51,52	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
21,26,27	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
60,62	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
64-69	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	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 P = 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°C.			

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, °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
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 +35 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 ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, 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 35000 24 100000 24 0,99 1

Продолжение таблицы 6

1	2
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - 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 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	GIF 40.5	2 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-220 УХЛ1	18 шт.
Трансформаторы тока	ТВК-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	12 шт.
Трансформаторы тока	ТЛП-10	14 шт.
Трансформаторы тока	ТЛП-10-М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-I	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-35 III	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	12 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	4 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	17 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	19 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35М	24 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	18 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	42 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	11 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	Альфа А1800	11 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	58 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	13526821.4611.220.Э Д.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 Еврейской автономной 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 Еврейской автономной 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

Правообладатель

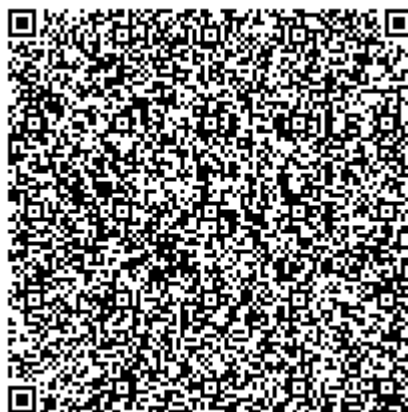
Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

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
Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц RA.RU.312601



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июня 2022 г. № 1449

Регистрационный № 85862-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭЛСИ-Недвижимость»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭЛСИ-Недвижимость» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- привязку результатов измерений к шкале времени UTC(SU);
- ведение журналов событий с данными о состоянии объектов измерений и средств измерений;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений и журналов событий;
- хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных в течение 3,5 лет;
- обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей;
- подготовка данных в виде электронного документа XML для их передачи по электронной почте внешним организациям;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, и журналам событий по запросу со стороны внешних систем;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает два уровня:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий 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), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер ИВК, автоматизированные рабочие места (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Е-ресурс» ES.02».

ИИК, ИВК, устройства коммуникации и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Результаты вычислений сохраняются в регистрах памяти счетчика с привязкой к шкале времени UTC(SU). Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти события, такие как коррекция часов счетчиков, включение и выключение счетчиков, включение и выключение резервного питания счетчиков, открытие и закрытие защитной крышки и другие. События сохраняются в журнале событий также с привязкой к шкале времени UTC(SU).

ИВК выполнен на базе комплекса программно-технического «Е-ресурс» ES.02 и включает в себя:

- сервер баз данных;
- автоматизированные рабочие места (АРМ).

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков со всех ИИК;
- ведение журнала событий ИВК;
- синхронизацию времени в сервере баз данных и передачу шкалы времени на уровень ИИК;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИБК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС». Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в форматах 80020, 80030 заверенных электронно-цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485 и модемов GSM/GPRS для передачи данных от счетчиков до уровня ИБК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством глобальной сети передачи данных Интернет для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы (основной канал);
- посредством радиоканала стандарта GSM/GPRS для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), действующая следующим образом. ИБК получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от устройства синхронизации времени УСВ-3. При каждом опросе счетчиков ИБК определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает по абсолютной величине 2 с, ИБК формирует команду синхронизации. Журналы событий счетчиков и ИБК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения наносится на формуляр типографским способом. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В ИБК АИИС КУЭ используется программное обеспечение из состава комплекса программно-технического «Е-ресурс» ES.02. Идентификационные признаки метрологически значимого программного обеспечения АИИС КУЭ приведены в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ПО «Е-ресурс» ES.02
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Не ниже 1.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	Вычисляется контролирующей утилитой, указывается в формуляре ПТК «Е-ресурс» ES.02
Идентификационное наименование программного обеспечения	контролирующая утилита echeck
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Не присвоен
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	52e65bf4a60108fdd59bac8941e1c0fd

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	ПС 110 кВ Мирная, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 4	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег.№ 15128-07	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ПТК «Е-ресурс» ES.02, Рег. № 53447-13; УСВ-3, рег. № 64242-16
2	ПС 110 кВ Мирная, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 14	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег.№ 15128-07	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
3	РП-10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 9	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег.№ 15128-07	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-08	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
2. Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке.
5. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	I ₂ ≤ I _{изм} < I ₅		I ₅ ≤ I _{изм} < I ₂₀		I ₂₀ ≤ I _{изм} < I ₁₀₀		I ₁₀₀ ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀	
		δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %
1, 2	0,50	±4,8	±2,4	±3,0	±1,8	±2,2	±1,2	±2,2	±1,2
	0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,6	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
	0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,1	±1,1	±2,2	±1,1	±2,2
	1,00	±1,6	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
3	0,50	-	-	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,80	-	-	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
	0,87	-	-	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %
1, 2	0,50	±4,8	±2,8	±3,0	±2,2	±2,3	±1,8	±2,3	±1,8
	0,80	±2,6	±4,2	±1,8	±2,9	±1,4	±2,3	±1,4	±2,3
	0,87	±2,3	±5,0	±1,6	±3,4	±1,2	±2,6	±1,2	±2,6
	1,00	±1,7	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
3	0,50	-	-	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
	0,80	-	-	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
	0,87	-	-	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-

Примечания к таблицам 3 и 4:

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ или базового тока счетчика;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ или базового тока счетчика;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ или базового тока счетчика;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{макс}$ – сила тока соответствующая максимальному току счетчика;

$I_{изм}$ – сила тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ или базового тока счетчика;

δ_{wo}^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

δ_{wo}^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	3
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от 2 (5) до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от 2 (5) до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25

Наименование характеристики	Значение
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, мин	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, мин	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации	100
Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	
Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра АИИС.30эк/04022022-ТРП.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭЛСИ-Недвижимость». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
ИВК	Е-ресурс	1
СОЕВ	УСВ-3	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭЛСИ-Недвижимость». Формуляр	АИИС.30эк/04022022-ТРП.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭЛСИ-Недвижимость». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений.

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

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

ГОСТ 34.601-90 Межгосударственный стандарт. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергетическая компания «СТИ»
(ООО «ЭК «СТИ»)

ИНН 7839041402

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Троицкий проспект, д. 12 лит. А, пом. 4 «Н»

Телефон (факс): +7 (812) 251-13-73; +7 (812) 251-32-58

E-mail: info@ek-sti.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергетическая компания «СТИ»
(ООО «ЭК «СТИ»)

ИНН 7839041402

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Троицкий проспект, д. 12 лит. А, пом. 4 «Н»

Телефон (факс): +7 (812) 251-13-73; +7 (812) 251-32-58

E-mail: info@ek-sti.ru

Испытательный центр

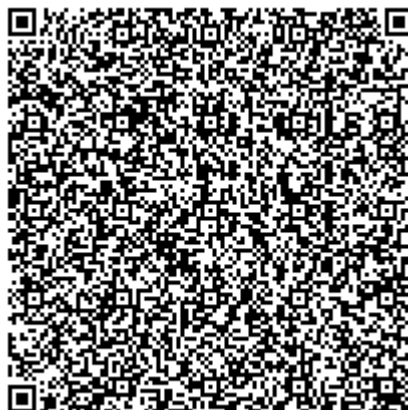
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июня 2022 г. № 1449

Регистрационный № 85863-22

Лист № 1
Всего листов 33

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителя ПАО «КАМАЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителя ПАО «КАМАЗ» (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 (измерительные каналы (ИК) №№ 1-15) 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) АО «Сетевая компания»;

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

АИИС КУЭ (ИК №№ 16-65) 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», сервер ООО «КАМАЗ-ЭНЕРГО», сервер ООО «ЭНЕГОСБЫТХОЛДИНГ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер АО «Сетевая компания» создан на базе ПО «Пирамида 2.0».

Сервер ООО «КАМАЗ-ЭНЕРГО» создан на базе ПО комплекса технических средств (КТС) «Энергия+».

Сервер ООО «ЭНЕГОСБЫТХОЛДИНГ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР».

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 №№ 1-15 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД, имеющего функцию обработки, формирования и хранения информации. Далее данные с УСПД передаются на сервер АО «Сетевая компания», где осуществляется обработка полученной измерительной информации, формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 16-65 посредством технических средств приёма-передачи данных поступает на сервер ООО «КАМАЗ-ЭНЕРГО». Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Сервер ООО «КАМАЗ-ЭНЕРГО» осуществляет обработку полученной измерительной информации, формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов.

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 АО «Сетевая компания» и сервер ООО «КАМАЗ-ЭНЕРГО» 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 передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ), в том числе 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.

На сервер ООО «ЭНЕГОСБЫТХОЛДИНГ» данные с сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» направляются по каналу связи сети Internet в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ. Периодичность передачи данных не реже одного раза в сутки.

Сервер ООО «ЭНЕГОСБЫТХОЛДИНГ» имеет функцию формирования и передачи данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ), в том числе за электронно-цифровой подписью ООО «ЭНЕГОСБЫТХОЛДИНГ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ 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 серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-2, сервер точного времени СТВ-01, устройство синхронизации времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS УСВ-Г, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», ООО «ЭНЕГОСБЫТХОЛДИНГ», АО «Сетевая компания», ООО «КАМАЗ-ЭНЕРГО», часы УСПД и счётчиков. Серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-2, сервер точного времени СТВ-01, устройство синхронизации времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS УСВ-Г 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).

Сервер ООО «ЭНЕГОСБЫТХОЛДИНГ» оснащён УССВ на базе сервера точного времени СТВ-01. 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 не должна превышать ± 1 с (параметр программируемый).

Сервер АО «Сетевая компания» оснащён УССВ на базе устройства синхронизации времени УСВ-2. 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).

Сервер ООО «КАМАЗ-ЭНЕРГО» оснащён УССВ на базе устройства синхронизации времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS УСВ-Г. 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).

УСПД синхронизируются от сервера АО «Сетевая компания». 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 №№ 1-15 синхронизируются от УСПД. 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).

Счетчики ИК №№ 16-65 синхронизируются от сервера ООО «КАМАЗ-ЭНЕРГО». 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 1-4.

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 КТС «Энергия+»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Комплекс технических средств (КТС) «Энергия+»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 6.5
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, Расчетное ядро Энергия+)	4d0260de227fb05135ee97ff6cc94c39
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, Запись в БД Энергия+)	f943380cfd432145a676d5778871323d
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, Сервер устройств Энергия+)	ce0ba170724ca9a1d9f692a320115719

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	BinaryPackControlS.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
Идентификационное наименование ПО	CheckDataIntegrity.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7

Продолжение таблицы 4

1	2
Идентификационное наименование ПО	ComIECFunctionS.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
Идентификационное наименование ПО	ComModbusFunctionS.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
Идентификационное наименование ПО	ComStdFunctionS.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
Идентификационное наименование ПО	DateTimeProcessSing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
Идентификационное наименование ПО	SafeValueSDataUpdate.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
Идентификационное наименование ПО	SimpleVerifyDataStatus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
Идентификационное наименование ПО	SummaryCheckCRC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
Идентификационное наименование ПО	ValueSDataProcessSing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645
Алгоритм расчета цифрового идентификатора ПО – MD5	

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 КТС «Энергия+», ПО «Пирамида 2.0» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 5 - 7.

Таблица 5 - 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		УСПД	УССВ		
1	2	3		4		5	6		
1	ПС 220 кВ Заводская, ОРУ 110 кВ, яч.5, ВЛ 110 кВ Заводская-СОВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/1 №3182-72	A	ТВУ-110-II	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-2 Рег. № 41681-10 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12		
				B	ТВУ-110-II				
				C	ТВУ-110-II				
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1				
				B	НКФ-110-57 У1				
				C	НКФ-110-57 У1				
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					
		2	ПС 220 кВ Заводская, ОРУ 110 кВ, яч.6, ВЛ 110 кВ Заводская-ГПП 12,13	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/1 №3182-72			A	ТВУ-110-II
								B	ТВУ-110-II
C	ТВУ-110-II								
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94			A	НКФ-110-57 У1				
				B	НКФ-110-57 У1				
				C	НКФ-110-57 У1				
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
3	ПС 220 кВ Заводская, ОРУ 110 кВ, яч.7, ВЛ 110 кВ Заводская-ГПП 14	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/1 №3182-72	A	ТВУ-110-50	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-2 Рег. № 41681-10 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				B	ТВУ-110-50		
				C	ТВУ-110-50		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №1188-76	A	НКФ110-58 У1(Т1)		
				B	НКФ110-58 У1(Т1)		
				C	НКФ110-58 У1(Т1)		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					
4	ПС 220 кВ Заводская, ОРУ 110 кВ, яч.8, ВЛ 110 кВ Заводская-ГПП 11,16	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/1 №3182-72	A	ТВУ-110-П		
				B	ТВУ-110-П		
				C	ТВУ-110-П		
		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 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					
5	ПС 220 кВ Заводская, ОРУ 110 кВ, яч.9, ВЛ 110 кВ Заводская-ГПП 15	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/1 №3182-72	A	ТВУ-110-П		
				B	ТВУ-110-П		
				C	ТВУ-110-П		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №1188-76	A	НКФ110-58 У1(Т1)		
				B	НКФ110-58 У1(Т1)		
				C	НКФ110-58 У1(Т1)		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
6	ПС 220 кВ Заводская, ОРУ 110 кВ, яч.21, ВЛ 110 кВ Заводская-ГПП 1,2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/1 №3182-72	A	ТВУ-110-II	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-2 Рег. № 41681-10 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				B	ТВУ-110-II		
				C	ТВУ-110-II		
		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 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					
7	ПС 220 кВ Заводская, ОРУ 110 кВ, яч.22, ВЛ 110 кВ Заводская-ГПП 3,4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/1 №3182-72	A	ТВУ-110-II		
				B	ТВУ-110-II		
				C	ТВУ-110-II		
		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 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					
8	ПС 220 кВ Заводская, ОРУ 110 кВ, яч.23, ВЛ 110 кВ Заводская-ГПП 5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/1 №3182-72	A	ТВУ-110-II		
				B	ТВУ-110-II		
				C	ТВУ-110-II		
		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 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
9	ПС 220 кВ Заводская, ОРУ 110 кВ, яч.32, ВЛ 110 кВ Заводская-ГПП 21,22	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/1 №3190-72	A	ТВ-110/50	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-2 Рег. № 41681-10 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				B	ТВ-110/50		
				C	ТВ-110/50		
		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 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					
10	ПС 220 кВ Заводская, ОРУ 110 кВ, яч.33, ВЛ 110 кВ Заводская-ГПП 23, СМОП	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/1 №3190-72	A	ТВ-110/50	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-2 Рег. № 41681-10 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				B	ТВ-110/50		
				C	ТВ-110/50		
		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 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					
11	ПС 220 кВ Заводская, ОРУ 110 кВ, яч.14, 10В 110 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=2000/1 №3182-72	A	ТВУ-110-50	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-2 Рег. № 41681-10 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				B	ТВУ-110-50		
				C	ТВУ-110-50		
		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 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.16					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6			
12	ПС 220 кВ Заводская, ОРУ 110 кВ, яч.36, 2ОВ 110 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =2000/1 №3182-72	А	ТВУ-110-II	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-2 Рег. № 41681-10 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12			
				В	ТВУ-110-II					
				С	ТВУ-110-II					
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1					
				В	НКФ-110-57 У1					
				С	НКФ-110-57 У1					
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16								
13	ПС 110 кВ Сидорова, ОРУ 110 кВ, яч.11, ВЛ 110 кВ Сидорова-РОС 1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/5 №22440-07	А	ТВГ-110	СИКОН С70 Рег. № 28822-05				
				В	ТВГ-110					
				С	ТВГ-110					
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №23894-07	А	ЗНОГ-110					
				В	ЗНОГ-110					
				С	ЗНОГ-110					
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01						
		14	ПС 110 кВ Сидорова, ОРУ 110 кВ, яч.12, ВЛ 110 кВ Сидорова-РОС 2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/5 №22440-07			А	ТВГ-110	СИКОН С70 Рег. № 28822-05
								В	ТВГ-110	
С	ТВГ-110									
ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №23894-07			А	ЗНОГ-110					
				В	ЗНОГ-110					
				С	ЗНОГ-110					
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №36697-08			СЭТ-4ТМ.03М.01						

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Сидоровка, ОРУ 110 кВ, ОВ 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №22440-07	A	ТВГ-110	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-2 Рег. № 41681-10 Метроном-50М, Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				B	ТВГ-110		
				C	ТВГ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №23894-07	A	ЗНОГ-110		
				B	ЗНОГ-110		
				C	ЗНОГ-110		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01					
16	ПС 110 кВ Энергорайон, ЗРУ 6 кВ, Ввод 6 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1500/5 №25433-11	A	ТЛО-10	-	УСВ-Г Рег. № 61380-15 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №38394-08	A	НАЛИ-СЭЩ-6		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
17	ПС 110 кВ Энергорайон, ОРУ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №3689-73	A	ТФЗМ-35Б-1У1	-	
				B	-		
				C	ТФЗМ-35Б-1У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Энергорайон, РУ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1, ТСН-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №52667-13	A	Т-0,66 У3	-	УСВ-Г Per. № 61380-15 Метроном-50М Per. № 68916-17 СТВ-01 Per. № 49933-12
				B	Т-0,66 У3		
				C	Т-0,66 У3		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08			
19	ПС 110 кВ Энергорайон, ЗРУ 6 кВ, Ввод 6 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =1500/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №38394-08	A	НАЛИ-СЭЩ-6		
				B			
				C			
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			
20	ПС 110 кВ Энергорайон, ОРУ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №3689-73	A	ТФЗМ-35Б-1У1		
				B	-		
				C	ТФЗМ-35Б-1У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
21	ГПП-25 110 кВ, ЗРУ 6 кВ, яч.47	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =3000/5 №6811-78	A	ТЛШ-10У3	-	УСВ-Г Пер. № 61380-15 Метроном-50М Пер. № 68916-17 СТВ-01 Пер. № 49933-12
				B	-		
				C	ТЛШ-10У3		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
22	ГПП-25 110 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №22656-07	A	Т-0,66	-	
				B	Т-0,66		
				C	Т-0,66		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08					
23	ГПП-25 110 кВ, ЗРУ 6 кВ, яч.11	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =3000/5 №6811-78	A	ТЛШ-10У3	-	
				B	-		
				C	ТЛШ-10У3		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
24	ГПП-25 110 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №22656-07	A	Т-0,66	-	УСВ-Г Per. № 61380-15 Метроном-50М Per. № 68916-17 СТВ-01 Per. № 49933-12		
				B	Т-0,66				
				C	Т-0,66				
		ТН	-	A	-				
				B					
				C					
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08							
25	ГПП-5 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч.1, КЛ 10 кВ в сторону КТП-1 ООО Булаг-М 10 кВ, КТП-2 ООО Булаг-М 10 кВ, КТП-3 ООО Булаг-М 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2367-68	A	ТПЛ-10К				
				B	-				
				C	ТПЛ-10К				
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3640-73	A	ЗНОЛТ-10				
				B	ЗНОЛТ-10				
				C	ЗНОЛТ-10				
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.02					
		26	ГПП-12 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч.23, КЛ 10 кВ в сторону БКТП-872 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2367-68			A	ТПЛ-10К
								B	-
C	ТПЛ-10К								
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3640-73			A	ЗНОЛТ-10				
				B	ЗНОЛТ-10				
				C	ЗНОЛТ-10				
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-08			СЭТ-4ТМ.03М					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
27	ГПП-12 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч.100, КЛ 10 кВ в сторону БКТП-872 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №7069-07	A	ТОЛ-10	-	УСВ-Г Рег. № 61380-15 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				B	-		
				C	ТОЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М			
28	ГПП-12 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч.38, КЛ 10 кВ в сторону РП ООО ЦФ КАМА 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №47959-11	A	ТОЛ-10-I		
				B	-		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05			
29	ГПП-12 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч.4, КЛ 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №47959-16	A	ТОЛ-10-I		
				B	-		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.00			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
30	ГПП-12 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.66, КЛ 10 кВ в сторону РП ООО ЦФ КАМА 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №47959-11	A	ТОЛ-10-I	-	
				B	-		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05					
31	ГПП-12 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч.75, КЛ 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №47958-16	A	ТПЛК-10		
				B	-		
				C	ТПЛК-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3640-73	A	ЗНОЛТ-10		
				B	ЗНОЛТ-10		
				C	ЗНОЛТ-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.00					
32	ГПП-12 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч.35, КЛ 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2367-68	A	ТПЛ-10К		
				B	-		
				C	ТПЛ-10К		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3640-73	A	ЗНОЛТ-10		
				B	ЗНОЛТ-10		
				C	ЗНОЛТ-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.00					

УСВ-Г
Per. № 61380-15

Метроном-50М
Per. № 68916-17

СТВ-01
Per. № 49933-12

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
33	ГПП-12 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч.77, КЛ 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2367-68	A	ТПЛ-10К	-	
				B	-		
				C	ТПЛ-10К		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3640-73	A	ЗНОЛТ-10		
				B	ЗНОЛТ-10		
				C	ЗНОЛТ-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.00					
34	ГПП-14 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч.6, КЛ 10 кВ в сторону КТПН ИП Канделов О.В. 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2306-00	A	ТПЛК 10	-	УСВ-Г Рег. № 61380-15 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				B	-		
				C	ТПЛК 10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3640-73	A	ЗНОЛТ-10		
				B	ЗНОЛТ-10		
				C	ЗНОЛТ-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05					
35	ГПП-14 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, Яч.22, КЛ 10 кВ в сторону КТП-1 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №47958-16	A	ТПЛК-10		
				B	-		
				C	ТПЛК-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3640-73	A	ЗНОЛТ-10		
				B	ЗНОЛТ-10		
				C	ЗНОЛТ-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.00					

УСВ-Г
Per. № 61380-15

Метроном-50М
Per. № 68916-17

СТВ-01
Per. № 49933-12

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
36	ГПП-21 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.11, КЛ 10 кВ в сторону КТП-404а 10 кВ, КТП-405а 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2367-68	A	ТПЛ-10К	-	
				B	-		
				C	ТПЛ-10К		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3640-73	A	ЗНОЛТ-10		
				B	ЗНОЛТ-10		
				C	ЗНОЛТ-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М					
37	ГПП-21 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.33, КЛ 10 кВ в сторону КТП-404а 10 кВ, КТП-405а 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2306-68	A	ТПЛК 10		
				B	-		
				C	ТПЛК 10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3640-73	A	ЗНОЛТ-10		
				B	ЗНОЛТ-10		
				C	ЗНОЛТ-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М					
38	ГПП-21 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч.6, КЛ 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №47958-16	A	ТПЛК-10		
				B	-		
				C	ТПЛК-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3640-73	A	ЗНОЛТ-10		
				B	ЗНОЛТ-10		
				C	ЗНОЛТ-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.00					

УСВ-Г
Пер. № 61380-15

Метроном-50М
Пер. № 68916-17

СТВ-01
Пер. № 49933-12

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
39	ГПП-21 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч.48, КЛ 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №47958-16	A	ТПЛК-10		
				B	-		
				C	ТПЛК-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3640-73	A	ЗНОЛТ-10		
				B	ЗНОЛТ-10		
				C	ЗНОЛТ-10		
Счетчи	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.00					
40	КТП-ИВЦ 10 кВ, РУ-0,4 кВ, яч.9	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №3728-10	A	ТШН-0,66	-	УСВ-Г Рег. № 61380-15 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				B	ТШН-0,66		
				C	ТШН-0,66		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.04					
41	КТП-ИВЦ 10 кВ, РУ-0,4 кВ, яч.1, КЛ 0,4 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =200/5 №64182-16	A	ТШЛ-0,66		
				B	ТШЛ-0,66		
				C	ТШЛ-0,66		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.04					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
42	РП-83 10 кВ, РУ 10 кВ, яч.21, КЛ 10 кВ ТП-865	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №2367-68	A	ТПЛ-10К	-	УСВ-Г Пер. № 61380-15 Метроном-50М Пер. № 68916-17 СТВ-01 Пер. № 49933-12
				B	-		
				C	ТПЛ-10К		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3640-73	A	ЗНОЛТ-10		
				B	ЗНОЛТ-10		
				C	ЗНОЛТ-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05					
43	РП-83 10 кВ, РУ 6 кВ, Яч.9, КЛ 6 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					
44	ГПП-16 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч.18, КЛ 10 кВ в сторону КТП ООО Автотехник 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №47958-11	A	ТПЛК-10		
				B	-		
				C	ТПЛК-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3640-73	A	ЗНОЛТ-10		
				B	ЗНОЛТ-10		
				C	ЗНОЛТ-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
45	ГПП-16 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч.49, КЛ 10 кВ в сторону БКТП-1 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2367-68	A	ТПЛ-10К	-	УСВ-Г Рег. № 61380-15 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				B	-		
				C	ТПЛ-10К		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3640-73	A	ЗНОЛТ-10		
				B	ЗНОЛТ-10		
				C	ЗНОЛТ-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05					
46	ГПП-16 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч.9, КЛ 10 кВ в сторону БКТП-1 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2367-68	A	ТПЛ-10К		
				B	-		
				C	ТПЛ-10К		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3640-73	A	ЗНОЛТ-10		
				B	ЗНОЛТ-10		
				C	ЗНОЛТ-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05					
47	ГПП-23 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч.21, КЛ 10 кВ в сторону ГРП-86 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2306-05	A	ТПЛК-10		
				B	-		
				C	ТПЛК-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
48	ГПП-23 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч.49, КЛ 10 кВ в сторону ГРП-86 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2306-05	A	ТПЛК-10	-	УСВ-Г Рег. № 61380-15 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				B	-		
				C	ТПЛК-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
49	ГПП-23 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч.30, КЛ 10 кВ в сторону КТП-1007 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2306-68	A	ТПЛК 10		
				B	-		
				C	ТПЛК 10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05					
50	ГПП-23 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч.64, КЛ 10 кВ в сторону КТП-1007 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2306-68	A	ТПЛК 10		
				B	-		
				C	ТПЛК 10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
51	ГПП-23 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч.25, КЛ 10 кВ в сторону КТП-1 Бьеф 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №47958-16	A	ТПЛК-10	-	УСВ-Г Рег. № 61380-15 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				B	-		
				C	ТПЛК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.00					
52	ГПП-23 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.24, КЛ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №47958-11	A	ТПЛК-10		
				B	-		
				C	ТПЛК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №46634-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.00					
53	ГПП-23 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.60, КЛ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №47958-11	A	ТПЛК-10		
				B	-		
				C	ТПЛК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №46634-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.00					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
54	ГПП-23 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.28, КЛ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №47958-11	А	ТПЛК-10	-	УСВ-Г Рег. № 61380-15 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				В	-		
				С	ТПЛК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-72	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №46634-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.12					
55	ГПП-23 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.62, КЛ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №47958-11	А	ТПЛК-10		
				В	-		
				С	ТПЛК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-72	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №46634-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.12					
56	ГПП-23 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч.71, КЛ 10 кВ КТП-4	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №69606-17	А	ТОЛ-НТЗ-10		
				В	-		
				С	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-72	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.00					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
57	ГПП-23 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, Яч.69, КЛ 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =1000/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	-	УСВ-Г Рег. № 61380-15 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12		
				B	ТОЛ-НТЗ-10				
				C	ТОЛ-НТЗ-10				
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06				
				B	ЗНОЛ.06				
				C	ЗНОЛ.06				
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01							
58	ГПП-23 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, Яч.9, КЛ 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =1000/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10				
				B	ТОЛ-НТЗ-10				
				C	ТОЛ-НТЗ-10				
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06				
				B	ЗНОЛ.06				
				C	ЗНОЛ.06				
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01					
		59	ГПП-15 110 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч.27, КЛ 10 кВ в сторону РП-Хайер 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №2367-68			A	ТПЛ-10К
								B	-
C	ТПЛ-10К								
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3640-73			A	ЗНОЛТ-10				
				B	ЗНОЛТ-10				
				C	ЗНОЛТ-10				
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №46634-11			ПСЧ-4ТМ.05МК.00					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6	
60	ГПП-15 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.70, КЛ 10 кВ в сторону РП Хайер 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №2367-68	А	ТПЛ-10К	-	УСВ-Г Рег. № 61380-15 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12	
				В	-			
				С	ТПЛ-10К			
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3640-73	А	ЗНОЛТ-10			
				В	ЗНОЛТ-10			
				С	ЗНОЛТ-10			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №46634-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.00						
61	ГПП 110 кВ Хайер, ОРУ 110 кВ, КЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Заводская-ГПП 12,13	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/5 №60746-15	А	ТВ-110*			
				В	ТВ-110*			
				С	ТВ-110*			
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60290-15	А	ЗНГА-110			
				В	ЗНГА-110			
				С	ЗНГА-110			
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М				
		62	ГПП 110 кВ Хайер, ОРУ 110 кВ, КЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Камаз-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/5 №60746-15	А		ТВ-110*
						В		ТВ-110*
С	ТВ-110*							
ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60290-15			А	ЗНГА-110			
				В	ЗНГА-110			
				С	ЗНГА-110			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-17			СЭТ-4ТМ.03М				

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
63	РУ 0,4 кВ ООО Эр Ликид, Ввод №2 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №28139-12	А	ТТИ-60	-	УСВ-Г Рег. № 61380-15 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				В	ТТИ-60		
				С	ТТИ-60		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.09			
64	ШУ 0,4 кВ ООО Эр Ликид, КЛ 0,4 кВ от КТП- 901 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №73808-19	А	ТТЕ-30		
				В	ТТЕ-30		
				С	ТТЕ-30		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.02М.14			
65	РУ 0,4 кВ ООО Эр Ликид, Ввод №1 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №28139-12	А	ТТИ-60		
				В	ТТИ-60		
				С	ТТИ-60		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.09			

Продолжение таблицы 5

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 5, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 6 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 6 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1-12, 21, 25-27	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
13-15	Активная	0,8	2,6
	Реактивная	1,4	3,5
16, 19	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,9
17, 20, 23, 47, 48	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
18, 22, 24	Активная	0,8	5,3
	Реактивная	1,9	2,6
28, 30, 34, 42, 44-46, 49, 50	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
29, 31-33, 35-39, 51-55, 59, 60	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
40, 63, 65	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	4,2
41	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,1	3,9
43	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
56-58	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,0

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
61, 62	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
64	Активная	0,8	4,7
	Реактивная	1,9	2,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени компонентов СОЕВ в составе АИИС КУЭ, 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 _{ном} , cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 до +35°C.			

Таблица 7 – 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, °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, 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, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для Метроном-50М - для УСВ-2 - для УСВ-Г - для СТВ-01	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +35 от -40 до +60 от -40 до +70 от +15 до +30 от -10 до +50 от +10 до +35 от +10 до +30

Продолжение таблицы 7

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03, ПСЧ-4ТМ.05: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М (рег. № 36697-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12), ПСЧ-4ТМ.05МК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М (рег. № 36697-17): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - 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	90000 72 140000 72 165000 72 220000 72 70000 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;
 - пропадаания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадаания 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 8.

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	Т-0,66	6 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	3 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-110*	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-110/50	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВГ-110	9 шт.
Трансформаторы тока	ТВУ-110-50	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВУ-110-II	24 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТЛШ-10УЗ	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	6 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10К	20 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛК 10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛК-10	24 шт.

Продолжение таблицы 8

1	2	3
Трансформаторы тока	ТТЕ-30	3 шт.
Трансформаторы тока	ТТИ-60	6 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	4 шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ-0,66	3 шт.
Трансформаторы тока	ТШН-0,66	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНГА-110	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	9 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	24 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛТ-10	42 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ-6	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	9 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ110-58 У1(Т1)	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	10 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05	9 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	23 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	18 шт.
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	3 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.
Устройства синхронизации времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS	УСВ-Г	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы точного времени	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.228.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 потребителя ПАО «КАМАЗ», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

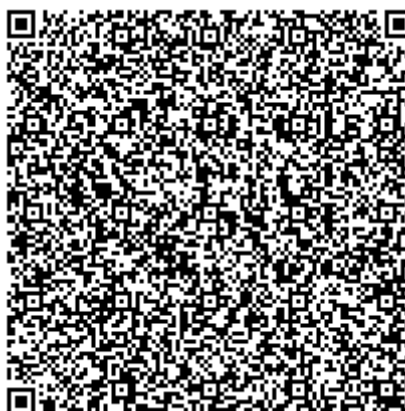
Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

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
Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312601



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июня 2022 г. № 1449

Регистрационный № 85864-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТВ-НТЗ

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТВ-НТЗ (далее – трансформаторы) предназначены для передачи сигналов измерительной информации средствам измерений, устройствам защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических установках переменного тока промышленной частоты классов напряжения от 0,66 до 750 кВ.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на использовании явления электромагнитной индукции, т.е. создании ЭДС переменным магнитным полем. Трансформаторы тока относятся к классу масштабных измерительных преобразователей электрических величин.

Трансформаторы предназначены для установки в выключатели и силовые трансформаторы и являются комплектующими изделиями. Трансформаторы могут работать в воздушной среде или трансформаторном масле.

Трансформаторы являются встроенными и представляют собой тороидальный магнитопровод, на который равномерно намотана вторичная обмотка. Для получения нескольких коэффициентов трансформации вторичная обмотка может иметь несколько ответвлений. Первичной обмоткой трансформаторов служит высоковольтный ввод выключателя, силового трансформатора или линейный ввод. Высоковольтная изоляция обеспечивается изолятором ввода.

Общий вид трансформаторов представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов

Рабочее положение трансформаторов в пространстве определяется положением ввода выключателя, силового трансформатора или линейного ввода.

Трансформаторы не требуют на протяжении всего срока эксплуатации ремонта.

Расшифровка условного обозначения трансформаторов приведена на рисунке 2.

	Типоразмер трансформатора (dxDxH)	$\frac{T}{B}$
	Длина выводов, м	$\frac{HT3}{-X-}$
	Категория размещения по ГОСТ 15150	$\frac{X/X/}{X-}$
	Климатическое исполнение по ГОСТ 15150	$\frac{X/X/}{X-}$
	Трехсекундный ток термической стойкости, кА	$\frac{X-}{X/X}$
	Номинальный вторичный ток, А	$- \frac{X}{2}$
	Номинальный первичный ток, А	(X)
	Номинальная нагрузка, В·А	$\frac{XxX}{xX}$
	Для измерительных обмоток: Класс точности и номинальный коэффициент безопасности приборов (Fs); Для защитных обмоток 5P; 10P; 5PR; 10PR: Класс точности и номинальная предельная кратность	
	Класс точности	
	Номинальное напряжение ввода, кВ	
	Зарегистрированный товарный знак изготовителя	
	Встроенный	
	Трансформатор тока	

Рисунок 2 – Расшифровка условного обозначения трансформатора

Заводской номер в формате цифрового обозначения наносится на табличку трансформатора методом трафаретной печати. Пломбирование трансформаторов не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Номинальное напряжение ввода, кВ ¹⁾	0,66; 3; 6; 10; 15; 20; 24; 27; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750
Наибольшее рабочее напряжение ввода, кВ	0,72; 3,6; 7,2; 12,0; 17,5; 24; 26,5; 30,0; 40,5; 126; 172; 252; 363; 525; 787
Номинальный первичный ток, А	50 – 8000
Номинальный вторичный ток, А	1, 5
Номинальная частота, Гц	50 или 60 ²⁾
Номинальные вторичные нагрузки, В·А, вторичных обмоток с классами точности по ГОСТ 7746: - для измерений и учета при $\cos \varphi_2 = 1$ - для измерений, учета и защиты при $\cos \varphi_2 = 0,8$	1; 2; 2,5 3 – 100
Номинальные вторичные нагрузки, В·А, вторичных обмоток с классами точности по ГОСТ Р МЭК 61869-2: - для измерений и учета при $\cos \varphi_2 = 1$ - для измерений, учета и защиты ³⁾ при $\cos \varphi_2 = 0,8$	1; 2; 2,5 3 – 100
Класс точности ⁴⁾ вторичных обмоток по ГОСТ 7746: - для измерений и учета - для защиты	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1; 3; 5; 10 5P; 10P
Класс точности ⁴⁾ вторичных обмоток по ГОСТ Р МЭК 61869-2 - для измерений и учета - для защиты	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1; 3; 5; 10 5P; 10P; 5PR; 10PR
Номинальный коэффициент безопасности приборов вторичной обмотки для измерений классов точности по ГОСТ 7746	от 2 до 35
Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты с классами точности по ГОСТ 7746	от 2 до 35
Номинальный коэффициент безопасности приборов, вторичных обмоток для измерений классов точности по ГОСТ Р МЭК 61869-2	от 2 до 35
Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты с классами точности 5P, 10P, 5PR, 10PR по ГОСТ Р МЭК 61869-2	от 2 до 35
¹⁾ Трансформаторы относятся к электрооборудованию на класс напряжения 0,66 кВ и могут устанавливаться на вводы любого класса напряжения при условии, что они обеспечивают заданные характеристики, и что посадочные размеры ввода позволяют их установку. В обозначении трансформатора отображен не его класс напряжения, а класс напряжения высоковольтного ввода. Исключением является класс напряжения 0,66 кВ. ²⁾ Для экспортных поставок. ³⁾ Номинальная вторичная нагрузка вторичных обмоток для защиты по ГОСТ Р МЭК 61869-2 указана для классов точности: 5P; 10P; 5PR; 10PR. ⁴⁾ Трансформаторы изготавливаются с одним значением класса точности и одним соответствующим ему значением номинальной мощности в соответствии с заказом.	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование параметра	Значение параметра
Наружный диаметр, мм	от 100 до 900
Внутренний диаметр, мм	от 50 до 595
Высота, мм	от 20 до 300
Масса, кг, не более	от 1 до 300
Климатическое исполнение и категории размещения по ГОСТ 15150-69	У2, диапазон рабочих температур от минус 50 до плюс 45 °С ¹⁾ ; УХЛ2, диапазон рабочих температур от минус 60 до плюс 50 °С ¹⁾ Т2, диапазон рабочих температур от минус 10 до плюс 55 °С ¹⁾
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	4·10 ⁵
Средний срок службы, лет, не менее	30
Примечание: ¹⁾ верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха с учетом нагрева воздуха внутри КРУ	

Знак утверждения типа наносится

на табличку технических данных трансформатора методом трафаретной печати и типографским способом на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Трансформатор тока	ТВ-НТЗ	1 шт.
Паспорт	0.НТЗ.486.045 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации ¹⁾	0.НТЗ.142.045 РЭ	-
Методика поверки ¹⁾	-	-
Примечание: ¹⁾ размещено в свободном доступе на техническом портале https://intzv.ru ООО «НТЗ «Волхов» и предоставляется по запросу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 документа «Трансформаторы тока ТВ-НТЗ. Руководство по эксплуатации. 0.НТЗ.142.045 РЭ».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

ГОСТ Р МЭК 61869-2-2015 «Национальный стандарт Российской Федерации. Трансформаторы измерительные. Часть 2. Дополнительные требования к трансформаторам тока»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 год №2768 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»;

ТУ 3414-016-30425794-2016 «Трансформаторы тока ТВ-НТЗ. Технические условия».

Правообладатель

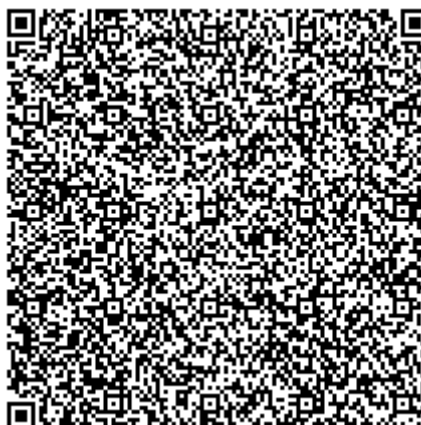
Общество с ограниченной ответственностью «Невский Трансформаторный Завод «Волхов» (ООО «НТЗ «Волхов»)
ИНН 5321152861
Адрес: 173008, г. Великий Новгород, ул. Северная, д. 19

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Невский Трансформаторный Завод «Волхов» (ООО «НТЗ «Волхов»)
ИНН 5321152861
Адрес: 173008, г. Великий Новгород, ул. Северная, д. 19

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Телефон: +7 (495) 437-55-77
Факс: +7 (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.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июня 2022 г. № 1449

Регистрационный № 85865-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки поверочные переносные для счетчиков воды Водоконтроль-3

Назначение средства измерений

Установки поверочные переносные для счетчиков воды Водоконтроль-3 (далее – установки) предназначены для измерений, воспроизведения, хранения и передачи единиц объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости при проведении исследований, испытаний, поверки и калибровки и других работ по определению метрологических характеристик средств измерений объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на измерении объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости с помощью преобразователя расхода, включенного в единый гидравлический тракт с поверяемым средством измерений, за интервал времени.

Установки состоят из преобразователя расхода электромагнитного, гидравлического тракта рабочего контура и измерительно-вычислительного блока, которые смонтированы в переносном пластмассовом корпусе. Управление может осуществляться с помощью панели управления и/или пультом дистанционного управления. Опционально в состав может включаться измеритель влажности, температуры и атмосферного давления ИВА-6Н-Д (регистрационный номер 46434-11).

Объем жидкости в потоке и объемный расход жидкости вычисляется и индицируется измерительно-вычислительным блоком на основе данных, измеренных преобразователем расхода.

Подключение установок к гидравлическому тракту рабочего контура, в котором расположено поверяемое средство измерений, производится с помощью трубопроводов (гибких шлангов) через быстроразъемные соединения. Жидкость проходит через поверяемое средство измерений, вводный трубопровод (гибкий шланг), гидравлический тракт рабочего контура и преобразователь расхода установки, и далее, через выходной трубопровод (гибкий шланг), либо в сток, либо в накопительную емкость.

Корпус установки изготовлен из ударопрочного износостойкого пластика черного цвета (либо другого по требованию заказчика).

Контроль установленного объемного расхода жидкости и прошедшего объема жидкости в потоке осуществляется по показаниям дисплея установки или может осуществляться через интерфейс связи Bluetooth или Wi-Fi на периферийное устройство – смартфон.

Общий вид установок представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид установок

Пломбировка установок осуществляется нанесением знака поверки на мастику, расположенную на монтажных винтах крепления лицевой панели установки.

Заводской номер в числовом формате наносится на маркировочную табличку, которая крепится на лицевую панель установки, методом лазерной гравировки.

Общий вид установки с указанием мест пломбировки, мест нанесения знака утверждения типа, знака поверки, заводского номера приведены на рисунке 1.



Рисунок 2 – Общий вид средства измерений с указанием мест нанесения знака утверждения типа, знака поверки, заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение установок встроенное.

Программное обеспечение установок предназначено для обработки сигналов, выполнения математической обработки результатов измерений, обеспечения взаимодействия с периферийными устройствами, хранения результатов измерений и их вывода на устройства индикации, передачи на внешние устройства, защиты от несанкционированного доступа к работе и данным установки.

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

Метрологические характеристики средства измерений нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

Программное обеспечение установки разделяется на метрологически значимую и метрологически незначимую части.

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения приводятся в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	vk-3
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже v1.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения	—

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений (воспроизведения) объемного расхода жидкости, м ³ /ч	от 0,01 до 3
Пределы допускаемой относительной погрешности (доверительные границы суммарной погрешности) установок при измерении (воспроизведении единиц) объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости, %	±0,5

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Номинальный диаметр поверяемых средств измерений	DN 10, DN 15, DN 20
Измеряемая среда	жидкость (вода)
Температура измеряемой среды, °C	от +5 до +90
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0 до 1,0

1	2
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц – напряжение постоянного тока, В	220±23 50±1 12±0,4
Потребляемая мощность, Вт, не более	12
Габаритные размеры, мм, не более: – высота – ширина – длина	200 380 430
Масса, кг, не более	9
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +10 до +30 от 30 до 80 от 84 до 106
Средний срок службы, лет Средняя наработка на отказ, ч	10 30000

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель установки, методом лазерной гравировки, и в верхней части по центру титульных листов паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка поверочная переносная для счетчиков воды	Водоконтроль-3	1 шт.
Паспорт	Водоконтроль-3.0001.001.ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	Водоконтроль-3.0001.001 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Подготовка установки к использованию» документа «Установки поверочные переносные для счетчиков воды Водоконтроль-3. Руководство по эксплуатации» Водоконтроль-3.0001.001 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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.

ТУ 26.51.52-001-90028189-21 Установки поверочные переносные для счетчиков воды Водоконтроль-3. Технические условия

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Измерительные системы»
(ООО «Измерительные системы»)

ИНН 1656057669

Адрес: 420030, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Жуковка, д. 14

Телефон (факс): 8(843) 524-71-59, ф. 8 (843) 554-09-02

E-mail: post@art-it.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Измерительные системы»
(ООО «Измерительные системы»)

ИНН 1656057669

Адрес: 420030, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Жуковка, д. 14

Телефон (факс): 8(843) 524-71-59, ф. 8 (843) 554-09-02

E-mail: post@art-it.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

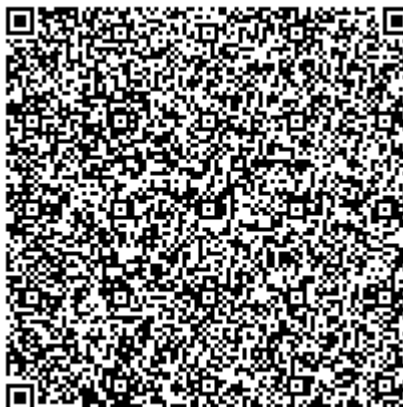
Фактический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

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

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июня 2022 г. № 1449

Регистрационный № 85866-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Юнилевер Гурман

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер типа HP ProLiant DL160 G6 с установленным программным обеспечением "АльфаЦЕНТР" (далее – сервер ИВК), устройство синхронизации времени типа УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 85 установлен в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

Идентификационные данные	Значения
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.04.01.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	ПС "Инмарко" ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ QT 1G	SB 0,8 400/5 кл. т. 0,2S рег. № 20951-08	SU 170S (110000:√3)/(100:√3) кл. т. 0,2 рег. № 37115-08	СЭТ-4ТМ.03М кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProLiant DL160 G6
2	ПС "Инмарко" ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ QT 2G	SB 0,8 400/5 кл. т. 0,2S рег. № 20951-08	SU 170S (110000:√3)/(100:√3) кл. т. 0,2 рег. № 37115-08	СЭТ-4ТМ.03М кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
3	ПС "Инмарко" ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш., яч. 108, ТП-5, Ввод 2	ТОЛ-СЭЩ 400/5 кл. т. 0,2S рег. № 51623-12	НОЛ-СЭЩ-10 (10000:√3)/(100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
4	ПС "Инмарко" ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш., яч. 202, ТП-5, Ввод 1	ТОЛ-СЭЩ 400/5 кл. т. 0,2S рег. № 51623-12	НОЛ-СЭЩ-10 (10000:√3)/(100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ на аналогичный утвержденного типа.
3. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

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

Продолжение таблицы 3

Примечания:

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

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – ток, % от $I_{\text{ном}}$ – коэффициент мощности – частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 90 до 110 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – ток, % от $I_{\text{ном}}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для сервера ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 1 от 0,8 емк. до 1 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +60 от +10 до +35 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-08, рег.№ 36697-12): – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее УСВ-3: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее Сервер ИВК: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее	165000 2 45000 2 20000 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации:	
Счетчики:	
– тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	
СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-08)	113
СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-12)	114
Сервер ИВК:	
– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	SB 0,8	6
	ТОЛ-СЭЩ	6
Трансформатор напряжения	SU 170S	6
	НОЛ-СЭЩ-10	6
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	4
Устройство синхронизации времени (УСВ)	УСВ-3	1
Сервер ИВК	HP ProLiant DL160 G6	1
Документация		
Паспорт-формуляр	69729714.411713.085.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе "Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Юнилевер Гурман. 69729714.411713.085.МВИ, аттестованном ООО "Энерготестконтроль", аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью "Юнилевер Русь"
(ООО "Юнилевер Русь")
ИНН 7705183476
Адрес: 123022, г. Москва, ул. Сергея Макеева, д. 13

Изготовитель

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

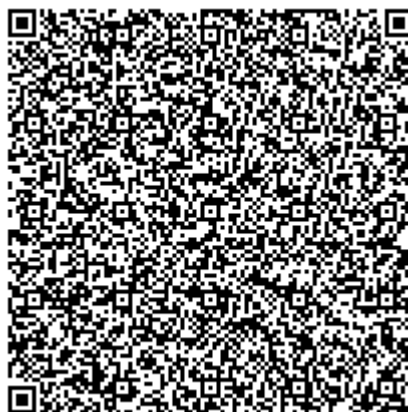
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью "Энерготестконтроль"
(ООО "Энерготестконтроль")
ИНН 9705008559

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

Телефон: (910) 403 02 89. E-mail: golovkonata63@gmail.com

Регистрационный номер записи в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № RA.RU.312560 от 03.08.2018



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июня 2022 г. № 1449

Регистрационный № 85867-22

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТЭЦ-4 ООО «Тверская генерация»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТЭЦ-4 ООО «Тверская генерация» (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 (ИВКУЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (сервер) с программным обеспечением (ПО «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированное рабочее место (АРМ), 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 УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, накопление и хранение 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 обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов 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 сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется в 1 раз в 3 мин, корректировка часов сервера производится при расхождении на ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов УСПД производится при расхождении на ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД 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 004, указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТЭЦ-4 ООО «Тверская генерация».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

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 измерений	Измерительные компоненты					Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК				
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ			Границы до- пускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности, (±δ) %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях, (±δ) %			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
1	Тверская ТЭЦ-4, ТГ-1 (6 кВ)	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	RTU-325 Рег. № 37288-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	STSS Flagman TX 217.4	Актив- ная	1,1	3,0			
								Реак- тивная	2,3	4,7			
2	Тверская ТЭЦ-4, ТГ-3 (6 кВ)	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 4000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; В; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08				RTU-325 Рег. № 37288-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	STSS Flagman TX 217.4	Актив- ная	1,1	3,0
											Реак- тивная	2,3	4,7
3	Тверская ТЭЦ-4, ТГ-4 (6 кВ)	ТПШФ-20 Кл.т. 0,5 4000/5 Рег. № 519-50 Фазы: А; В; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04							RTU-325 Рег. № 37288-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	STSS Flagman TX 217.4
					Реак- тивная	2,3	4,6						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	Тверская ТЭЦ-4, ТГ-5 (6 кВ)	ТЛШ10 Кл.т. 0,5 4000/5 Рег. № 11077-89 Фазы: А; В; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-325 Рег. № 37288-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	STSS Flagman TX 217.4	Актив- ная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,5
5	Тверская ТЭЦ-4, ТГ-7 (6 кВ)	ТЛШ10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 11077-89 Фазы: А; В; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,6
6	Тверская ТЭЦ-4, ОРУ-110 кВ, 2 с.ш., ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 - Калинин- ская I цепь с от- пайкой на ПС Экскаваторный завод	ТФЗМ-110Б- ШУ1 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 84596-22 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; С НКФ-110-57У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фаза: В	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
7	Тверская ТЭЦ-4, ОРУ-110 кВ, 1 с.ш., ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 - Калинин- ская II цепь с от- пайкой на ПС Экскаваторный завод	ТФЗМ-110Б-III У1 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 84596-22 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	RTU-325 Рег. № 37288-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	STSS Flagman TX 217.4	Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,7
8	Тверская ТЭЦ-4, ОРУ-110 кВ, 1 с.ш., ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 - Лазурная I цепь с отпайкой на ПС Газоочист- ка	ТФЗМ-110Б-III У1 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 84596-22 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,7
9	Тверская ТЭЦ-4, ОРУ-110 кВ, 2 с.ш., ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 - Лазурная II цепь с отпайкой на ПС Газоочист- ка	ТФЗМ-110Б-III У1 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 84596-22 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; С НКФ-110-57У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фаза: В	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10	Тверская ТЭЦ-4, ОРУ-35 кВ, 2 с.ш., ВЛ 35 кВ ТЭЦ-4 - 18 – Южная с от- пайками	ТВТ-35 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3634-89 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В НОМ-35-66 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 187-70 Фаза: С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-325 Рег. № 37288-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	STSS Flagman TX 217.4	Актив- ная	1,1	3,0
11	Тверская ТЭЦ-4, ОРУ-35 кВ, 1 с.ш., ВЛ 35 кВ ТЭЦ-4 - Вагжановская с отпайкой на ПС Капошвар	ТОЛ-СВЭЛ-35 III Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 51517-12 Фазы: А; В; С	НОМ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 187-49 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04				Реак- тивная	2,3	4,6
12	Тверская ТЭЦ-4, ОРУ-35 кВ, 2 с.ш., ВЛ 35 кВ ТЭЦ-4 - Затверецкая-1	ТВ-35/25 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3187-72 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В НОМ-35-66 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 187-70 Фаза: С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
13	Тверская ТЭЦ-4, ОРУ-35 кВ, 1 с.ш., ВЛ 35 кВ ТЭЦ-4 - Затверецкая-2 с отпайкой на ПС МО-19	ТВ-35/25 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3187-72 Фазы: А; В; С	НОМ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 187-49 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-325 Рег. № 37288-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	STSS Flagman TX 217.4	Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,6
14	Тверская ТЭЦ-4, ГРУ-6 кВ, 1 с.ш. ф. 46-01, КЛ-6 кВ Искож пл. 1	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,2
15	Тверская ТЭЦ-4, ГРУ-6 кВ, 1 с.ш. ф. 46-03, КЛ-6 кВ Искож пл. 2	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,2
16	Тверская ТЭЦ-4, ГРУ-6 кВ, 2 с.ш. ф. 46-21, КЛ-6 кВ Искож пл. 3	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,2
17	Тверская ТЭЦ-4, ГРУ-6 кВ, 1 с.ш. ф. 46-07, КЛ-6 кВ Тверьгорэлектро пл. 1	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
18	Тверская ТЭЦ-4, ГРУ-6 кВ, 2 с.ш. ф. 46-30, КЛ-6 кВ Тверьгорэлектро пл. 2	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325 Рег. № 37288-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	STSS Flagman TX 217.4	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,2
19	Тверская ТЭЦ-4, ГРУ-6 кВ, 2 с.ш. ф. 46-22, КЛ-6 кВ Искож пл. 4	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,2
20	Тверская ТЭЦ-4, ГРУ-6 кВ, 1 с.ш. ф. 46-12 , КЛ-6 кВ БЭСТ- ЛОГИСТИК	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	6,4
21	ТвТЭЦ-4, ГРУ-6 кВ, 1 с.ш. ф. 46-06, КЛ-6 кВ «Сибур- ПЭТФ пл. 1»	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 47958-11 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	6,4
22	ТвТЭЦ-4, ГРУ-6 кВ, 2 с.ш. ф. 46-19, КЛ-6 кВ «Сибур- ПЭТФ пл. 2»	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 47958-11 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	6,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
23	Тверская ТЭЦ-4, ГРУ-6 кВ, 2 с.ш. ф. 46-29, КЛ-6 кВ Промышленные системы	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325 Рег. № 37288-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	STSS Flagman TX 217.4	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU), с										±5

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 для ИК №№ 11, 20-22 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – указана для тока 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 УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов. Допускается 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	23
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 11, 20-22 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 11, 20-22 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч 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 сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 165000 2 90000 2 100000 24 74500 2 70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации:	
для счетчиков:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	40
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	5
для сервера:	
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 в счетчике и УСПД;
пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.

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	ТПОЛ-10	3
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	3
Трансформаторы тока	ТПШФ-20	3
Трансформаторы тока	ТЛШ10	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-ШУ1	12
Трансформаторы тока встроенные	ТВТ-35	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-35 III	3
Трансформаторы тока	ТВ-35/25	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	16
Трансформаторы тока проходные	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	10
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-10-83У1	5
Трансформаторы напряжения	НКФ-10-57У1	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	2
Трансформаторы напряжения	НОМ-35-66	1
Трансформаторы напряжения	НОМ-35	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	19
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	1
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	STSS Flagman TX 217.4	1
Формуляр	ПКФР.411711.004.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ТЭЦ-4 ООО «Тверская генерация», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе, автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТЭЦ-4 ООО «Тверская генерация»

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Тверская генерация» (ООО «Тверская генерация»)

ИНН 6906011179

Адрес: 170003, г. Тверь, ш. Петербургское, д. 2, каб. 12

Телефон: (4822)50-62-60

Факс: (4822)50-62-35

Web-сайт: tvgen.ru

E-mail: tvr@tvgen.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Тверская генерация» (ООО «Тверская генерация»)

ИНН 6906011179

Адрес: 170003, г. Тверь, ш. Петербургское, д. 2, каб. 12

Телефон: (4822)50-62-60

Факс: (4822)50-62-35

Web-сайт: tvgen.ru

E-mail: tvr@tvgen.ru

Испытательный центр

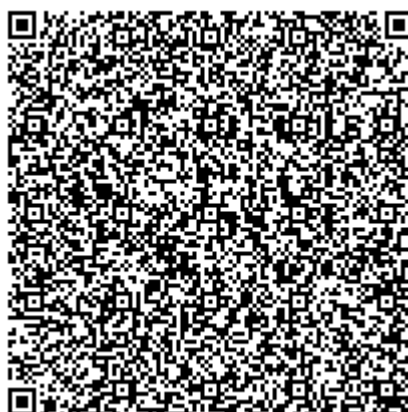
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июня 2022 г. № 1449

Регистрационный № 85868-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (АО ОКБ «Гидропресс» (ПС 220 кВ «Гулево»))

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (АО ОКБ «Гидропресс» (ПС 220 кВ «Гулево»)) (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), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер филиала ПАО «Россети Московский регион» с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», сервер АО «Атомэнергопромсбыт» с ПО «АльфаЦЕНТР», устройства синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), 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 УСПД, где выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации. Далее измерительная информация от УСПД при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер филиала ПАО «Россети Московский регион», где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Измерительная информация от сервера филиала ПАО «Россети Московский регион» с периодичностью не чаще одного раза в сутки в автоматизированном режиме по электронной почте в виде xml-файлов установленного формата (XML 80020) в рамках согласованного регламента передается на сервер АО «Атомэнергопромсбыт».

Сервер АО «Атомэнергопромсбыт» осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) и с другими АИИС КУЭ, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе АО «АТС» и прочими заинтересованными организациями в рамках согласованного регламента. Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов установленных форматов, в том числе заверенных электронно-цифровой подписью, в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера филиала ПАО «Россети Московский регион», часы сервера АО «Атомэнергопромсбыт», УСВ. УСВ обеспечивают передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение показаний часов сервера АО «Атомэнергопромсбыт» с соответствующим УСВ осуществляется не реже 1 раза в час. Корректировка часов сервера производится при расхождении не менее ± 1 с.

Сравнение показаний часов сервера филиала ПАО «Россети Московский регион» с соответствующим УСВ осуществляется в автоматическом режиме. Корректировка часов сервера филиала ПАО «Россети Московский регион» производится при расхождении более ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД и сервера филиала ПАО «Россети Московский регион» осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов УСПД производится при расхождении более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД выполняется при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении более ± 2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 20220426, указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (АО ОКБ «Гидропресс» (ПС 220 кВ «Гулево»)).

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. 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

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 измерений	Измерительные компоненты					Сервер	Вид элек- триче- ской энер- гии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 220 кВ Гу- лево, КРУ-6 кВ, яч. ф. 39, КЛ-6 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП.4-6 У2 Кл.т. 0,2 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	RTU-327L Рег. № 41907-09	УСВ-1 Рег. № 28716-05 УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant ML350 G4p Dell inc. Power Edge R430	Ак- тивная	0,6	1,5
								Реак- тивная	1,1	2,5
2	ПС 220 кВ Гу- лево, КРУ-6 кВ, яч. ф. 44, КЛ-6 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 800/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП.4-6 У2 Кл.т. 0,2 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				Ак- тивная	0,6	1,5
								Реак- тивная	1,1	2,5
3	ПС 220 кВ Гу- лево, КРУ-6 кВ, яч. ф. 51, КЛ-6 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 800/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП.4-6 У2 Кл.т. 0,2 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				Ак- тивная	0,6	1,5
								Реак- тивная	1,1	2,5
4	ПС 220 кВ Гулево № 182, РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф. № 38	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.02.2-14 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01				Ак- тивная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
5	ПС 220 кВ Гулево № 182, РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф. № 45	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.02.2-14 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	RTU-327L Рег. № 41907-09	УСВ-1 Рег. № 28716-05	HP Pro- liant ML350 G4p	Ак- тивная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,3	
6	ПС 220 кВ Гулево № 182, РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф. № 56	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.02.2-14 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		УСВ-3 Рег. № 64242-16	Dell inc. Power Edge R430	Ак- тивная Реак- тивная	1,1 2,2	3,2 5,3	
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 для ИК №№ 1-3 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
4. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные 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 УСПД и УСВ на аналогичные утвержденных типов, а также замена серверов без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	6
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-3 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-3 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C температура окружающей среды в месте расположения серверов, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +40 от +10 до +35 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчика типа СЭТ-4ТМ.02: 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-1: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ-3: 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	220000 2 90000 2 35000 24 35000 2 45000 2 20000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 10

Продолжение таблицы 3

1	2
для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 5 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания серверов 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 счетчиками.
- журнал сервера:
параметрирования;
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
серверов.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
УСПД
серверов.

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	ТЛО-10	9
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП.4-6 У2	9
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	3
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327L	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер филиала ПАО «Россети Московский регион»	HP Proliant ML350 G4p	1
Сервер АО «Атомэнергопромсбыт»	Dell inc. Power Edge R430	1
Формуляр	АЭПС.АИИС-ОКБГП.001.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Атомэнергопромсбыт» (АО ОКБ «Гидропресс» (ПС 220 кВ «Гулево»))), аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (АО ОКБ «Гидропресс» (ПС 220 кВ «Гулево»))

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Атомэнергопромсбыт» (АО «Атомэнергопромсбыт»)
ИНН 7725828549
Адрес: 117105, г. Москва, Новоданиловская наб., д. 4а
Телефон: (495) 543-33-06
Web-сайт: apsbt.ru
E-mail: info.apsbt@apsbt.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Атомэнергопромсбыт» (АО «Атомэнергопромсбыт»)
ИНН 7725828549
Адрес: 117105, г. Москва, Новоданиловская наб., д. 4а
Телефон: (495) 543-33-06
Web-сайт: apsbt.ru
E-mail: info.apsbt@apsbt.ru

Испытательный центр

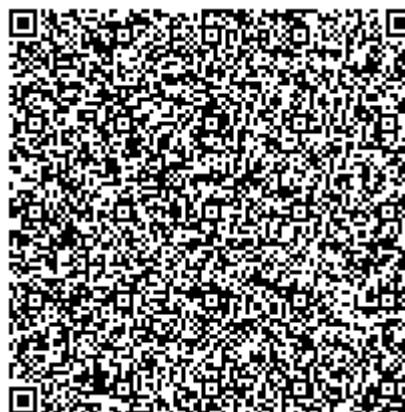
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июня 2022 г. № 1449

Регистрационный № 85869-22

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Филиала «Ириклинская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Филиала «Ириклинская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчётных документов, передачи данных в утвержденных форматах в АО «АТС» и другие заинтересованные организации. В состав Филиала «Ириклинская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» входят Ириклинская ГРЭС и Ириклинская ГЭС.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает в себя: устройства сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями АИИС КУЭ, коммуникационное оборудование. УСПД имеет встроенный модуль системы обеспечения единого времени на базе ГЛОНАСС/GPS – приемника точного времени.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК). ИВК включает в себя сервер сбора, обработки и хранения данных АИИС КУЭ (сервер ИВК), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура), технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, автоматической диагностики состояния средств измерений, подготовки отчетов и передачи их различным пользователям.

АИИС КУЭ обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электроэнергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;
- средних значений активной и реактивной мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- календарного времени и интервалов времени.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД, где производится сбор и хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений. Далее информация поступает на ИВК АИИС КУЭ.

ИВК автоматически в заданные интервалы времени (30 мин) производит считывание из УСПД данных коммерческого учета электрической энергии и записей журнала событий, производятся необходимые расчеты (с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН). Считанные данные записываются на жесткий диск сервера ИВК (заносятся в базу данных). Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных.

При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков производится в автономном режиме с использованием инженерного пульта (ноутбука) через встроенный оптический порт счетчиков.

Формирование и передача информации в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках регламента ОРЭМ осуществляется с уровня ИВК по электронной почте с помощью сети Internet в виде файла формата XML. Результаты измерений электрической энергии передаются в целых числах. При необходимости файл подписывается электронной подписью (ЭП) субъекта рынка.

По запросу коммерческого оператора (КО) обеспечивается дистанционный доступ к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений с сервера или АРМ ИВК АИИС КУЭ на всех уровнях АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, сервера ИВК и имеет нормированную точность. Коррекция часов УСПД производится автоматически от встроенного приемника сигналов спутников глобальных систем позиционирования (GPS/ГЛОНАСС), входящего в комплект УСПД. Коррекция времени в счетчиках выполняется УСПД автоматически, один раз в 30 минут во время опроса, при обнаружении расхождения времени УСПД и счетчика более чем на ± 2 с. Коррекция времени сервера ИВК производится от УСПД автоматически, один раз в полчаса во время опроса, при обнаружении расхождения времени УСПД и сервера ИВК более чем на ± 2 с.

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, кроссовых и клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Заводской номер 4222200.081 средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским образом.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню - «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed 976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ТГ-1	ТШЛ 20 12000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 20000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-14
2	ТГ-2	ТШЛ 12000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 47957-11	ЗНОМ-20-63 20000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 51674-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
3	ТГ-3	ТШЛ 20 12000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 20000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
4	ТГ-4	ТШЛ 20 12000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 20000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ТГ-5	ТШЛ 20 12000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 20000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-14
6	ТГ-6	ТШЛ 20 12000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 20000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
7	ТГ-7	ТШЛ 20 12000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 20000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
8	ТГ-8	ТШЛ 20 12000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 20000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
9	ГГ-3	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-14
10	ГГ-4	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
11	ГГ-5	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
12	ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС - Газовая; В-10, В-12	ТФЗМ 500Б-1 У1 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 76144-19 ТФНКД-500 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 71785-18 ТФНКД-500 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 85048-22 ТФЗМ 500Б-1 У1 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 3639-73	ДФК 525 500000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 23743-02	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-14

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС - Житикара	IMB 550 2000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 32002-06	CPB 550 500000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-14
14	ВЛ 500 кВ Магнитогорская - Ириклинская ГРЭС; В-50, В-52	ТФНКД-500 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 85048-22	DFK 525 500000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 23743-02	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
		ТФЗМ 500Б-1У1 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 3639-73			
15	ВЛ 220кВ Ириклинская ГРЭС - Рысаево	ТФНД-220-1 1200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3694-73	CPB 245 220000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
16	ВЛ 220кВ Ириклинская ГРЭС - Новотроицкая 2	ТФНД-220-1 1200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3694-73	CPB 245 220000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
17	ВЛ 220кВ Ириклинская ГРЭС - Орская 2	ТФНД-220-1 1200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3694-73	CPB 245 220000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
18	ВЛ 220кВ Ириклинская ГРЭС - Целинная-1	ТФНД-220-1 1200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3694-73	CPB 245 220000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
19	ВЛ 220кВ Ириклинская ГРЭС - Киембай	ТФНД-220-1 1200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3694-73	CPB 245 220000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	ВЛ 220кВ Ириклинская ГРЭС – Новотроицкая 1	ТВ 2000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 64181-16	СРВ 245 220000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-14
21	1 ОВВ- 220кВ	ТФНД-220-1 1200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3694-73	СРВ 245 220000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
22	2 ОВВ-220кВ	ТФНД-220-IV 2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 76302-19	СРВ 245 220000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
			СРВ 245 220000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 47844-11		
23	ВЛ-110кВ Ириклинская ГРЭС - Приморская	ТФЗМ 110Б-IV 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 26422-04	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
24	ВЛ-110кВ Ириклинская ГРЭС - Ириклинская ГЭС с отпайкой на ПС Строительная (Учёт со стороны ГРЭС)	ТФНД-110М-II 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 80597-20	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
25	ВЛ 110 кВ Ириклинская ГРЭС - ГПП-4 Гая с отпайкой на ПС Строительная	ТФНД-110М-II 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 80597-20 Зав. № 4754 Зав. № 290 Зав. № 266	НКФ110-58 У1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-76 Зав. № 961425 Зав. № 961420 Зав. № 961512	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08 Зав. № 0809111487	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
26	ВЛ-110кВ Ириклинская ГРЭС – ЦРЛ с отпайкой на ПС Шебазовл	ТФНД-110М-II 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 80597-20	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-14
27	ВЛ-110кВ Ириклинская ГРЭС - Новоорская	LR 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 74457-19	НКФ110-58 У1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
28	ВЛ-110кВ Ириклинская ГРЭС - Теренсай	LR 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 74457-19	НКФ110-58 У1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
29	ВЛ-110кВ Ириклинская ГРЭС - КС-16	ТВ-110 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 58640-14	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
30	ОВВ- 110кВ	ТФНД-110М-II 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 80597-20	НКФ110-58 У1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
31	ВЛ-110 кВ Ириклинская ГЭС - Бурибай-1	ТБМО-110 УХЛ1 200/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 23256-11	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-14
32	ВЛ-110кВ Ириклинская ГЭС - Акъяр	ТБМО-110 УХЛ1 200/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 23256-11	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
33	СОМВ- 110кВ	ТФНД-110М 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
34	ВЛ-110кВ Ириклинская ГЭС – ГПП-2 Гая	ТФНД-110М 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКМ 3000 Рег. № 17049-14
35	ВЛ-110кВ Ириклинская ГРЭС - Ириклинская ГЭС с отпайкой на ПС Строительная (Учёт со стороны ГЭС)	ТФНД-110М 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
36	ВЛ-110кВ Ириклинская ГЭС - Колпакская	ТБМО-110 УХЛ1 200/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 23256-11	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
37	"Ввод-1" РП Ирикля 10кВ	ТОЛ-СЭЩ 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 51623-12	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
38	"Ввод-2" РП Ирикля 10кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1, 3-11, 23-26, 30, 33-35, 37	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
2, 27-29, 31, 32, 36, 38	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
12, 14-19, 21, 22	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,0	2,8

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
13, 20	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.

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

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	38
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,6 до 50,4 от -35 до +35 от -40 до +60 от 0 до +40 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	165000 2 140000 2

Продолжение таблицы 4

1	2
УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	100000 24 100000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 45 45

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- 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 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ 20	21 шт.
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ	3 шт.
Трансформаторы тока	ТПОФ	9 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 500Б-I У1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФНКД-500	5 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 500Б-1У1	4 шт.
Трансформаторы тока	ІМВ 550	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-220-1	18 шт.
Трансформаторы тока	ТВ	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-220-IV	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-IV	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-110М-II	12 шт.
Трансформаторы тока встроенные	LR	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-110	3 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	9 шт.
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	9 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения однофазные	ЗНОМ-20-63	21 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-20-63	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	3 шт.
Трансформаторы напряжения емкостные	ДФК 525	6 шт.
Трансформаторы напряжения	СРВ 550	3 шт.
Трансформаторы напряжения	СРВ 245	12 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	9 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ110-58 У1	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	32 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.16	6 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	3 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Устройства синхронизации времени	встроенный источник времени ГЛОНАСС/GPS в ЭКОМ-3000	3 шт.
Сервера ИВК: основной сервер	HP DL380pGen9	1 шт.
резервный сервер	HP DL380pGen9	1 шт.
Автоматизированное рабочее место	АРМ	3 шт.
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1 шт.
Формуляр	НВЦП 422200.81 ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электроэнергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Филиала «Ириклинская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация», аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц RA.RU.312601

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Интер РАО – Электрогенерация»

(АО «Интер РАО – Электрогенерация»)

ИНН 7704784450

Юридический адрес: 119435, г. Москва, ул. Большая Пироговская, д. 27, стр. 1

Телефон: +7 (35363) 5-13-59

Факс: +7 (35363) 5-16-88

E-mail: secretary_igres@interrao.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Интер РАО – Электрогенерация»

(АО «Интер РАО – Электрогенерация»)

ИНН 7704784450

Юридический адрес: 119435, г. Москва, ул. Большая Пироговская, д. 27, стр. 1

Адрес: 462803, Оренбургская обл., Новоорский район, п. Энергетик

Телефон: +7 (35363) 5-13-59

Факс: +7 (35363) 5-16-88

E-mail: secretary_igres@interrao.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

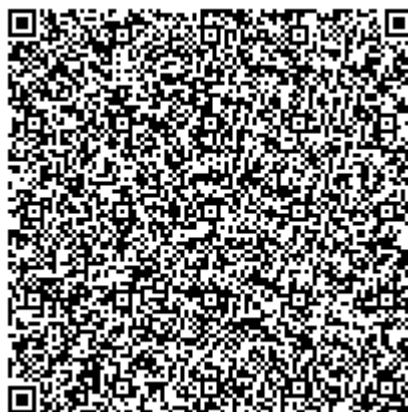
Юридический адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-т Ленина, д. 124, офис 15

Адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр.2

Телефон: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312601



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июня 2022 г. № 1449

Регистрационный № 85870-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термометры манометрические показывающие электроконтактные ТКП-160Эк

Назначение средства измерений

Термометры манометрические показывающие электроконтактные ТКП-160Эк (в дальнейшем термометры) предназначены для измерений температуры воды, масла и других не агрессивных жидкостей и управления внешними электрическими цепями от сигнализирующих устройств приборов.

Описание средства измерений

Принцип действие термометров основан на строгой зависимости между температурой и давлением термометрического вещества (конденсат), находящегося в герметично замкнутой манометрической термосистеме. Термометры состоят из измерительного и сигнализирующего устройств. Измерительное устройство представляет собой манометрическую термосистему, состоящую из термобаллона, дистанционного капилляра и манометрической пружины. Под воздействием температуры изменяется давление внутри манометрической системы, происходит раскрутка манометрической пружины, связанной со стрелкой отсчетного устройства. В сигнализирующем устройстве термометров, для коммутации напряжения внешних электрических цепей, используются два предельных контакта, один из которых замыкает цепь минимального, а другой цепь максимального значения температуры контролируемой среды. Термобаллоны термометров рассчитаны на давление измеряемой среды до 1,6 МПа, с защитной гильзой - до 24,5 МПа.

Заводской номер наносится на нижнюю часть шкалы термометра в виде арабских цифр. Конструкция термометра предусматривает нанесение знака поверки на корпус. Знак поверки наносится на стекло термометра или на свидетельство о поверке в случае его оформления.

Общий вид термометров с указанием мест нанесения знака поверки, знака утверждения типа, заводского номера приведен на рис.1

Пломба в виде стикера-наклейки для защиты от несанкционированного доступа наносится на боковую поверхность корпуса.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа представлена на рис. 2.



Рис.1-Общий вид термометров с указанием мест нанесения знака поверки, знака утверждения типа, заводского номера

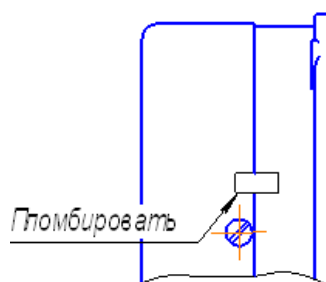


Рис.2- Схема пломбировки от несанкционированного доступа

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1-Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °C	от -25 до +75, от 0 до +100, от 0 до +120, от +50 до +150, от +100 до +200, от +200 до +300
Класс точности по ГОСТ 16920-93	* 1,5; 2,5
Пределы допускаемой основной погрешности показаний, % от диапазона измерений	Класс 1,5 ($\pm 2,5\%$ для первой 1/3 шкалы $\pm 1,5\%$ для последних 2/3 шкалы) Класс 2,5 ($\pm 4,0\%$ для первой 1/3 шкалы $\pm 2,5\%$ для последних 2/3 шкалы)

Продолжение Таблицы 1- Метрологические характеристики

Вариация показаний, °С	не более предела допускаемой основной погрешности показаний
Пределы допускаемой основной погрешности срабатывания сигнализирующего устройства, % от диапазона измерений	Класс 1,5 ($\pm 4,0$ % от диапазона измерений для первой 1/3 шкалы $\pm 2,5$ % от диапазона измерений для последних 2/3 шкалы) класс 2,5 ($\pm 5,0$ % от диапазона измерений для первой 1/3 шкалы $\pm 4,0$ % от диапазона измерений для последних 2/3 шкалы)
Вариация срабатывания сигнализирующего устройства, °С	не более предела допускаемой основной погрешности срабатывания сигнализирующего устройства
Пределы допускаемой дополнительной погрешности показаний от изменения температуры окружающего воздуха от -60 °С до +60 °С, °С	$\pm 0,4$ % от диапазона измерений на каждые 10 °С изменения температуры плюс 0,01 % от диапазона измерений на каждые 10 °С изменения температуры и на каждый метр дистанционного капилляра
Пределы допускаемой дополнительной погрешности срабатывания сигнализирующего устройства от изменения температуры окружающего воздуха от -60 °С до +60 °С, °С	$\pm (X + 0,04\Delta t)$, где X-половина предела допускаемой погрешности срабатывания сигнализирующего устройства, °С Δt -абсолютное значение разности между температурой окружающего воздуха и температурой (20 $\pm$ 5) °С
Нормальные условия: - температура окружающего воздуха, °С 20 ± 5 - влажность окружающего воздуха, % от 30 до 80 - атмосферное давление, кПа от 84 до 106,7 *В соответствии с ГОСТ 16920-93 класс точности для термометров с конденсационным заполнителем термосистемы устанавливается для последних 2/3 температурной шкалы, а для первой 1/3 шкалы класс точности не должен быть ниже следующего за ним класса точности	

Таблица 2-Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Показатель тепловой инерции, с, не более	
- спокойный воздух	800
- спокойная вода	30
- воздух (скорость 7м/с)	120
- вода (скорость 7 м/с)	6
Способ присоединения термобаллона	гибкий
Диаметр термобаллона, мм, не более	12,14,16
Глубина погружения термобаллона, мм	160,200,250,315,400
Степень защиты от воды и пыли	IP54

Продолжение Таблицы 2- Основные технические характеристики

Габаритные размеры корпуса, мм, не более	170x170x100
Материал корпуса	Алюминиевый сплав
Материал погружаемой части термобаллона	сталь 12X18Н10Т, латунь ЛС59-1
Масса, кг, не более	2,0
Напряжение внешних коммутируемых цепей переменного тока, В с частотой, Гц.	220 ⁺²² ₋₃₃ 50 ± 1
Условия эксплуатации: -диапазон температур окружающего воздуха, °С -относительная влажность, %	от -60 до +60 80 при 35 °С
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	20000

Знак утверждения типа наносится

на шкалу термометра накаткой или иным методом, обеспечивающим четкое изображение знака и на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3-Комплектность термометров

Наименование	Обозначение	Кол-во
Термометр манометрический ТКП-160Эк	СНИЦ.405 153.020	по заказу
Руководство по эксплуатации**	СНИЦ.405 153.020 РЭ	
Паспорт	СНИЦ.405 153.020 ПС	1 экз.*
Набивка «Графитекс»101 4x4 мм, длиной 160мм	ТУ 2573-001-86678852-2008	1
Розетка исполнение УХЛ2	ШР20П5НШ10Н БРО.364.028ТУ	1
* на каждый термометр ** при поставке термометров в один адрес допускается прилагать одно руководство по эксплуатации на каждые два термометра		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Руководстве по эксплуатации СНИЦ.405 153.020 РЭ «Термометры манометрические показывающие электроконтактные ТКП-160Эк», в разделе 2 «Использование по назначению».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 16920-93 «Термометры и преобразователи температуры манометрические. Общие технические требования и методы испытаний».

ГОСТ 8.558-2009 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры»

Технические условия СНИЦ.405 153. 020 ТУ «Термометры манометрические показывающие электроконтактные ТКП-160Эк.»

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Приборы контроля и регулирования техпроцессов»
(ОАО «Теплоконтроль»), ИНН 6726001460
Адрес: 215503, Смоленская обл., г. Сафоново, ул. Ленинградская, д. 18
Тел. (48 142) 2-84-13
Факс. (48 142) 2-84-15
E-mail: info@tcontrol.ru

Изготовитель

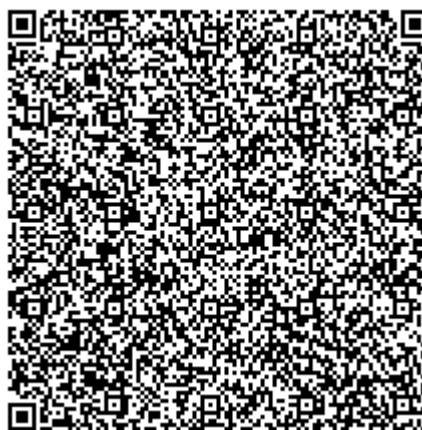
Открытое акционерное общество «Приборы контроля и регулирования техпроцессов»
(ОАО «Теплоконтроль»), ИНН 6726001460
Адрес: 215503, Смоленская обл., г. Сафоново, ул. Ленинградская, д. 18
Тел. (48 142) 2-84-13
Факс. (48 142) 2-84-15
E-mail: info@tcontrol.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Адрес: 190005, Россия, Санкт-Петербург, Московский пр., 19
Телефон: (812) 251-76-01
Факс: (812) 713- 01-14
Web-сайт: www.vniim.ru
E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311541



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная СИ-СТ35

Назначение средства измерений

Система измерительная СИ-СТ35 (далее по тексту - система) предназначена для измерений параметров при проведении стендовых испытаний двигателей ВК-650В: атмосферного давления; избыточного давления; напряжения постоянного тока, соответствующего значениям абсолютного давления; температуры (с термопреобразователями сопротивления); сопротивления постоянному току, соответствующего значениям температуры, измеряемой термопреобразователями сопротивления по ГОСТ 6651-2009; сопротивления постоянному току; напряжения постоянного тока, соответствующего значениям температуры, измеряемой термоэлектрическими преобразователями ХА и ХК по ГОСТ Р 8.585-2001; частоты переменного тока, соответствующей значениям частоты вращения роторов; частоты переменного тока; виброскорости; относительной влажности воздуха; температуры датчика влажности; напряжения постоянного тока; силы постоянного тока (с шунтами); силы постоянного тока; углового перемещения; интервала времени; объемного и массового расхода жидкости; крутящего момента силы и передачи результатов измерений по интерфейсам в компьютер автоматизированного рабочего места (АРМ) пульта управления и контроля (ПУ) автоматизированной системы управления технологическим процессом испытаний (АСУТП-И).

Описание средства измерений

Система конструктивно состоит из шкафа измерительного оборудования (ШИО), расположенного в кабине наблюдения и управления (пультовой) испытательного стенда, комплекта измерительных преобразователей, установленных в помещениях испытательного стенда, в т.ч. в стойке датчиков давления (СДД), и комплекта кроссового оборудования, в т.ч. шкафа кроссового оборудования (ШКО), обеспечивающего электрические соединения составных частей системы между собой. Результаты измерений индицируются на мониторе и записываются на встроенный жесткий диск компьютера из состава АРМ ПУ АСУТП-И.

Принцип действия системы основан на измерении параметров двигателя и климатических условий испытаний первичными измерительными преобразователями физических величин путем преобразования их в электрические сигналы, а затем преобразования электрических сигналов в цифровой код вторичными измерительными преобразователями и передаче информации в цифровой форме в компьютер АРМ ПУ для дальнейшего её использования в АСУТП-И.

Функционально система состоит из измерительных каналов (ИК):

- ИК атмосферного давления - 1 шт.;
- ИК избыточного давления - 17 шт.;
- ИК напряжения постоянного тока, соответствующего значениям абсолютного давления - 1 шт.;
- ИК температуры (с термопреобразователями сопротивления) - 13 шт.;
- ИК сопротивления постоянному току, соответствующего значениям температуры, измеряемой термопреобразователями сопротивления по ГОСТ 6651-2009 - 1 шт.;

- ИК сопротивления постоянному току - 5 шт.;
- ИК напряжения постоянного тока, соответствующего значениям температуры, измеряемой термоэлектрическими преобразователями ХА и ХК по ГОСТ Р 8.585-2001 - 53 шт.;
- ИК частоты переменного тока, соответствующей значениям частоты вращения роторов - 3 шт.;
- ИК частоты переменного тока - 2 шт.;
- ИК виброскорости - 24 шт.;
- ИК относительной влажности воздуха - 1 шт.;
- ИК температуры датчика влажности - 1 шт.;
- ИК напряжения постоянного тока - 10 шт.;
- ИК силы постоянного тока (с шунтами) - 4 шт.;
- ИК силы постоянного тока - 10 шт.;
- ИК углового перемещения - 2 шт.;
- ИК интервала времени - 5 шт.;
- ИК расхода - 2 шт.;
- ИК крутящего момента силы - 1 шт.

ИК атмосферного давления.

Принцип действия ИК основан на измерении атмосферного давления барометром рабочим сетевым БРС-1М-1 и передаче его значения в цифровой форме в компьютер АРМ ПУ (далее - компьютер). Результаты измерений индицируются на мониторе компьютера АРМ ПУ (далее – монитор).

ИК избыточного давления.

Принцип действия ИК основан на зависимости выходного сигнала датчика давления от значений перемещения или деформации чувствительного элемента датчика, вызванной воздействием измеряемого давления. Сила постоянного тока, соответствующая значениям избыточного давления, измеряется посредством многоканального устройства измерительно-управляющего УИУ 2002, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28167-09 (далее - УИУ 2002), и преобразуется по известной градуировочной характеристике в значение избыточного давления, передаваемое в цифровой форме в компьютер. От датчика давления тензорезистивного АРЗ, имеющего цифровой интерфейс, значение избыточного давления передается непосредственно в цифровой форме в компьютер. Результаты измерений индицируются на мониторе.

ИК напряжения постоянного тока, соответствующего значениям абсолютного давления.

Принцип действия ИК основан на зависимости выходного напряжения датчика давления от абсолютного давления. Напряжение постоянного тока, соответствующее абсолютному давлению, измеряется посредством УИУ 2002 и преобразуется по известной градуировочной характеристике в значение абсолютного давления, передаваемое в цифровой форме в компьютер. Результаты измерений в значениях абсолютного давления индицируются на мониторе.

ИК температуры (с термопреобразователями сопротивления).

Принцип действия ИК основан на зависимости сопротивления термопреобразователя от температуры среды. Сопротивление постоянному току, соответствующее температуре, измеряется посредством УИУ 2002 и преобразуется по известной градуировочной характеристике в значение температуры, передаваемое в цифровой форме в компьютер. Результаты измерений индицируются на мониторе.

ИК сопротивления постоянному току, соответствующего значениям температуры, измеряемой термопреобразователями сопротивления по ГОСТ 6651-2009.

Принцип действия ИК основан на зависимости сопротивления термопреобразователя от температуры среды. Сопротивление постоянному току, соответствующее температуре, измеряется посредством УИУ 2002 и преобразуется по известной градуировочной характеристике в значение температуры, передаваемое в цифровой форме в компьютер. Результаты измерений в значениях температуры индицируются на мониторе.

ИК сопротивления постоянному току.

Принцип действия ИК основан на измерении посредством УИУ 2002 сопротивления постоянному току и передаче его значения в цифровой форме в компьютер. Результаты измерений индицируются на мониторе.

ИК напряжения постоянного тока, соответствующего значениям температуры, измеряемой термоэлектрическими преобразователями ХА и ХК по ГОСТ Р 8.585-2001.

Принцип действия ИК основан на зависимости термо-ЭДС, возникающей в термоэлектродных проводах от разности температур между «горячими» и «холодными» спаями. Напряжение постоянного тока, соответствующее значениям температуры, измеряется посредством УИУ 2002 и преобразуется (с учетом температуры «холодного» спая) по известной градуировочной характеристике в значение температуры, передаваемое в цифровой форме в компьютер. Результаты измерений в значениях температуры индицируются на мониторе.

ИК частоты переменного тока, соответствующей значениям частоты вращения роторов.

Принцип действия ИК основан на законе электромагнитной индукции. При каждом прохождении «зуба» индукторной шестерни вблизи торца постоянного магнита датчика образуется импульс ЭДС индукции. Импульсные сигналы от индукционного датчика частоты вращения поступают в УИУ 2002, которое нормализует сигнал, измеряет его частоту, преобразует по известной градуировочной характеристике и передает значение частоты сигнала в цифровой форме в компьютер. Результаты измерений в значениях частоты вращения роторов индицируются на мониторе.

ИК частоты переменного тока.

Сигналы частоты переменного тока поступают в УИУ 2002, которое нормализует сигнал, измеряет его частоту и передает значение частоты в цифровой форме в компьютер. Результаты измерений индицируются на мониторе.

ИК виброскорости.

Принцип действия ИК основан на использовании пьезоэлектрических датчиков вибрации вибропреобразователей МВ-43, преобразующих виброскорость корпуса двигателя в электрический заряд, поступающий в блок электронный БЭ-40-4М аппаратуры измерения роторных вибраций ИВ-Д-СФ-3М, с выхода которого сигнал силы постоянного тока, соответствующий виброскорости, поступает на УИУ 2002, где измеряется и преобразуется по известной градуировочной характеристике в значение виброскорости, передаваемое в цифровой форме в компьютер. Результаты измерений индицируются на мониторе.

ИК относительной влажности воздуха.

Принцип действия ИК основан на измерении относительной влажности воздуха преобразователем влажности Rotronic HF456-WX5 и передаче ее значения в цифровой форме в компьютер. Результаты измерений индицируются на мониторе.

ИК температуры датчика влажности.

Принцип действия ИК основан на измерении температуры датчика влажности преобразователем влажности Rotronic HF456-WX5 и передаче ее значения в цифровой форме в компьютер. Результаты измерений индицируются на мониторе.

ИК напряжения постоянного тока.

Принцип действия ИК основан на измерении посредством УИУ 2002 напряжения постоянного тока до 56 В, поступающего через делитель напряжения, и преобразовании его по известной градуировочной характеристике в значение напряжения постоянного тока, передаваемое в цифровой форме в компьютер. Напряжение постоянного тока до 50 мВ измеряется без использования делителя напряжения. Результаты измерений индицируются на мониторе.

ИК силы постоянного тока (с шунтами).

Принцип действия ИК основан на измерении падения напряжения на шунте 75.ШИСВ, 75.ШИСВ.1. Напряжение постоянного тока измеряется посредством УИУ 2002 и преобразуется по известной градуировочной характеристике в значение силы постоянного тока, передаваемое в цифровой форме в компьютер. Результаты измерений индицируются на мониторе.

ИК силы постоянного тока.

Принцип действия ИК основан на измерении посредством УИУ 2002 силы постоянного тока и передаче ее значения в цифровой форме в компьютер. Результаты измерений индицируются на мониторе.

ИК углового перемещения.

Принцип действия ИК основан на преобразовании углового перемещения датчиком углового перемещения в сигнал силы постоянного тока, измерении посредством УИУ 2002 силы постоянного тока и ее преобразовании по известной градуировочной характеристике в значение углового перемещения, передаваемое в цифровой форме в компьютер. Результаты измерений индицируются на мониторе.

ИК интервала времени.

Принцип действия ИК основан на измерении посредством УИУ 2002 интервала времени между двумя фронтами внешних дискретных сигналов. Измеренное значение интервала времени передается УИУ 2002 в цифровой форме в компьютер. Результаты измерений индицируются на мониторе.

ИК расхода.

Принцип действия ИК основан на измерении посредством счетчика-расходомера массового ЭЛМЕТРО-Фломак расхода и передаче его значения в цифровой форме в компьютер. Результаты измерений индицируются на мониторе.

ИК крутящего момента силы.

Принцип действия ИК основан на преобразовании крутящего момента силы датчиком крутящего момента силы TF214 в сигнал напряжения постоянного тока, измерении посредством УИУ 2002 напряжения постоянного тока и его преобразовании по известной градуировочной характеристике в значение крутящего момента силы, передаваемое в цифровой форме в компьютер. Результаты измерений индицируются на мониторе.

ШИО устанавливается в помещении пультовой и предназначен для размещения многоканального устройства измерительно-управляющего УИУ 2002, обеспечивающего преобразование информационных сигналов различных измерительных преобразователей в цифровую форму, блока электронного БЭ-40-4М аппаратуры измерения роторных вибраций ИВ-Д-СФ-3М, а также блоков питания измерительных преобразователей и кроссового оборудования для обеспечения необходимых электрических связей.

СДД устанавливается в помещении испытательного стенда и предназначена для размещения части датчиков давления, оборудования для подключения к датчикам давления соединительных трубок, а также кроссового оборудования для обеспечения необходимых электрических связей и передачи аналоговых электрических сигналов в ШИО.

Измерительная информация от УИУ 2002, БРС-1М-1, APZ, Rotronic HF456-WX5, ЭЛМЕТРО-Фломак в цифровой форме передается по стандартным интерфейсам в компьютер АРМ ПУ АСУТП-И, расположенный в пультовой стенда, для визуализации и архивирования.

Данные о первичных измерительных преобразователях утвержденного типа ИК системы приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Данные о первичных измерительных преобразователях утвержденного типа ИК СИ-СТ35

Наименование ИК	Измерительный преобразователь	
	Тип	Регистрационный номер*
ИК атмосферного давления	Барометр рабочий сетевой БРС-1М-1	16006-97
ИК избыточного давления	Датчик давления МИДА-13П	17636-17
	Датчик давления МИДА-15	50730-17
	Преобразователь измерительный давления ЗОНД-20	66467-17
	Датчик давления тензорезистивный APZ	62292-15
ИК температуры (с термопреобразователями сопротивления)	Термопреобразователь сопротивления ТСП-0196	56560-14
ИК виброскорости	Блок электронный БЭ-40-4М	82483-21
	Вибропреобразователь МВ-43	16985-08
ИК относительной влажности воздуха	Преобразователь влажности Rotronic модификации HF4	64197-16
ИК температуры датчика влажности		
ИК силы постоянного тока (с шунтами)	Шунт измерительный стационарный взаимозаменяемый 75.ШИСВ, 75.ШИСВ.1	78710-20
ИК расхода	Счетчик-расходомер массовый ЭЛМЕТРО-Фломак	47266-16
ИК крутящего момента силы	Датчик крутящего момента силы TF214	38903-15
* Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений		

Защита от несанкционированного доступа обеспечивается закрыванием ШИО и АРМ ПУ на специализированные встроенные замки. Пломбирование ШИО и АРМ ПУ не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на корпуса составных частей системы не предусмотрено ее условиями эксплуатации.

Заводской номер системы наносится на фирменную табличку на лицевой стороне ШИО в формате «СИ-СТ35 № 001».

Общий вид составных частей системы приведен на рисунках 1–16.



Рисунок 1 - Шкаф измерительного оборудования



Рисунок 2 - Стойка датчиков давления



Компьютеры

Мониторы

Рисунок 3 - Автоматизированное рабочее место
пульта управления и контроля



Рисунок 4 - Шкаф кроссового
оборудования



Рисунок 5 - Барометр рабочий сетевой
БРС-1М-1



Рисунок 6 - Датчик давления МИДА-13П



Рисунок 7 - Датчик давления МИДА-15



Рисунок 8 - Преобразователь измерительный
давления ЗОНД-20



Рисунок 9 - Датчик давления
тензорезистивный APZ

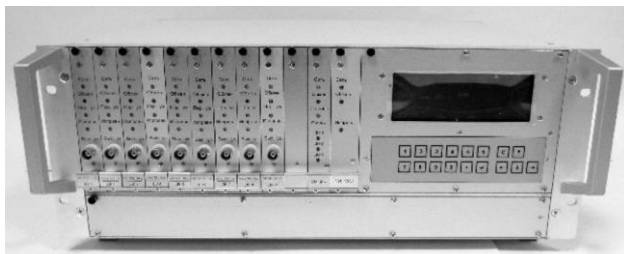


Рисунок 10 - Термопреобразователь
сопротивления ТСП-0196

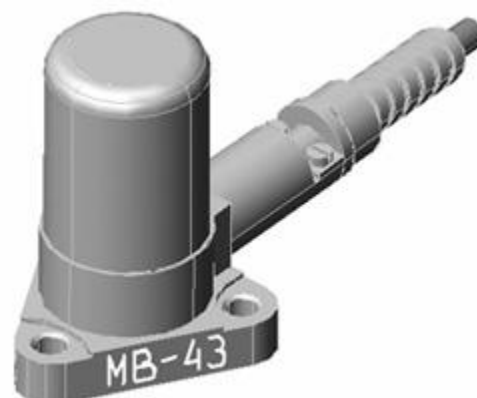


Рисунок 11 - Блок электронный БЭ-40-4М



Рисунок 12 - Вибропреобразователь МВ-43



Рисунок 13 - Преобразователь влажности
Rotronic модификации HF4

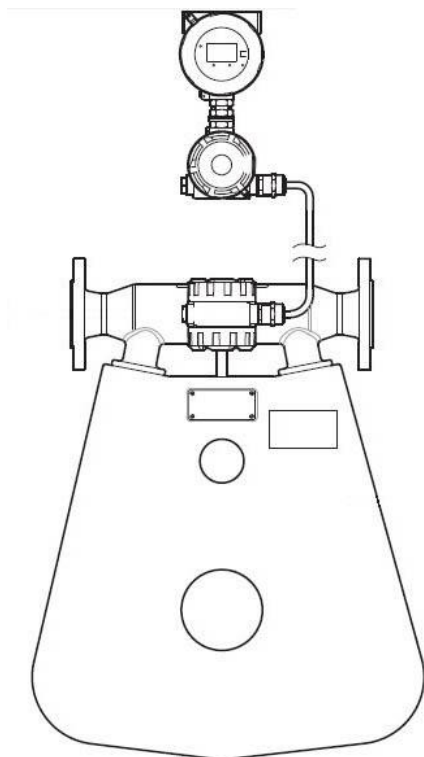


Рисунок 15 - Счетчик-расходомер массовый
ЭЛМЕТРО-Фломак

Рисунок 14 - Шунт измерительный
стационарный взаимозаменяемый
75.ШИСВ, 75.ШИСВ.1



Рисунок 16 - Датчик крутящего момента силы
TF214

Программное обеспечение

Метрологически значимая часть программного обеспечения (ПО) системы находится в исполняемом файле stend35_metr.exe.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Система измерительная СИ-СТ35	
Идентификационное наименование ПО	stend35_metr.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00
Цифровой идентификатор ПО	70C3A98A847F3E7B1241FBFE50DF210E
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологически значимая часть ПО системы и измеренные данные достаточно защищены с помощью средств защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений. Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические характеристики системы нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	Кол-во ИК
ИК атмосферного давления		
Диапазон измерений атмосферного давления, кПа (мм рт. ст.)	от 95 до 107 (от 710 до 800)	1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления, кПа (мм рт. ст.)	±0,067 (±0,5)	
ИК избыточного давления		
Диапазон измерений избыточного давления, МПа (кгс/см²)	от 0 до 1,2 (от 0 до 12)	1
Пределы допускаемой, приведенной к верхнему пределу диапазона измерений (ВП), погрешности измерений избыточного давления в диапазоне от 0 до 0,64 МПа включ. (от 0 до 6,5 кгс/см² включ.), %	±0,3	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений избыточного давления в диапазоне св. 0,64 до 1,2 МПа (св. 6,5 до 12 кгс/см²), %	±0,3	
Диапазон измерений избыточного давления, МПа (кгс/см²)	от 0 до 2,0 (от 0 до 20)	1
Пределы допускаемой, приведенной к ВП, погрешности измерений избыточного давления, %	±0,3	
Диапазон измерений избыточного давления, МПа (кгс/см²)	от -0,098 до +0,196 (от -0,1 до +0,2)	5

Наименование характеристики	Значение	Кол-во ИК
Пределы допускаемой, приведенной к диапазону измерений (ДИ), погрешности измерений избыточного давления, %	±0,7	
Диапазон измерений избыточного давления, МПа (кгс/см ²)	от -0,083 до +0,25 (от -0,85 до +2,5)	1
	от -0,068 до +0,29 (от -0,7 до +3,0)	1
	от 0 до 0,25 (от 0 до 2,5)	1
	от 0 до 0,29 (от 0 до 3)	1
	от 0 до 0,98 (от 0 до 10)	1
	от 0 до 5,9 (от 0 до 60)	2
	от 0 до 6,9 (от 0 до 70)	1
Пределы допускаемой, приведенной к ВП, погрешности измерений избыточного давления, %	±1	
Диапазон измерений избыточного давления, МПа (кгс/см ²)	от -0,083 до +0,049 (от -0,85 до +0,5)	1
Пределы допускаемой, приведенной к нормирующему значению (НЗ) (НЗ=1,0 кгс/см ²), погрешности измерений избыточного давления, %	±1	
Диапазон измерений избыточного давления, МПа (кгс/см ²)	от 0 до 0,00059 (от 0 до 0,006)	1
Пределы допускаемой, приведенной к ВП, погрешности измерений избыточного давления, %	±4	
ИК напряжения постоянного тока, соответствующего значениям абсолютного давления		
Диапазон измерений напряжения постоянного тока, В	от 0,5 до 4,5	1
Диапазон значений абсолютного давления, МПа (кгс/см ²)	от 0 до 0,98 (от 0 до 10)	
Пределы допускаемой, приведенной к ВП*, погрешности измерений напряжения постоянного тока, соответствующего значениям абсолютного давления, %	±0,5	
ИК температуры (с термопреобразователями сопротивления)		
Диапазон измерений температуры, °С	от -30 до +50	8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,7	
Диапазон измерений температуры, °С	от 0 до 120 от 0 до 200	1 2
Пределы допускаемой, приведенной к ВП, погрешности измерений температуры, %	±1	
Диапазон измерений температуры, °С	от -30 до +50	2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,6	
ИК сопротивления постоянному току, соответствующего значениям температуры, измеряемой термопреобразователями сопротивления по ГОСТ 6651-2009		
Диапазон измерений сопротивления постоянному току, Ом	от 50,00 до 88,52	1
Диапазон значений температуры, °С	от 0 до 200	

Наименование характеристики	Значение	Кол-во ИК
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений сопротивления постоянному току, соответствующего значениям температуры, выраженной в единицах индицируемой температуры, °C	±0,5	
Номинальная статическая характеристика преобразования	50П по ГОСТ 6651-2009 (R ₀ = 50 Ом, α = 0,00391 °C ⁻¹)	
ИК сопротивления постоянному току		
Диапазон измерений сопротивления постоянному току, Ом	от 0 до 200	5
Пределы допускаемой, приведенной к ВП, погрешности измерений сопротивления постоянному току, %	±0,1	
ИК напряжения постоянного тока, соответствующего значениям температуры, измеряемой термоэлектрическими преобразователями ХА и ХК по ГОСТ Р 8.585-2001		
Диапазон измерений напряжения постоянного тока, мВ	от 0 до 41,276	51
Диапазон значений температуры, °C	от 0 до 1000	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений напряжения постоянного тока, соответствующего значениям температуры, выраженной в единицах индицируемой температуры, °C	±2	
Номинальная статическая характеристика преобразования	ТХА (К) по ГОСТ Р 8.585-2001	
Диапазон измерений напряжения постоянного тока, мВ	от 0,639 до 22,843	2
Диапазон значений температуры, °C	от 10 до 300	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений напряжения постоянного тока, соответствующего значениям температуры, выраженной в единицах индицируемой температуры, °C	±2	
Номинальная статическая характеристика преобразования	ТХК (L) по ГОСТ Р 8.585-2001	
ИК частоты переменного тока, соответствующей значениям частоты вращения роторов		
Диапазон измерений частоты переменного тока, Гц	от 80,47 до 965,64	1
Диапазон значений частоты вращения роторов, выраженной в процентах от номинального значения, %	от 10 до 120	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений частоты переменного тока, соответствующей значениям частоты вращения роторов, %	±0,1	
Диапазон измерений частоты переменного тока, Гц	от 566,66 до 7650,00	1

Наименование характеристики	Значение	Кол-во ИК
Диапазон значений частоты вращения роторов, выраженной в процентах от номинального значения, %	от 10 до 135	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений частоты переменного тока, соответствующей значениям частоты вращения роторов, %	±0,1	
Диапазон измерений частоты переменного тока, Гц	от 120,12 до 8108,10	
Диапазон значений частоты вращения роторов, выраженной в процентах от номинального значения, %	от 2 до 135	1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений частоты переменного тока, соответствующей значениям частоты вращения роторов, %	±0,1	
ИК частоты переменного тока		
Диапазон измерений частоты переменного тока, Гц	от 20 до 3000	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений частоты переменного тока, %	±0,15	
ИК виброскорости		
Диапазон измерений виброскорости, мм/с	от 2 до 100	24
Пределы допускаемой, приведенной к ВП, погрешности измерений виброскорости, %	±12	
ИК относительной влажности воздуха		
Диапазон измерений относительной влажности воздуха, %	от 20 до 99	1
Пределы допускаемой, приведенной к ВП, погрешности измерений относительной влажности воздуха, %	±2	
ИК температуры датчика влажности		
Диапазон измерений температуры датчика влажности, °С	от -30 до +50	1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры датчика влажности, °С	±0,5	
ИК напряжения постоянного тока		
Диапазон измерений напряжения постоянного тока, В	от 12 до 34 от 12 до 56	3 2
Пределы допускаемой, приведенной к ВП, погрешности измерений напряжения постоянного тока, %	±2	
Диапазон измерений напряжения постоянного тока, мВ	от -2 до +48	5
Пределы допускаемой, приведенной к НЗ (НЗ=50 мВ), погрешности измерений напряжения постоянного тока, %	±0,15	
ИК силы постоянного тока (с шунтами)		

Наименование характеристики	Значение	Кол-во ИК
Диапазон измерений силы постоянного тока, А	от 0 до 1000	1
Пределы допускаемой, приведенной к ВП, погрешности измерений силы постоянного тока, %	±1	
Диапазон измерений силы постоянного тока, А	от 0 до 500	1
Пределы допускаемой, приведенной к ВП, погрешности измерений силы постоянного тока, %	±1,5	
Диапазон измерений силы постоянного тока, А	от 0 до 30 от 0 до 150	1 1
Пределы допускаемой, приведенной к ВП, погрешности измерений силы постоянного тока, %	±2	
ИК силы постоянного тока		
Диапазон измерений силы постоянного тока, мА	от 4 до 20	10
Пределы допускаемой, приведенной к ВП, погрешности измерений силы постоянного тока, %	±0,15	
ИК углового перемещения		
Диапазон измерений углового перемещения, градус	от 0 до 85 от 0 до 60	1 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений углового перемещения, градус	±1	
ИК интервала времени		
Диапазон измерений интервала времени, с	от 0,5 до 62,5 от 0,5 до 5 от 0,5 до 3	1 1 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений интервала времени, с	±0,03	
Диапазон измерений интервала времени, с	от 0,5 до 125	2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений интервала времени, с	±0,1	
ИК расхода		
Диапазон измерений массового расхода, кг/ч	от 8 до 220	1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода, %	±0,3	
Диапазон измерений объемного расхода, л/мин	от 5 до 40	1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	±1	
ИК крутящего момента силы		

Наименование характеристики	Значение	Кол-во ИК
Диапазон измерений крутящего момента силы, Н·м	от 50 до 1000	1
Пределы допускаемой, приведенной к ВП, погрешности измерений крутящего момента силы в диапазоне от 50 до 400 Н·м включ., %	±0,5	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений крутящего момента силы в диапазоне св. 400 до 1000 Н·м, %	±0,5	
* - В качестве нормирующего значения при определении приведенной погрешности ИК используется верхний предел (ВП) диапазона значений соответствующего параметра		

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	230±23 50±1
Потребляемая мощность, В·А, не более	500
Габаритные размеры (длина; ширина; высота), мм, не более: – шкаф измерительного оборудования – стойка датчиков давления – шкаф кроссового оборудования – пульт управления и контроля	1200; 530; 2000 740; 650; 1180 1000; 410; 1435 3450; 1150; 1700
Масса, кг, не более: – шкаф измерительного оборудования – стойка датчиков давления – шкаф кроссового оборудования – пульт управления и контроля	260 40 100 600
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды в испытательном боксе, °С – температура окружающей среды в помещении пультовой, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +5 до +50 от +15 до +25 от 30 до 80 от 84 до 106
Срок службы, лет, не менее	10
Наработка до отказа, ч, не менее	1000

Знак утверждения типа наносится
на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Кол.
Система измерительная СИ-СТ35 зав. № 001		
Комплект измерительных преобразователей системы измерительной СИ-СТ35	ЛТКЖ.411979.078	1 шт.
Стойка датчиков давления	ЛТКЖ.411528.208	1 шт.
Шкаф кроссового оборудования	ЛТКЖ.411528.207	1 шт.
Шкаф измерительного оборудования	ЛТКЖ.411528.203	1 шт.
Комплект кабелей системы измерительной СИ-СТ35	ЛТКЖ.411979.077	1 шт.
Компьютер*		1 шт.
Руководство по эксплуатации	ЛТКЖ.411711.050 РЭ1	1 экз.
Формуляр	ЛТКЖ.411711.050 ФО1	1 экз.
Программное обеспечение «Система измерительная СИ-СТ35. Программа метрологических испытаний» (на компакт-диске)	643.23101985.00149-01	1 экз.
* - из состава АРМ ПУ АСУТП-И		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Описание и работа изделия» документа ЛТКЖ.411711.050 РЭ1 «Система измерительная СИ-СТ35. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа, утверждена приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 1339 от 29 июня 2018 года

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры

Государственная поверочная схема для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока, утверждена приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 3456 от 30 декабря 2019 года

Государственная поверочная схема для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы, утверждена приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 3457 от 30 декабря 2019 года

Государственная поверочная схема для средств измерений времени и частоты, утверждена приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 1621 от 31 июля 2018 года

Государственная поверочная схема для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А, утверждена приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2091 от 1 октября 2018 года

Государственная поверочная схема для средств измерений плоского угла, утверждена приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2482 от 26 ноября 2018 года

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «ОДК-Климов» (АО «ОДК-Климов»)
ИНН 7802375335
Адрес: 197375, г. Санкт-Петербург, ул. Академика Харитона, д. 8
Юридический адрес: 194100, г. Санкт-Петербург, ул. Кантемировская, д. 11
Телефон (812) 647-00-38, факс (812) 647-00-29
Web-сайт: <http://www.klimov.ru>
E-mail: klimov@klimov.ru

Изготовитель

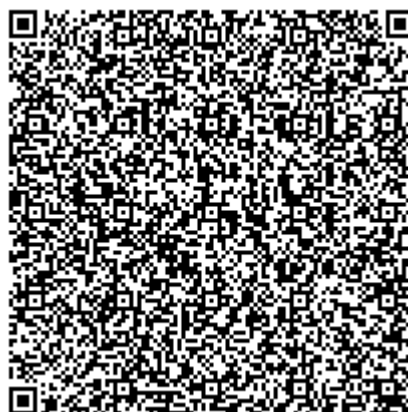
Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «ПАРК-ЦЕНТР» (ООО «НПП «ПАРК-ЦЕНТР»)
ИНН 7802019834
Адрес: 195267, г. Санкт-Петербург, пр. Просвещения, д. 85
Юридический адрес: 194100, г. Санкт-Петербург, ул. Кантемировская, д. 11
Телефон (факс): (812) 323-89-45, 320-89-45, 559-30-53.
Web-сайт: <http://www.parc-centre.spb.ru>
E-mail: info@parc-centre.spb.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19
Телефон: (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14
Web-сайт: <http://www.vniim.ru>
E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311541



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июня 2022 г. № 1449

Регистрационный № 85872-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ-330-73У1

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ-330-73У1 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для применения в электрических цепях переменного тока промышленной частоты с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Описание средства измерений

Трансформаторы напряжения состоят из трех блоков. Каждый блок состоит из активной части. На активную часть надета фарфоровая крышка, наполненная трансформаторным маслом и закрытая маслорасширителем. Активная часть нижнего блока установлена на основание. Активная часть представляет собой стержневой магнитопровод с первичной и вторичными обмотками. Так же на магнитопроводе размещены выравнивающая и связующая обмотки, необходимые для равномерного распределения нагрузки вторичных обмоток по всем стержням. Электрическое соединение блоков между собой осуществляется перемычками, соединяющими вводы на крышке маслорасширителя нижнего блока и на дне верхнего блока. Линейный конец А первичной обмотки находится на крышке маслорасширителя, а заземляемый конец Х и концы вторичных обмоток выведены на основание.

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения НКФ-330-73У1 зав. № 10340, 10341, 10347.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.



Рисунок 1. Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	10340, 10341, 10347
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$, кВ	$330/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$, В	$100/\sqrt{3}$
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,5
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	400

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист паспорта трансформатора напряжения типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы напряжения не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НКФ-330-73У1	1 шт.
Паспорт	НКФ-330-73У1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 № 3453 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ

Правообладатель

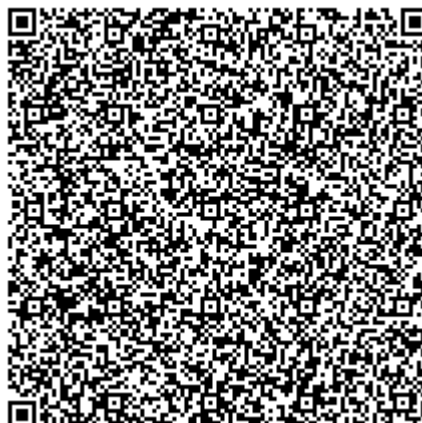
Запорожский завод высоковольтной аппаратуры (ЗЗВА), Украина
Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское шоссе, 13

Изготовитель

Запорожский завод высоковольтной аппаратуры (ЗЗВА), Украина
(изготовлены в 1991 г.)
Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское шоссе, 13

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д.31
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11
Факс: +7 (499) 124-99-96
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310639



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июня 2022 г. № 1449

Регистрационный № 85873-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ 220-58

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ 220-58 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для применения в электрических цепях переменного тока промышленной частоты с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Описание средства измерений

Трансформаторы напряжения состоят из двух блоков. Каждый блок состоит из активной части. На активную часть надета фарфоровая крышка, наполненная трансформаторным маслом и закрытая маслорасширителем. Активная часть нижнего блока установлена на основание. Активная часть представляет собой стержневой магнитопровод с первичной и вторичными обмотками. Так же на магнитопроводе размещены выравнивающая и связующая обмотки, необходимые для равномерного распределения нагрузки вторичных обмоток по всем стержням. Электрическое соединение блоков осуществляется перемычками, соединяющими вводы на крышке маслорасширителя нижнего блока и на дне верхнего блока. Линейный конец А первичной обмотки находится на крышке маслорасширителя, а заземляемый конец Х и концы вторичных обмоток выведены на основание.

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения НКФ 220-58 зав. № 1012284, 1012330, 1012332.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

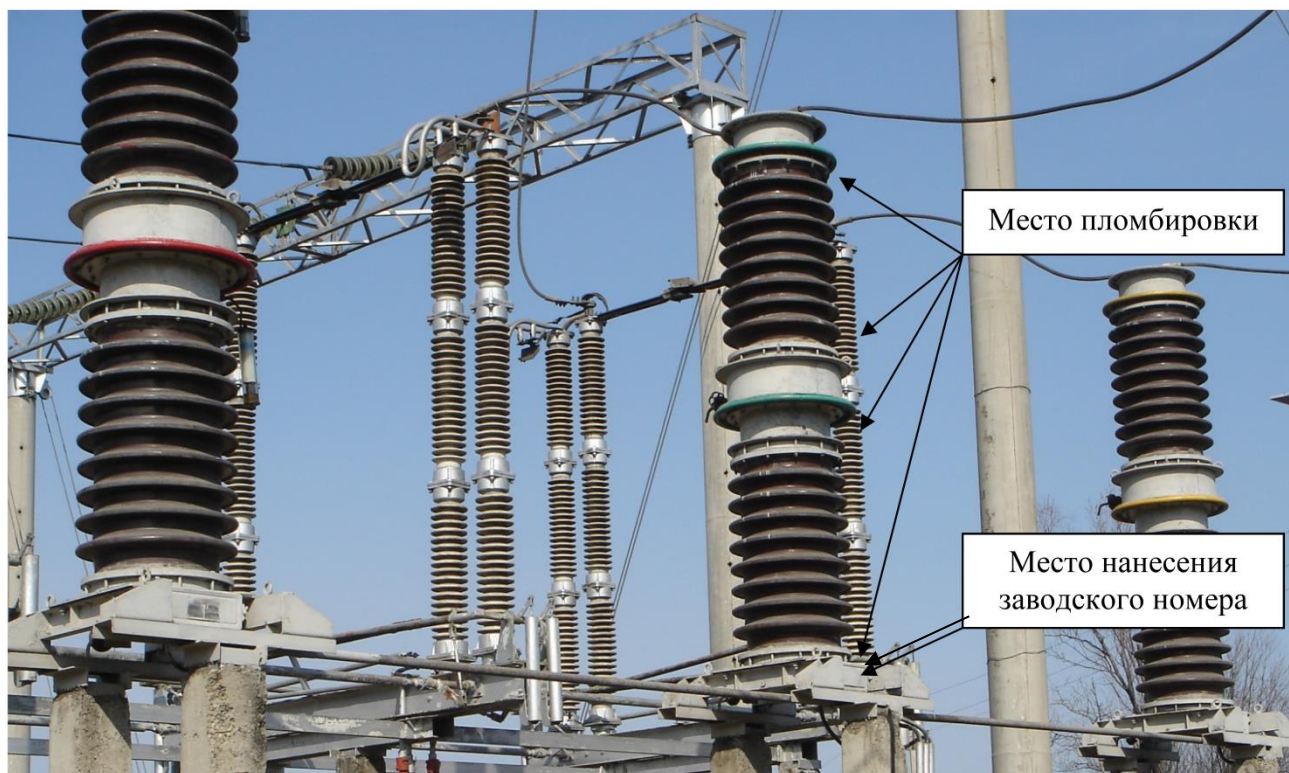


Рисунок 1. Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$, кВ	$220/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$, В	$100/\sqrt{3}$
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,5
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	400

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист паспорта трансформатора напряжения типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы напряжения не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НКФ 220-58	1 шт.
Паспорт	НКФ 220-58	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 № 3453 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ

Правообладатель

МНПО «Электро завод»

Адрес: 107023, г. Москва, ул. Электрозаводская, 21

Изготовитель

МНПО «Электро завод» (изготовлены в 1972 г.)

Адрес: 107023, г. Москва, ул. Электрозаводская, 21

Испытательный центр

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д.31

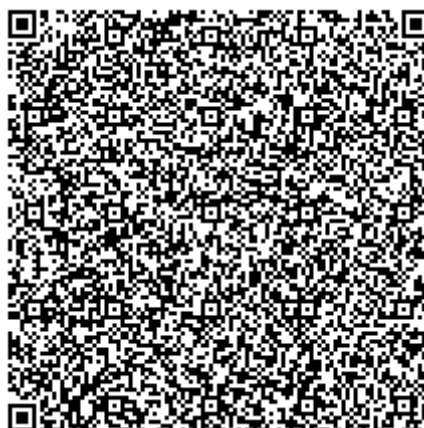
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310639



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июня 2022 г. № 1449

Регистрационный № 85874-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки автоматические трехфазные для поверки счетчиков электрической энергии НЕВА-Тест 3303

Назначение средства измерений

Установки автоматические трехфазные для поверки счетчиков электрической энергии НЕВА-Тест 3303 (далее – установки) предназначены для регулировки, калибровки и поверки средств измерения (СИ) активной, реактивной, полной мощности и энергии, СИ промышленной частоты, действующих значений напряжения и тока, фазовых углов и коэффициента мощности.

Описание средства измерений

Установки выпускаются в двух вариантах исполнения:

НЕВА-Тест 3303П – переносная

НЕВА-Тест 3303Л – лабораторная

Установки выполнены в виде функционально законченного рабочего места поверителя и могут работать в двух режимах:

при управлении от ПК по последовательному интерфейсу с помощью программного обеспечения (ПО) «Тест-СОФТ»;

в автономном режиме при управлении с клавиатуры и контролем по индикаторам, расположенным на лицевой панели установки.

Отображение параметров сигналов осуществляется на встроенном дисплее, либо на ПК с помощью ПО «Тест-СОФТ».

В состав установок входит:

эталонное средство измерения (для варианта исполнения 3303Л эталонный счётчик в виде отдельного блока, для варианта исполнения 3303П эталонный счётчик в виде платы расположенной внутри блока управления),

блок управления, состоящий из генератора испытательных сигналов и усилителей тока и напряжения,

вычислители погрешности (только для варианта исполнения 3303Л),

головки оптические.

В зависимости от метрологических характеристик используемого эталонного средства измерения установки выпускается в двух вариантах исполнения класса точности 0.05 и 0.1.

Конструктивно установки в переносном варианте исполнения 3303П выполнены в виде единого блока на котором расположены выключатель питания, соединители, дисплей и клавиатура.

Установки в лабораторном варианте исполнения 3303Л выполнены в виде приборной стойки, в нижней части которой расположены блок управления, эталонный счётчик и выключатель питания, а в верхней части размещены устройства навески для подключения, поверяемых СИ. Рядом с каждым устройством навески расположен вычислитель погрешности и разъёмы для подключения испытательных выходов СИ и для подключения интерфейса RS-485. Каждый вычислитель погрешности имеет свой порядковый номер.

Установки в лабораторном варианте исполнения 3303Л могут быть оснащены: трёхфазными развязывающими токовыми трансформаторами (РТТ), блоком проверки точности хода часов поверяемых СИ, интерфейсом Bluetooth для связи с ПК.

Генератор испытательных сигналов формирует сигналы для усилителей тока и напряжения. Нагрузкой усилителей каналов напряжения служат подключенные параллельно цепи напряжения эталонного счётчика и всех поверяемых СИ. Сигналы с выходов усилителей тока поступают непосредственно на поверяемые СИ и эталонный счётчик, соединенные между собой последовательно.

В установках, укомплектованных трёхфазными РТТ, сигналы с выходов усилителей тока поступают на трёхфазные РТТ, которые обеспечивают гальваническую изоляцию между цепями тока и напряжения. К выходным обмоткам РТТ подключаются токовые цепи поверяемых СИ. Установки, укомплектованные трёхфазными РТТ, позволяют осуществлять поверку счётчиков, не имеющих перемычек между цепями тока и напряжения, и счётчиков с шунтами в качестве датчиков тока.

Параметры сигналов с выходов усилителей тока и напряжения измеряются эталонным счётчиком. Эталонный счётчик имеет высокочастотный и низкочастотный импульсные выходы, частота импульсных сигналов на которых пропорциональна энергии подаваемой на поверяемые СИ.

Установки могут быть использованы автономно или в сочетании с ПК, расширяющим их функциональные возможности.

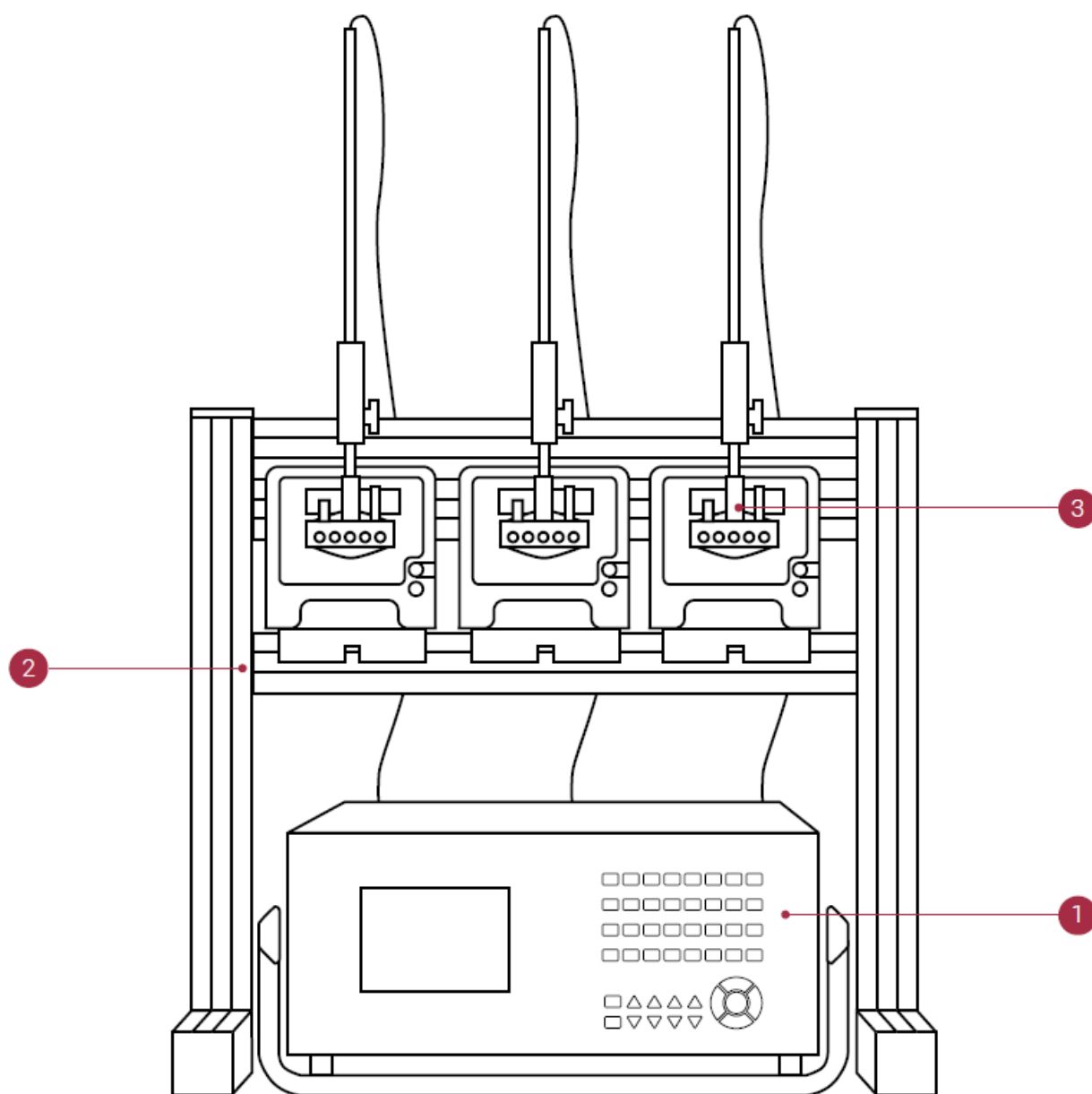
Область применения: поверочные и испытательные лаборатории, а также предприятия, изготавливающие и ремонтирующие средства измерений электроэнергетических величин. А именно: однофазных и трёхфазных счётчиков активной и реактивной электрической энергии; однофазных и трёхфазных ваттметров, варметров и измерительных преобразователей активной и реактивной мощности, напряжения и тока в промышленной области частот; энергетических фазометров, частотомеров и измерителей коэффициента мощности; вольтметров и амперметров.

Структура обозначений исполнений установок приведена на рисунке 1.



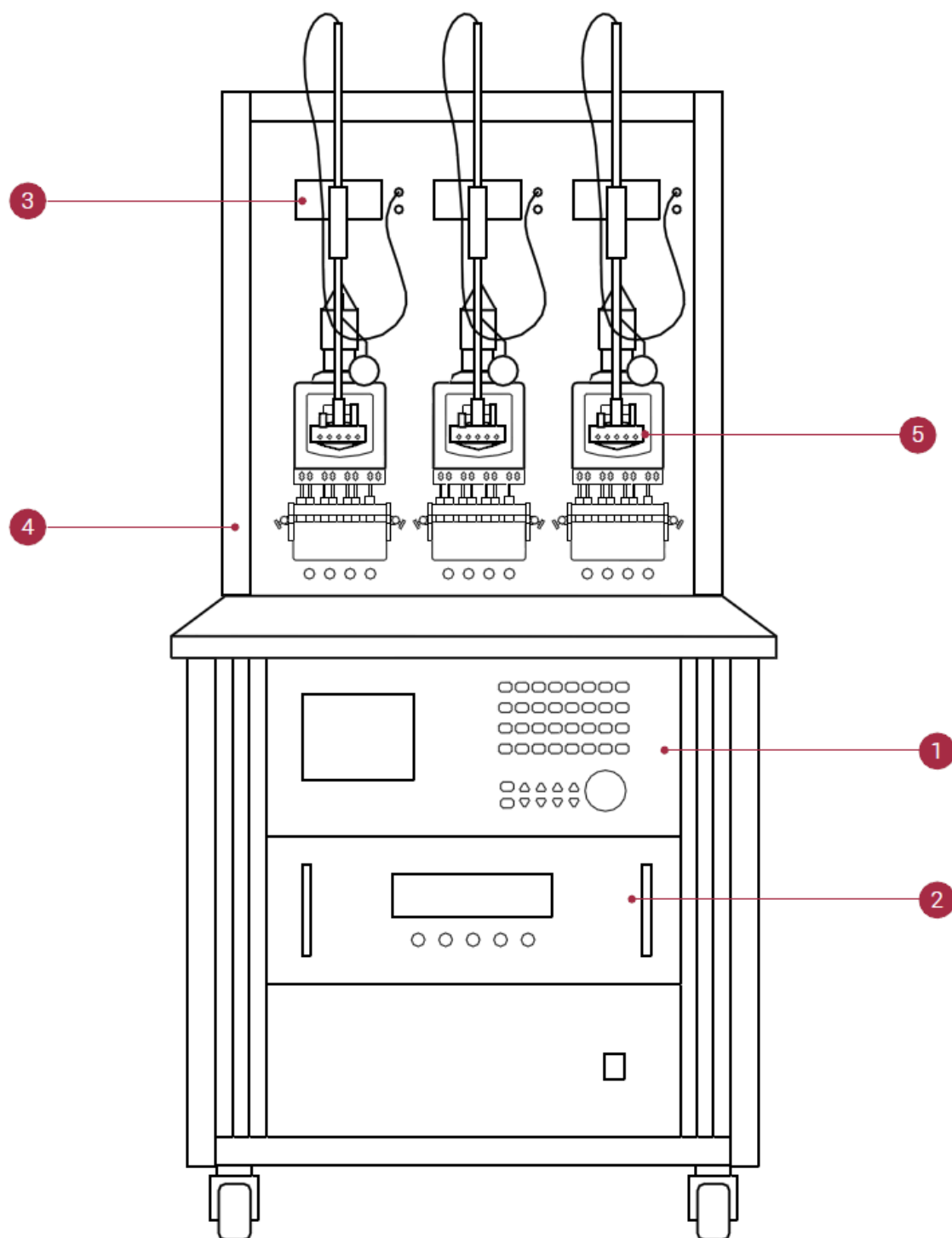
Рисунок 1 - Структура обозначений исполнений установок

Внешний вид установок представлен на рисунках 2, 3. Внешний вид установок в том числе расположение органов управления, разъемов и мест для навески счётчиков, зависит от исполнения и не влияет на метрологические характеристики установок.



1. Установка НЕВА-Тест 3303П
2. Стойка
3. Головки оптические

Рисунок 2 - Внешний вид переносной Установки НЕВА-Тест 3303П



1. Блок управления
2. Эталонный счётчик
3. Вычислители погрешности
4. Стойка
5. Головки оптические

Рисунок 3 - Внешний вид лабораторной НЕВА-Тест 3303Л

Заводские номера, идентифицирующие каждую из установок, наносятся на щиток, закрепленный на боковой панели установки в верхнем правом углу - для лабораторного варианта исполнения 3303Л, на щиток, закрепленный в центре снизу на верхней панели установки - для переносного варианта исполнения 3303П.

Программное обеспечение

Встроенное ПО (далее ВПО) блока управления и вычислителей погрешности (для варианта исполнения 3303Л) выполняет функции управления режимами работы, не является метрологически значимым и не требует дополнительной защиты. Метрологические параметры установки обеспечиваются входящим в её состав эталонным счетчиком. ПО main board обеспечивает работу платы клавиатуры и дисплея установок, а ПО keyboard – платы управления.

ВПО эталонного счётчика записывается в энергонезависимую память микроконтроллера на этапе производства и не может быть изменено через внешние порты. Конструкция и особенности эксплуатации эталонного счётчика обеспечивают полное ограничение доступа к метрологически значимой части ПО и измерительной информации.

Влияние программного обеспечения учтено при нормировании метрологических и технических характеристик.

В комплекте с установкой для управления и отображения параметров на ПК поставляется ПО верхнего уровня «Тест-СОФТ». Метрологически значимых частей внешнее ПО не содержит.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблицах 1 - 3.

Таблица 1 – ВПО блока управления

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	3303П	3303Л
Идентификационное наименование ПО	0707	0707
Номер версии ПО main board (идентификационный номер ПО)	не ниже 079 v.2.2	не ниже 079 v.2.2
Номер версии ПО keyboard (идентификационный номер ПО)	не ниже 279 v.1.2	не ниже 278 v.1.1
Цифровой идентификатор ПО	-	-
Другие идентификационные данные	-	-

Таблица 2 – ВПО вычислителей погрешности (для варианта исполнения 3303Л)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	0707
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 034 v.2.5
Цифровой идентификатор ПО	-
Другие идентификационные данные	-

Таблица 3 – внешнее ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Тест-СОФТ
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже Build 1.0.8.192
Цифровой идентификатор ПО	-
Другие идентификационные данные	-

Уровень защиты программного обеспечения блока управления и вычислителей погрешности и программного обеспечения эталонного счетчика высокий в соответствии Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики установок приведены в таблицах 4, 5.

Таблица 4 – метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	кл.т. 0.05	кл.т. 0.1
Параметры генератора испытательных сигналов		
Диапазон задания, действующего (среднеквадратического) значения переменного тока с дискретностью задания 0.001А, А	от 0.001 до 120.000 (100.000*)	
Пределы допускаемой основной относительной погрешности задания, действующего (среднеквадратического) значения переменного тока, % в диапазоне: 100 < I < 120 А 0.10 < I ≤ 100 А 10 ≤ I < 100 мА	±1.0 (- *) ±0.5 (1.0*) ±1.0 (2.0*)	
Диапазон задания, действующего (среднеквадратического) значения переменного напряжения (U _ф /U _л) с дискретностью задания 0.01 В, В	от 1.0/1.7 до 300/519	
Пределы допускаемой основной относительной погрешности задания, действующего (среднеквадратического) значения напряжения переменного тока (U _ф /U _л), % в диапазоне: 40.0/70.0 ≤ U _ф /U _л ≤ 300/519 В 4.0/7.0 ≤ U _ф /U _л < 40.0/70.0 В	±0.5 ±1.0	
Диапазон задания фазового угла между фазными напряжениями (φ _U) и между током и напряжением (φ _{UI}) первой гармоники одной фазы с дискретностью задания 0.1, градус	от 0 до 360	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности задания фазового угла между фазными напряжениями первых гармоник (φ _U), градус в диапазоне	±0.1	
Задание гармоник основной частоты в цепи переменного тока и цепи напряжения переменного тока не более 20% по напряжению и не более 40% по току	от 2 до 21	
Диапазон задания частоты 1-й гармоники переменного тока с дискретностью задания 0.01, Гц	от 40 до 70	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности задания частоты 1-ой гармоники переменного тока, Гц в диапазоне	±0.05	
Нестабильность установленного значения активной мощности за 180 с (при K _p =1, токе до 100А, напряжение до 300 В), %, не более	±0.05	
Коэффициент нелинейных искажений при генерации синусоидальных сигналов тока (до 100А) и напряжения (до 300 В), %, не более	±1.0	

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение	
	класс 0.05	класс 0.1
Измеряемые параметры электрической энергии		
Диапазон измерения, действующего (среднеквадратического) значения переменного тока, А	от 0.001 до 120.000 (100.000*)	
Пределы основной относительной погрешности измерения, действующего (среднеквадратического) значения переменного тока, % в диапазоне: 100 ≤ I < 120 А 0.10 < I < 100 А 0.01 ≤ I ≤ 0.10 А	0,1+0,5·[I/100-1] ±0.1 0,1+0,05·[0,1/I-1]	0,2+0,5·[I/100-1] ±0.2 0,2+0,05·[0,1/I-1]
Диапазон измерения, действующего (среднеквадратического) значения напряжения переменного тока (U _Ф /U _Л), В	от 1.0/1.7 до 300/519	
Пределы основной относительной погрешности измерения, действующего (среднеквадратического) значения напряжения переменного тока (U _Ф /U _Л), % в диапазоне: 40.0/70.0 ≤ U _Ф /U _Л < 300/519 В 4.0/7.0 ≤ U _Ф /U _Л < 40.0/70.0 В	± 0.1 0,1+0,05·[40/U-1]	± 0.2 0,2+0,05·[40/U-1]
Диапазон измерения частоты сети, Гц	от 42.5 до 57.5	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения частоты сети, Гц	±0.005	
Диапазон измерения фазового угла между напряжением и током первой гармоники одной фазы (φ _{UI}), градус	от 0 до 360	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения фазового угла между напряжением и током первой гармоники одной фазы (φ _{UI}), градус в диапазоне	±0.1	
Основная относительная погрешность измерения активной энергии и активной мощности в диапазоне напряжений (U _Ф /U _Л) от 40/70 до 300/519 В, %: - при cos φ = от 0.9инд. до 1.0 до 0.9емк. в диапазоне тока от 100 до 120 А в диапазоне тока от 1 до 100 А в диапазоне тока от 0.1 до 1 А в диапазоне тока от 0.05 до 0.1 А в диапазоне тока от 0.025 до 0.05 А в диапазоне тока от 0.01 до 0.025 А - при cos φ = от 0.5инд. до 1.0 до 0.5емк. в диапазоне тока от 100 до 120 А в диапазоне тока от 1 до 100 А в диапазоне тока от 0.1 до 1 А в диапазоне тока от 0.05 до 0.1 А в диапазоне тока от 0.025 до 0.05 А в диапазоне тока от 0.01 до 0.025 А - при cos φ = от 0.25инд. до 0.5инд. в диапазоне тока от 0.10 до 100 А	±0.10 ±0.05 ±0.05 ±0.05 ±0.10 ±0.10 ±0.15 ±0.08 ±0.08 ±0.10 ±0.10 ±0.10 ±0.15	±0.20 (- *) ±0.10 (±0.10*) ±0.10 (±0.15*) ±0.10 (±0.15*) ±0.20 (±0.20*) ±0.20 (±0.30*) ±0.20 (- *) ±0.15 (±0.20*) ±0.15 (±0.20*) ±0.15 (±0.30*) ±0.15 (±0.30*) ±0.15 (±0.50*) ±0.20 (±0.40*)

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение	
	класс 0.05	класс 0.1
Основная относительная погрешность измерения реактивной энергии и реактивной мощности в диапазоне напряжений ($U_{\text{Ф}}/U_{\text{Л}}$) от 40/70 до 300/519 В, %: - при $\sin \varphi =$ от 0.9инд. до 1.0 до 0.9емк. в диапазоне тока от 100 до 120 А в диапазоне тока от 1 до 100 А в диапазоне тока от 0.1 до 1 А в диапазоне тока от 0.05 до 0.1 А в диапазоне тока от 0.025 до 0.05 А в диапазоне тока от 0.01 до 0.025 А - при $\sin \varphi =$ от 0.5инд. до 1.0 до 0.5емк. в диапазоне тока от 100 до 120 А в диапазоне тока от 1 до 100 А в диапазоне тока от 0.1 до 1 А в диапазоне тока от 0.05 до 0.1 А в диапазоне тока от 0.025 до 0.05 А в диапазоне тока от 0.01 до 0.025 А - при $\sin \varphi =$ от 0.25инд. до 0.5инд. и от 0.5 емк. до 0.25 емк. в диапазоне тока от 0.10 до 100 А	 ± 0.20 ± 0.10 ± 0.10 ± 0.10 ± 0.20 ± 0.20 ± 0.30 ± 0.15 ± 0.15 ± 0.20 ± 0.20 ± 0.20 ± 0.30	 ± 0.30 (- *) ± 0.20 ($\pm 0.20^*$) ± 0.20 ($\pm 0.20^*$) ± 0.20 ($\pm 0.20^*$) ± 0.20 ($\pm 0.20^*$) ± 0.30 ($\pm 0.30^*$) ± 0.40 ($\pm 0.50^*$) ± 0.50 (- *) ± 0.30 ($\pm 0.30^*$) ± 0.30 ($\pm 0.30^*$) ± 0.30 ($\pm 0.30^*$) ± 0.30 ($\pm 0.30^*$) ± 0.30 ($\pm 0.50^*$) ± 0.40 ($\pm 0.50^*$)
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения коэффициента активной мощности в диапазоне от 0.25инд. до 1.0 до 0.25емк. (для варианта исполнения 3303Л)	± 0.005	
Погрешность измерения периода следования импульсов, млн^{-1} (для варианта исполнения 3303Л Т с блоком проверки точности хода часов)	$\pm 0.5 \cdot 10^{-6}$	
Дополнительная температурная погрешность приборов в рабочем диапазоне температур, при температурном коэффициенте 0.0004/°С: от +18 до +28 °С (для варианта исполнения 3303Л) от +5 до +40 °С (для варианта исполнения 3303П)	$\pm 0.2 \delta_{\text{Р}}^{**}$ $\pm 0.7 \delta_{\text{Р}}^{**}$	
Дополнительная погрешность приборов при отклонении частоты входного сигнала от номинального значения 50 Гц на $\pm 5 \%$, на $\pm 15 \%$	$\pm 0.5 \delta_{\text{Р}}^{**}$ $\pm \delta_{\text{Р}}^{**}$	
Примечание: * для варианта исполнения 3303Л И с трёхфазными РТТ (с РТТ выпускаются только установки класса точности 0.1 в лабораторном варианте исполнения); отсутствие знака * означает, что данное значение действительно, как для исполнения с РТТ, так и без РТТ. ** $\delta_{\text{Р}}$ – основная относительная погрешность измерения активной мощности.		

Таблица 5 – технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	3303П	3303Л
Габаритные размеры (глубина×ширина×высота) мм, не более	600×530×240	700×800×1500
Масса для установок, кг, не более		
- без развязывающих ТТ	35	120
- с развязывающими ТТ	-	170
Полная мощность, потребляемая от сети питания, В·А, не более	1300	
Выходная мощность установок по каждой фазе В·А, не менее		
- в цепи тока:		
- без развязывающих ТТ	50	50
- с развязывающими ТТ	-	20
- в цепи напряжения	75	75
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее	50000	
Средний срок службы, лет, не менее	10	
Электропитание от сети переменного тока		
напряжение питания, В	от 207 до 253	
частота сети, Гц	от 49 до 51	
коэффициент несинусоидальности, %	±5	
Рабочие условия применения:		
температура окружающего воздуха, °С	от +5 до +40	от +18 до +28
относительная влажность воздуха при +25°С, %, не более	80	
атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от 84.0 до 106.7(от 630 до 800)	

Знак утверждения типа

наносится на титульных листах эксплуатационной документации типографским способом и на корпусе установки (на щитке, закрепленном на боковой панели установки, для лабораторного варианта исполнения 3303Л и на щитке, закрепленном на верхней панели установки, для переносного варианта исполнения 3303П).

Комплектность средства измерений

Комплектность установок приведена в таблицах 6, 7.

Таблица 6 – Комплектность НЕВА-Тест 3303П

Наименование	Обозначение	Кол-во
Установка автоматическая трёхфазная для поверки счётчиков электрической энергии НЕВА-Тест 3303П	ТАСВ.411722.002-02	1 шт.
Головка оптическая	-	3 шт.
Комплект кабелей	-	1
Стойка для навески	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ТАСВ.411722.002-02 РЭ	1 экз.
Формуляр	ТАСВ.411722.002-01 ФО	1 экз.
Программное обеспечение для ПК «Тест-СОФТ»	-	1 шт.

Таблица 7 – Комплектность НЕВА-Тест 3303Л

Наименование	Обозначение	Кол-во
Установка автоматическая трёхфазная для поверки счётчиков электрической энергии НЕВА-Тест 3303Л: - трёхфазный эталонный счётчик - блок управления - трансформатор тока, развязывающий - блок проверки точности хода часов	ТАСВ.411722.002 (ТАСВ.411722.002-01*)	1 шт. 1 шт. 3 шт. * 1 шт. **
Головка оптическая	-	3 шт.
Комплект кабелей	-	1 компл.
Руководство по эксплуатации	ТАСВ.411722.002-01 РЭ	1 экз.
Формуляр	ТАСВ.411722.002-01 ФО	1 экз.
Программное обеспечение для ПК «Тест-СОФТ»	-	1 шт.
* для варианта исполнения 3303Л И с трехфазными РТТ		
** для варианта исполнения 3303Л Т с блоком проверки точности хода часов		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководствах по эксплуатации в п. 4.1 «Управление установкой от ПК» и п.4.2 «Работа установки при управлении от блока управления».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам автоматическим трёхфазным для поверки счётчиков электрической энергии НЕВА-Тест 3303

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

Приказ Росстандарта №1436 от 23.07.2021 г. Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц. Приложение А и Приложение В.

Приказ Росстандарта № 1942 от 03.09.2021 г. Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц

Приказ Росстандарта № 668 от 17.03.2022 г. 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

Технические условия Установка автоматическая трёхфазная для поверки счётчиков электрической энергии НЕВА-Тест 3303 ТАСВ.411722.002-01 ТУ

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Тайпит - Измерительные Приборы»
(ООО «Тайпит - ИП»), г. Санкт Петербург
ИНН 7811472920
Юридический адрес: 191024, г. Санкт-Петербург, ул. Тележная, дом 3, литера А, помещение 3-Н, офис 6
Адрес: 193318, г. Санкт – Петербург, ул. Ворошилова, д.2
Телефон: 8 (812) 326-10-90
Факс: 8 (812) 325-58-64
E-mail: meters@taipit.ru
Web-сайт: www.meters.taipit.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Тайпит - Измерительные Приборы»
(ООО «Тайпит - ИП»), г. Санкт Петербург
ИНН 7811472920
Юридический адрес: 191024, г. Санкт-Петербург, ул. Тележная, дом 3, литера А,
помещение 3-Н, офис 6
Адрес: 193318, г. Санкт – Петербург, ул. Ворошилова, д.2
Телефон: 8 (812) 326-10-90
Факс: 8 (812) 325-58-64
E-mail: meters@taipit.ru
Web-сайт: www.meters.taipit.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Телефон (факс): 8 (495) 655-30-87
E-mail: office@vniims.ru
Web-сайт: www.vniims.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № 30004-13

