

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

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.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Новгородской области	Обозначение отсутствует	Е	83289-21	172	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312601-0015.21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО ИИГ "КАРНЕОЛ", г. Магнитогорск	02.04.2021
2.	Система автоматизиро-	Обозначение	Е	83290-21	359114.11.2021	Филиал Акционерного об-	Филиал Акционерного об-	ОС	МП.359114.11.2021	4 года	Филиал Акционерного об-	ФБУ "ЦСМ Татарстан", г.	28.05.2021

	ванная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО "Сетевая компания"	отсутствует				щества "Сетевая компания" Казанские электрические сети (филиал АО "Сетевая компания" КЭС), г. Казань	щества "Сетевая компания" Казанские электрические сети (филиал АО "Сетевая компания" КЭС), г. Казань				щества "Сетевая компания" Казанские электрические сети (филиал АО "Сетевая компания" КЭС), г. Казань	Казань	
3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/10 кВ "Крона"	Обозначение отсутствует	Е	83291-21	73	Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль" (ООО "Электроконтроль"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Кроношпан" (ООО "Кроношпан"), Московская обл., г. Егорьевск	ОС	МП 26.51/90/21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль" (ООО "Электроконтроль"), г. Москва	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	29.06.2021
4.	Трансформаторы тока	Обозначение отсутствует	С	83292-21	ТШЧМС-0,66 № 1; ТЧМС-0,66 №№ 1, 2; ТЧМСП-0,66 № 1	Акционерное общество высоковольтного оборудования "Электроаппарат" (АО ВО "Электроаппарат"), г. Санкт-Петербург	Акционерное общество высоковольтного оборудования "Электроаппарат" (АО ВО "Электроаппарат"), г. Санкт-Петербург	ОС	ГОСТ 8.217 - 2003	4 года	Акционерное общество высоковольтного оборудования "Электроаппарат" (АО ВО "Электроаппарат"), г. Санкт-Петербург	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Екатеринбург	06.07.2021
5.	Датчики давления	РВМН	С	83293-21	2.19.102366665.06; 2.20.102475325.10; 2.20.102579761.05; 2.20.102525872.02	Фирма "Fedegari Autoclavi S.p.A", Италия	Фирма "Fedegari Autoclavi S.p.A", Италия	ОС	МП-202/08-2020	3 года	Фирма "Fedegari Autoclavi S.p.A", Италия	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	17.06.2021
6.	Система автоматизированная информацион-	Обозначение отсутствует	Е	83294-21	001	Общество с ограниченной ответственностью "Автома-	Общество с ограниченной ответственностью "Автома-	ОС	МП 34-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автома-	Общество с ограниченной ответственностью "Автома-	22.07.2021

	но-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО "Рубцовский теплоэнергетический комплекс" - Южная тепловая станция					тизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	тизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир				тизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	тизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО "СК Алтайкрайэнерго" по объекту ПС №30 "Бирюзовая Катунь" 110/10 кВ	Обозначение отсутствует	Е	83295-21	005	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	ОС	МП 33-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	20.07.2021
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммер-	Обозначение отсутствует	Е	83296-21	002	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное общество "Петрозлектросбыт" (АО "ПЭС"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП СМО-2007-2021	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	22.07.2021

	ческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО "Вымпел-Ком"												
9.	Система измерений количества нефтепродуктов (высокоэффективных масел) на участке Уп-ПНВМ, получаемых ООО "ЛЛК-Интернешнл" ТПП в г. Волгоград от ООО "ЛУКОЙЛ-Волгоград-нефтепереработка"	Обозначение отсутствует	Е	83297-21	02	Общество с ограниченной ответственностью "ЛЛК-Интернешнл" (ООО "ЛЛК-Интернешнл"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "ЛЛК-Интернешнл" (ООО "ЛЛК-Интернешнл"), г. Москва	ОС	МП 0406/2-311229-2021	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЛЛК-Интернешнл" (ООО "ЛЛК-Интернешнл"), г. Москва	ООО ЦМ "СТП", Республика Татарстан, г. Казань	04.06.2021
10.	Станции актинометрические	СФ-14-21	С	83298-21	06271001	ОАО "Пеленг", Беларусь	ОАО "Пеленг", Беларусь	ОС	МП 254-0107-2021	2 года	ОАО "Пеленг", Беларусь	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	21.05.2021
11.	Анализаторы жидкости люминесцентно-фотометрические	"Флюорат-02"	С	83299-21	Модификация Флюорат-02-4М" заводской номер 10001; модификация Флюорат-02-5М" заводской номер 10101	Общество с ограниченной ответственностью "Люмэкс" (ООО "Люмэкс"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Люмэкс-маркетинг" (ООО "Люмэкс-маркетинг"), г. Санкт-	ОС	МП-242-2437-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Люмэкс" (ООО "Люмэкс"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМ им.Д.И.Менделеева", г. Санкт-Петербург	29.07.2021

							Петербург						
12.	Датчики расхода лопастные	Signet	C	83300-21	62001310899, 62007130575, 62003050770	"Georg Fischer Signet LLC", США	"Georg Fischer Piping Systems Ltd.", Швейцария	ОС	МП-288/04-2021	1 год	Представительство Акционерного общества "Георг Фишер Пайпинг Системс Лтд", г. Москва	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	02.08.2021
13.	Преобразователь измерительный	NRP-Z92	E	83301-21	142109	Фирма "Rohde & Schwarz GmbH Co.KG", Германия	Федеральное бюджетное учреждение "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области" (ФБУ "Кемеровский ЦСМ"), г. Кемерово	ОС	NRP-Z92-2021 МП	1 год	Федеральное бюджетное учреждение "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области" (ФБУ "Кемеровский ЦСМ"), г. Кемерово	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП "ВНИИФТРИ"	06.04.2021
14.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии СП "Артемовская ТЭЦ" филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"	Обозначение отсутствует	E	83302-21	776.14	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное общество "Дальневосточная генерирующая компания" (АО "ДГК"), г. Хабаровск	ОС	МП СМО-0907-2021	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	12.07.2021
15.	Системы	ВС-	C	83303-21	302000001	Общество с	Общество с	ОС	ВАПМ	3 года	Общество с	ООО "КИА",	25.06.2021

	информационно-измерительные управляющие	301М				ограниченной ответственностью "Висом" (ООО "Висом"), г. Смоленск	ограниченной ответственностью "Висом" (ООО "Висом"), г. Смоленск		14.00.00М П		ограниченной ответственностью "Висом" (ООО "Висом"), г. Смоленск	г. Москва и ФГУП "ВНИИМ им Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	
16.	Датчики температуры и относительной влажности	"Unimon TH"	С	83304-21	10401, 10402, 10403, 10404, 10405, 10406, 10407, 10408, 10409, 10410, 10411, 10412, 10413, 10414, 10415 (Unimon TH-W), 20401, 20402, 20403, 20404, 20405, 20406, 20407, 20408, 20409, 20410, 20411, 20412, 20413, 20414, 20415 (Unimon TH-B), 30401, 30402, 30403, 30404, 30405, 30406, 30407, 30408, 30409, 30410, 30411, 30412, 30413, 30414, 30415 (Unimon TH-F)	Общество с ограниченной ответственностью "Эволюция" (ООО "Эволюция"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Эволюция" (ООО "Эволюция"), г. Москва	ОС	МП 207-007-2021	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Эволюция" (ООО "Эволюция"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	29.06.2021
17.	Трансформаторы тока	ТФНД-110М-II	Е	83305-21	92, 743, 74, 6246, 8835, 6245, 811, 131, 278, 100, 731, 130, 115, 106, 113, 7589, 7404, 7529, 7441, 7502, 7501	ПО "Запорожтрансформатор", Украина	ПО "Запорожтрансформатор", Украина	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Филиала АО "Концерн Росэнергоатом" "Новоронежская атомная станция" (Новоронежская АЭС), г. Новоронеж	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	09.08.2021
18.	Приборы для измерений	ВР	С	83306-21	мод. ВР А1 Basic с зав. №: 491900111;	Фирма "Microlife	Фирма "Microlife	ОС	Р 1323565.2.	2 года	Представительство Ак-	ФГУП "ВНИИМС", г.	28.06.2021

	артериально-го давления и частоты пульса				мод. BP A1 Easy с зав. №: 491900252; мод. BP A2 Basic с зав. №: 491900028; мод. BP N1 Basic с зав. №: 491902933; мод. BP A2 Easy с зав. №: 491900160; мод. BP A150 Afib с зав. №: 491900088; мод. BP A6 PC с зав. №: 491902108	AG", Швейцария (завод-изготовитель: фирма "ONBO Electronic (Shenzhen) Co., Ltd.", КНР)	AG", Швейцария		001-2018		ционерного Общества "Микролайф АГ" (Представительство АО "Микролайф АГ"), г. Москва	Москва	
19.	Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические	РГС-16	Е	83307-21	0901, 0911	Общество с ограниченной ответственностью "Алтайспецизделия" (ООО "Алтайспецизделия"), г. Барнаул	Общество с ограниченной ответственностью "Алтайспецизделия" (ООО "Алтайспецизделия"), г. Барнаул	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Казанское районное нефтепроводное управление филиал Акционерного общества "Транснефть - Прикамье" (КРПУ филиал АО "Транснефть - Прикамье"), г. Казань	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	04.09.2020
20.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РН-Юганскнеф-	Обозначение отсутствует	Е	83308-21	001	Общество с ограниченной ответственностью "РН-Энерго" (ООО "РН-Энерго"), Московская обл., г. Красногорск	Общество с ограниченной ответственностью "РН-Юганскнефтегаз" (ООО "РН-Юганскнефтегаз"), Тюменская область, г. Нефтеюганск	ОС	МП ЭПР-383-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РН-Энерго" (ООО "РН-Энерго"), Московская обл., г. Красногорск	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	20.07.2021

	тегаз" (6-я очередь)												
21.	Счетчики активной электрической энергии трехфазные	СЕ 300	С	31720-21	009191165460207; 009204165460206	Акционерное общество "Электротехнические заводы "Энергомера" (АО "Энергомера"), г. Ставрополь	Акционерное общество "Электротехнические заводы "Энергомера" (АО "Энергомера"), г. Ставрополь	ОС	ИНЕС.4111 52.085 Д1	16 лет	Акционерное общество "Электротехнические заводы "Энергомера" (АО "Энергомера"), г. Ставрополь	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	22.07.2021
22.	Установки поверочные переносные	NAUTILUS	С	83309-21	101.21, 102.21	Общество с ограниченной ответственностью "НиС" (ООО "НиС"), квартал 2 (Южная часть промзоны Горелово тер), Ленинградская обл.	Общество с ограниченной ответственностью "НиС" (ООО "НиС"), квартал 2 (Южная часть промзоны Горелово тер), Ленинградская обл.	ОС	МП 1310-1-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "НиС" (ООО "НиС"), квартал 2 (Южная часть промзоны Горелово тер), Ленинградская обл.	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им.Д.И.Менделеева", г. Казань	11.08.2021
23.	Анализаторы серы в нефти рентгено-абсорбционные поточные	СПЕКТРОСКАН IS-T	С	83310-21	СПЕКТРОСКАН IS-T Д-РОУ-ФП, Зав.№ 140071, СПЕКТРОСКАН IS-T МВ-АОУ-ФП, Зав.№ 140070	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное объединение "СПЕКТРОН" (ООО "НПО "СПЕКТРОН"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное объединение "СПЕКТРОН" (ООО "НПО "СПЕКТРОН"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП 67-251-2020	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное объединение "СПЕКТРОН" (ООО "НПО "СПЕКТРОН"), г. Санкт-Петербург	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Екатеринбург	21.06.2021
24.	Комплексы измерительные вычислительные контроля и учета энергоснабжения	АСУД-248М	С	83311-21	202175	Общество с ограниченной ответственностью НПК "Текон-Автоматика" (ООО НПК	Общество с ограниченной ответственностью НПК "Текон-Автоматика" (ООО НПК	ОС	МИ 2539-99	6 лет	Общество с ограниченной ответственностью НПК "Текон-Автоматика" (ООО НПК	ЗАО КИП "МЦЭ", г. Москва	28.05.2021

	сурсов					"Текон-Автоматика"), г. Москва, г. Зеленоград	"Текон-Автоматика"), г. Москва, г. Зеленоград				"Текон-Автоматика"), г. Москва, г. Зеленоград		
25.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО "Мордовская энергосбытовая компания" для энергоснабжения ПАО "Электровыпрямитель"	Обозначение отсутствует	Е	83312-21	217.2	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосистемы" (ООО "Энергосистемы"), Нижегородская обл., г. Выкса	Публичное акционерное общество "Мордовская энергосбытовая компания" (ПАО "Мордовская энергосбытовая компания"), Республика Мордовия, г. Саранск	ОС	МП ЭПР-396-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосистемы" (ООО "Энергосистемы"), Нижегородская обл., г. Выкса	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	18.08.2021
26.	Трансформаторы тока	ТВД-35МКП	Е	83313-21	5447-А, 5447-В, 5447-С	ССНХ УЭП "Уралэлектроаппарат" (изготовлены в 1961 г.), г. Свердловск	ССНХ УЭП "Уралэлектроаппарат" (изготовлены в 1961 г.), г. Свердловск	ОС	ИЦРМ-МП-129-21	16 лет	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "ИЦРМ", г. Москва	15.02.2021
27.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета	Обозначение отсутствует	Е	83314-21	058	Общество с ограниченной ответственностью "ЭнергоПромРесурс" (ООО "ЭнергоПромРесурс"), Мос-	Общество с ограниченной ответственностью "РТК Энергосбыт" (ООО "РТК Энергосбыт"), г. Москва	ОС	МП ЭПР-397-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭнергоПромРесурс" (ООО "ЭнергоПромРесурс"), Мос-	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	18.08.2021

	та электро- энергии (АИИС КУЭ) ООО "РТК Энер- госбыт" (ООО "ЦХД" (ЦОД Санкт- Петербург))					ковская обл., г. Красногорск					ковская обл., г. Красногорск		
28.	Вискозимет- ры стеклян- ные капил- лярные эта- лонные	Обозна- чение отсут- ствует	Е	83315-21	740402, 740404, 740305, 740302, 170272, 740314, 740241, 740205, 760422, 740224, 010789, 740420, 740242, 740235, 740210, 313, 130591, 740339	Федеральное государствен- ное унитарное предприятие "Всероссий- ский научно- исследова- тельский ин- ститут метро- логии им. Д.И. Менделеева" (ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделе- ева"), г. Санкт- Петербург	Федеральное государствен- ное унитарное предприятие "Всероссий- ский научно- исследова- тельский ин- ститут метро- логии им. Д.И. Менделеева" (ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделе- ева"), г. Санкт- Петербург	ОС	МИ 3630- 2021	4 года	Федеральное бюджетное учреждение "Государ- ственный ре- гиональный центр стандар- тизации, мет- рологии и ис- пытаний в Ря- занской обла- сти" (ФБУ "Ря- занский ЦСМ"), г. Ря- зань	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделе- ева", г. Санкт- Петербург	31.08.2021
29.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) АО "НЭСК" для ГТП "Ново- кубанск"	Обозна- чение отсут- ствует	Е	83316-21	14-01	Акционерное общество "Не- зависимая энергосбыто- вая компания Краснодарско- го края" (АО "НЭСК"), г. Краснодар	Акционерное общество "Не- зависимая энергосбыто- вая компания Краснодарско- го края" (АО "НЭСК"), г. Краснодар	ОС	МП ЭПР- 395-2021	4 года	Акционерное общество "Не- зависимая энергосбыто- вая компания Краснодарско- го края" (АО "НЭСК"), г. Краснодар	ООО "Энер- гоПромРес- урс", Мос- ковская обл., г. Красногорск	17.08.2021
30.	Трансформа-	JSQXF	С	83317-21	модификация	Guangdong	Guangdong	ОС	ГОСТ	8 лет	Общество с	ООО	19.08.2021

	торы напряжения				JSQXF-145 с зав.№V2012145002; модификация JSQXF-252 с зав.№V2004252001	Sihui Instrument Transformer Works Co., Ltd., Китай	Sihui Instrument Transformer Works Co., Ltd., Китай		8.216-2011		ограниченной ответственностью "АББ Электрические Сети" (ООО "АББ Электрические Сети"), г. Москва	"ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	
31.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Хехцир	Обозначение отсутствует	Е	83318-21	ВСТ010	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП-011-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью Управляющая компания "Рус-ЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнергоМир"), г. Новосибирск	ООО "Энер-Тест", г. Москва	23.07.2021
32.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Лесная	Обозначение отсутствует	Е	83319-21	С024	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП-029-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью Управляющая компания "Рус-ЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнергоМир"), г. Новосибирск	ООО "Энер-Тест", г. Москва	06.08.2021
33.	Система автоматизированная информационно-	Обозначение отсутствует	Е	83320-21	С022	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компа-	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компа-	ОС	МП-032-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью Управляющая ком-	Общество с ограниченной ответственностью "Энер-Тест" (ООО	11.08.2021

	измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Абакан-Районная					ния Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ния Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва				пания "Рус-ЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнергоМир"), г. Новосибирск	"ЭнерТест"), г. Москва	
34.	Комплекс информационно-вычислительный системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО "РЖД"	Обозначение отсутствует	Е	83321-21	001	Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт информатизации, автоматизации и связи на железнодорожном транспорте" (АО "НИИАС"), г. Москва	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва	ОС	РТ-МП-1001-500-2021	4 года	Акционерное общество "Трансэнерком" (АО "Трансэнерком"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	30.08.2021
35.	Машины испытательные универсальные электромеханические	НМ	С	83322-21	НМ-D 10 зав. № 20M14905; НМ-S 150 зав. № 20M15007; НМ-D 500 зав. № 20M15260	"НОУТОМ S.L.", Испания	"НОУТОМ S.L.", Испания	ОС	РТ-МП-652-445-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ДжиЭнЭр Норд" (ООО "ДжиЭнЭр Норд"), г. Санкт-Петербург	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	19.08.2021
36.	Система автоматизированная информационно-	Обозначение отсутствует	Е	83323-21	010	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосервис" (ООО	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГО"	ОС	РТ-МП-831-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Межрегиональный	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	31.08.2021

	измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГО" (Регионы 4 очередь)					"Энергосервис"), г. Кострома	(ООО "РУСЭНЕРГО"), г. Москва				центр метрологического обеспечения" (ООО "МЦМО"), г. Владимир		
37.	Счётчики аэрозольных частиц	AeroTrak+	C	83324-21	модель 6201-24010A, зав. № 62012015001; модель 7310-24050A, зав. № 73102015001	TSI Inc., США	TSI Inc., США	ОС	МП 242-2446-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Негосударственный центр сертификации соответствия" (ООО НЦСС"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМ им. Д. И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	07.09.2021
38.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Сатурн	Обозначение отсутствует	E	83325-21	303	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-862-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	25.08.2021
39.	Система автоматизированная информационно-измерительная	Обозначение отсутствует	E	83326-21	304	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой	ОС	РТ-МП-863-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	01.09.2021

	ная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Галич					ГООАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва				ГООАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва		
40.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Забайкальской ЖД - филиала ОАО "РЖД" в границах Забайкальского края	Обозначение отсутствует	Е	83327-21	085	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва	ОС	РТ-МП-1037-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭнерТест" (ООО "ЭнерТест"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	09.08.2021
41.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Светлая	Обозначение отсутствует	Е	83328-21	С020	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП-031-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью Управляющая компания "Рус-ЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнергоМир"), г. Новосибирск	ООО "ЭнерТест", г. Москва	25.08.2021
42.	Система автоматизиро-	Обозначение	Е	83329-21	С038	Публичное акционерное	Публичное акционерное	ОС	МП-030-2021	4 года	Общество с ограниченной	ООО "ЭнерТест", г.	16.08.2021

	ванная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Сора	отсутствует				общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва				ответственностью Управляющая компания "Рус-ЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнергоМир"), г. Новосибирск	Москва	
43.	Комплекс измерительных управляющих АСУТП УППН "Ба-клановка"	Обозначение отсутствует	Е	83330-21	18010	Акционерное общество "Хоневелл" (АО "Хоневелл"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "ЛУ-КОЙЛ-Пермь" (ООО "ЛУ-КОЙЛ-Пермь"), г. Пермь	ОС	МП 0502/1-311229-2021	3 года	Общество с ограниченной ответственностью "АСУ Инжиниринг" (ООО "АСУ Инжиниринг"), г. Пермь	ООО Центр Метрологии "СТП", г. Казань	05.02.2021
44.	Преобразователи измерительные	Rosemount 248	Е	83331-21	02331198, 02326701, 02326710, 02326692, 02326694, 02326705, 02326690, 02326718, 02326731, 02326699, 02331900, 02331877, 02331903, 02331856, 02331863, 02326697, 02331885, 02480870, 02331857, 02331878, 02331907,	Фирма "Emerson Process Management GmbH & Co. OHG", Германия	Фирма "Emerson Process Management GmbH & Co. OHG", Германия	ОС	МП 2104/1-311229-2021	2 года	Акционерное общество "ТАНЕКО" (АО "ТАНЕКО"), Республика Татарстан, г. Нижнекамск	ООО Центр Метрологии "СТП", г. Казань	21.04.2021

					02331892, 02331911, 02331909, 02401738, 02382146, 02401762, 02401744, 02382147, 02401735, 02401761, 02401764, 02382148, 02382145, 02401756, 02401755, 02380947, 02380948, 02380956, 02380957, 2370651, 2371366, 2371361, 2370647, 2370650, 2370649, 2371363, 2371364, 2371368, 2371372, 2370652, 2371367, 2370654, 2370648, 2371362, 2370653, 2371373, 2371365, 2371371, 02392358, 02392353, 02392346, 02392355, 02373386, 02373390, 02331843, 02373389, 02331841, 02373392, 02373393, 02373385, 02373381,								
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

					02393166, 02393168, 02393181, 02393167, 02393163, 02393183, 02393164, 02393165, 02381956, 02381959, 02381954, 02381951, 02381960, 02381962, 02381955, 02381963, 02381952, 02381950, 02381953, 02381957, 02381961, 02381958, 02381930, 02381928, 02381932, 02381929, 02381933, 02381926, 02381931, 02381927, 02373365, 02373366, 02372371, 02372370, 02331902, 02331852, 02331179, 02331867, 02331880, 02331881, 02331887,							
--	--	--	--	--	---	--	--	--	--	--	--	--

					02326703, 02331835, 02331823, 02331836, 02331830, 02331851, 02331866, 02331886, 02331837, 02331853, 02335696, 02335695, 02335694, 02331143, 02340500, 02331165, 02376892, 02376893, 02340501, 02331162, 02376882, 02376886, 02331395, 02331396, 02331147, 02376888, 02331182, 02376883, 02331196, 02376881, 02326686, 02376894, 02331399, 02331161, 02331180, 02376887, 02340502, 02376891, 02376880, 02331188, 02331197,								
--	--	--	--	--	---	--	--	--	--	--	--	--	--

					02331146, 02381918, 02381925, 02381923, 02381920, 02381924, 02381921, 02381922, 02381919, 02340509, 02381967, 02331390, 02381968, 02381966, 2376850, 02373367, 02308513, 02372372, 02308510, 02308501, 02382159, 02393992, 02401721, 02381418, 02401726, 02381422, 02380962, 02382154, 02380945, 02401717, 02380965, 02393985, 02393989, 02382163, 02393979, 02401747, 02401739, 02393986, 02388165, 02382167, 02401752, 02382166,							
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

					02401741, 02380964, 02401740, 02401718, 02382164, 02401753, 2376486, 2376489, 2371374, 2371375, 2371370, 2376483, 2376488, 2376487, 2376482, 2376484, 2376485, 2371369, 2371376, 02397938, 02397939, 02397937, 02397933, 02397932, 02397935, 02335697, 02381946, 02381944, 02381942, 02268003, 02268045, 02381947, 02381948, 02381943, 02381945, 02393174, 02381949, 02393182, 02393172, 02393169, 02393173, 02393171, 02381934, 02393170, 02381935, 02381941, 02381939, 02381940,								
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

					02381938, 02381937, 02381965, 02381964, 02381936, 02308511, 02308508, 02308500, 02331829, 02331838, 02331840, 02331826, 02331832, 02331861, 02331842, 02331827, 02331203, 02331858, 02331834, 02331868, 02331846, 02331860, 02331845, 02334290, 02331890, 02331875, 02373370, 02331876, 02331855, 02331201, 2387318, 2387322, 2387276, 2387325, 2387315, 02331368, 02331190, 02331365, 02331157, 02331366, 02331167, 02331169, 02326712, 02331398,							
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

					02331865, 02331871, 02331172, 02331158, 02331889, 02340503, 02340495, 02393175, 02392344, 02393179, 02393180, 02308512, 02393184, 02393177, 02480881, 02376877, 02331882, 02393176, 02480873, 02392350, 02376867, 02326711, 02331362, 02331175, 02331173, 02331394, 02331178, 02331170, 02331174, 02331177, 02331370, 02331168, 02331191, 02331404, 02331132, 02331833, 02331913, 02331849, 02331874, 02331847, 02331824,								
--	--	--	--	--	---	--	--	--	--	--	--	--	--

					02334291, 02331893, 02331895, 02331839, 02331891, 02331888, 02331402, 02331897, 02382157, 02382156, 02381426, 02380946, 02382162, 02381419, 02381414, 02382160, 02382155, 02381416, 02408412, 02408410, 2387319, 2387277, 2387323, 2387313, 2387317, 2387278, 2387316, 2387279, 2387314, 2376851, 2376849, 02268249, 02373378, 02373388, 2387324, 2387275, 02340493, 02393982, 02401722, 02393994, 02380961, 02393987, 02382174, 02393984, 02401758, 02382173, 02380960, 02393998, 02382172,								
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

					02381415, 2370644, 2370643, 02331422, 02331904, 02331905, 02331137, 02331872, 02331896, 02340498, 02331159, 02331364, 02401759, 02401751, 02393993, 02393995, 02393988, 02393996, 02393980, 02401730, 02401723, 02401724, 02381417, 02401732, 02401734, 02401720, 02401716, 02401729, 02401727, 02392345, 02392352, 02392349, 02392361, 2370645, 2370655, 2370656, 2370646, 2370642, 2370641, 2378466, 2331384, 2331171, 2378465, 2331195, 2331380, 2331199, 02331410, 02331414, 02331176, 02331127,								
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

					02331160, 02331412, 02331406, 02331405, 02331126, 02331129, 02331400, 02380951, 02393983, 02382161, 02380950, 02381423, 02393991, 02378463, 02380952, 02380954, 02378478, 02381421, 02401728, 02380955, 02331386, 02373383, 02373396, 02373394, 02373384, 02378475, 02378469, 02331202, 02340505, 02331189, 02331150, 02340504, 02378473, 02378474, 02378472, 02331153, 02331194, 02331134, 02331151, 02331155, 02372358,								
--	--	--	--	--	---	--	--	--	--	--	--	--	--

					02372365, 02372359, 02378470, 02331193, 02340511, 02331136, 02340507, 02372360, 02331363, 02331142, 02331185, 02331141, 02374900, 02331148, 02331397, 02331163, 02340494, 2387309, 02408411, 02408409, 02340510, 02340496, 02340513, 02331389, 02331894, 02340508, 02331906, 02331387, 02373368, 02373369, 02376307, 02331374, 02331392, 02331378, 02331373, 02331388, 02331377, 02331393, 02331369, 02331372, 02378468, 02373374,								
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

					02331367, 02331371, 02331382, 02331416, 02331418, 02331417, 02376798, 02373391, 02376809, 02376810, 02376807, 02376812, 02376801, 02376800, 02376802, 02376799, 02376808, 02376811, 02376805, 02331154, 02331420, 02331419, 02331421, 02375949, 02340492, 02340497, 02378471, 02331181, 02376878, 02296416, 02375948, 02378467, 02376895, 02376889, 02376879, 02376885, 02296412, 02381311, 02376890, 02296410, 02376884,								
--	--	--	--	--	---	--	--	--	--	--	--	--	--

					02375947, 02373362, 02381980, 02364710, 02381981, 02381971, 02381972, 02373371, 02401733, 02401731, 02392357, 02448491, 02392359, 02392348, 02331828, 02331854, 02331844, 02331850, 02371881, 02331825, 02331848, 02331914, 02268109, 02268078, 02327984, 02331187, 02371883, 02387280, 02387321, 02387312, 02387320, 02387311, 02331908, 02373387, 02382165, 02331183, 02331184								
45.	Система автоматизированная информацион-	Обозначение отсутствует	Е	83332-21	004.2021	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компа-	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компа-	ОС	МП-004-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью Инжиниринговая ком-	ООО "Метро-Сервис", г. Красноярск	14.05.2021

	измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Горевский ГОК, ЗРУ-6 кВ, яч. № 41-14					ния Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ния Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва				пания "Наратай энерджи" (ООО ИК "Наратай энерджи"), г. Новосибирск		
46.	Стенды тормозные силовые	РЕМ-СТО-ТС	С	83333-21	РЕМСТО-ТС-4-1С4ЧМ, сер № 2; РЕМСТО-ТС-13-2С9Ч, сер № 2	Индивидуальный предприниматель Романовский Егор Михайлович, Московская область, г. Мытищи	Индивидуальный предприниматель Романовский Егор Михайлович, Московская область, г. Мытищи	ОС	МП-307/07-2021	1 год	Индивидуальный предприниматель Романовский Егор Михайлович, Московская область, г. Мытищи	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	26.07.2021
47.	Вибропреобразователи эталонные пьезоэлектрические	ZET 101	С	83334-21	2009, 2011, 2012	Общество с ограниченной ответственностью "Электронные технологии и метрологические системы" (ООО "ЭТМС"), г. Москва, г. Зеленоград	Общество с ограниченной ответственностью "Электронные технологии и метрологические системы" (ООО "ЭТМС"), г. Москва, г. Зеленоград	ОС	МП 2520-098-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Электронные технологии и метрологические системы" (ООО "ЭТМС"), г. Москва, г. Зеленоград	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	27.07.2021
48.	Аппаратура геодезическая спутниковая	GS18	С	83335-21	Т №3606176; I №3609937	"Leica Geosystems AG", Швейцария	"Leica Geosystems AG", Швейцария	ОС	МП АПМ 24-21	1 год	ООО "ТЕК-САГОН ГЕОСИСТЕМС РУС", г. Москва	ООО "Автопрогресс-М", г. Москва	02.06.2021
49.	Комплексы автоматической газовой	"Метанрадио"	С	83336-21	1	Общество с ограниченной ответственностью	Общество с ограниченной ответственностью	ОС	МП 242-2420-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	25.06.2021

	защиты горных машин					стью "Информационные горные технологии" (ООО "Ингортех"), г. Екатеринбург	стью "Информационные горные технологии" (ООО "Ингортех"), г. Екатеринбург				стью "Информационные горные технологии" (ООО "Ингортех"), г. Екатеринбург	ева", г. Санкт-Петербург	
50.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Чайковский" Увинское ЛПУ МГ КС "Важская"	Обозначение отсутствует	Е	83337-21	18.002-2021	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	ОС	МП-368-RA.RU.310 556-2021	4 года	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	28.06.2021
51.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Чайковский" Очер-	Обозначение отсутствует	Е	83338-21	18.004-2021	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	ОС	МП-366-RA.RU.310 556-2021	4 года	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	28.06.2021

	ское ЛПУ МГ КС "Очерская"												
52.	Спектрометр малогаба- ритный	FLAME- T-XR1- ES	E	83339-21	FLMT04347	"Ocean Optics Inc.", США	"Ocean Optics Inc.", США	ОС	МП 018.Ф3-21	1 год	Акционерное общество "КБ РЕШЕНИЕ" (АО "КБ РЕ- ШЕНИЕ"), г. Москва	ФГУП "ВНИИОФИ", г. Москва	05.04.2021

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики активной электрической энергии трехфазные СЕ 300

Назначение средства измерений

Счетчики активной электрической энергии трехфазные СЕ 300 предназначены для измерения активной энергии в одном или в двух направлениях в трехфазных трех- или четырехпроводных цепях переменного тока.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчика основан на измерении мгновенных значений входных сигналов тока и напряжения шестиканальным аналого-цифровым преобразователем с последующим вычислением активной энергии.

Счетчик имеет в своем составе испытательное выходное устройство для подключения к системам автоматизированного учета потребленной электрической энергии или для поверки, кроме этого счетчик имеет энергонезависимую память, позволяющую сохранять данные при отключении сети и ЖК-дисплей для просмотра измерительной информации (количество электрической энергии нарастающим итогом в прямом или в прямом и обратном направлениях).

С помощью счетчиков можно вести измерения электроэнергии в прямом или в обратном направлениях в диапазонах сдвига фаз между напряжением и током следующим образом:

- прямое направление (расход, потребление, Import, | → “от шин”)
 $\varphi = \text{от } 90^0 \text{ до } 0^0 - Q1 \quad \cos\varphi = \text{от } 0 \text{ до } 1 - (\text{инд.})$
 $\varphi = \text{от } 0^0 \text{ до } 270^0 - Q4 \quad \cos\varphi = \text{от } 1 \text{ до } 0 - (\text{емк.})$
- обратное направление (приход, отдача, Export, | ← “к шинам”)
 $\varphi = \text{от } 270^0 \text{ до } 180^0 - Q3 \quad \cos\varphi = \text{от } 0 \text{ до } -1 - (\text{емк.})$
 $\varphi = \text{от } 180^0 \text{ до } 90^0 - Q2 \quad \cos\varphi = \text{от } -1 \text{ до } 0 - (\text{инд.})$

В корпусе счетчика размещены: модуль измерительный, выполненный на печатной плате, и датчики тока (катушка Роговского или тороидальный трансформатор тока).

Зажимы для подсоединения счетчика к сети и испытательное выходное устройство закрываются пластмассовой крышкой.

Структура условного обозначения приведена на рисунке 1.

Фото общего вида счетчиков с указанием схемы пломбировки от несанкционированного доступа приведены на рисунке 2 и рисунке 3.

Обмен информацией с внешними устройствами обработки данных осуществляется через оптический порт связи: оптический интерфейс или IrDA 1.0, выбираемый при заказе счетчиков.

Оптический интерфейс соответствует стандарту ГОСТ IEC 61107-2011. Интерфейс IrDA 1.0 соответствуют стандарту ГОСТ IEC 61107-2011 на уровне протокола обмена.

Обмен информацией по оптическому интерфейсу осуществляется с помощью оптической головки, соответствующей ГОСТ IEC 61107-2011.

Обмен информацией по IrDA 1.0 осуществляется с помощью любого устройства, поддерживающего протокол IrDA 1.0 (КПК, ноутбук, ПЭВМ и т.д.).

Счетчики применяются внутри помещений, в местах, имеющих дополнительную защиту от влияния окружающей среды, в жилых и в общественных зданиях, в бытовом и в промышленном секторе.

Структура условного обозначения счетчиков представлена на рисунке 1.

СЕ 300 X X X X - XX

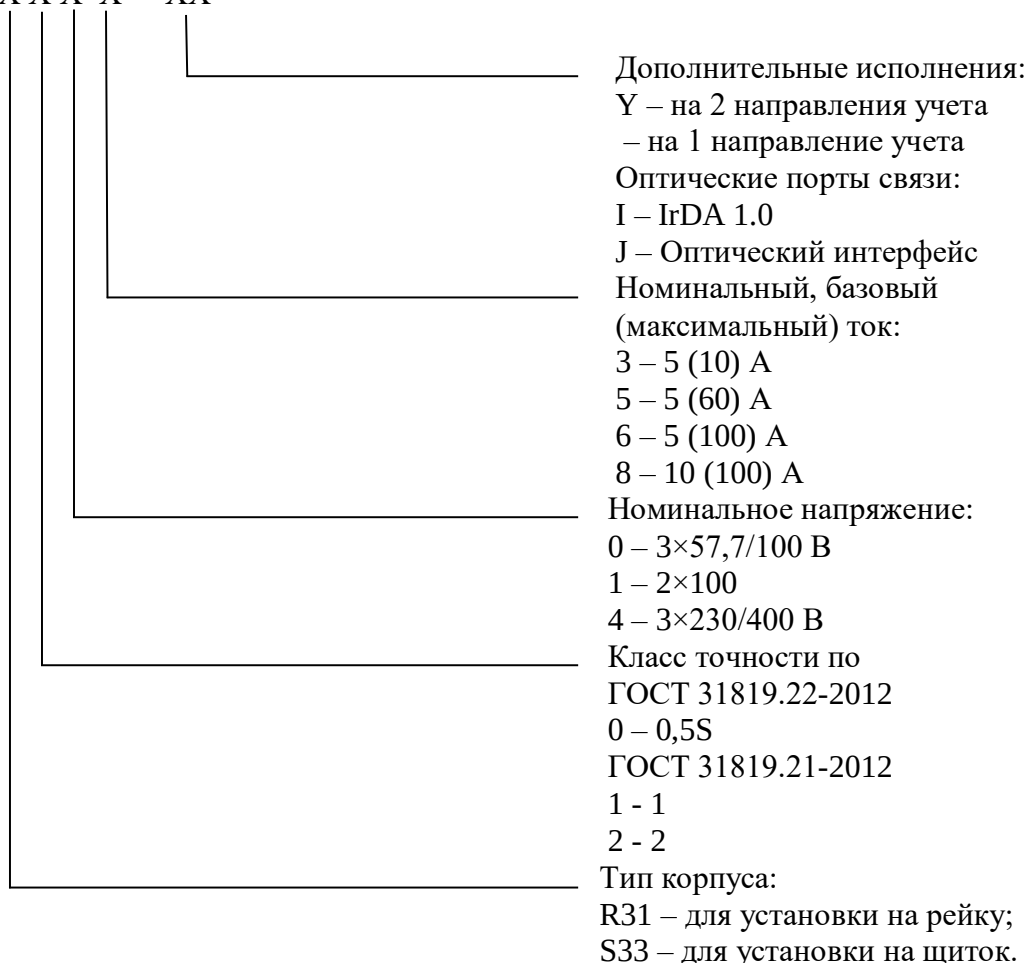


Рисунок 1 - Структура условного обозначения счетчиков

Внешний вид счетчиков, места пломбирования и место нанесения знака поверки представлены на рисунках 2 и 3.

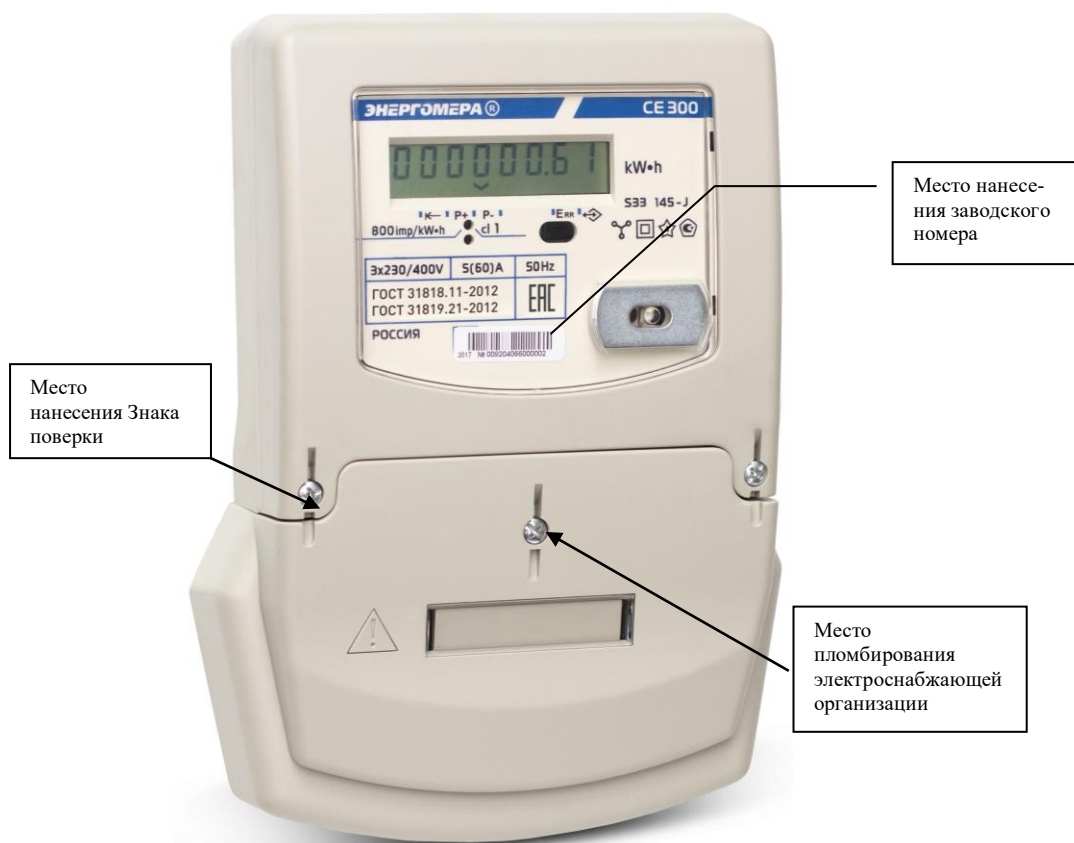


Рисунок 2 – Внешний вид счетчика CE 300 S33



Рисунок 3 – Внешний вид счетчика CE 300 R31

Заводские номера, идентифицирующие каждый из счетчиков, наносятся на лицевую панель счетчика, офсетной печатью (или другим способом, не ухудшающим качества).

Программное обеспечение

Структура программного обеспечения (ПО) счетчика разделена на метрологически значимую и метрологически незначимую части, имеет контрольную сумму метрологически значимой части и записывается в устройство на стадии его производства.

Влияние программного продукта на точность показаний счетчиков находится в границах, обеспечивающих метрологические характеристики, указанные в таблице 2. Диапазон представления, длительность хранения и дискретность результатов измерений соответствуют нормированной точности счетчика.

Идентификационные данные ПО счетчиков активной электрической энергии трехфазных СЕ 300 приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	СЕ 300		
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3	4	5
Цифровой идентификатор ПО	214	193	56

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений высокий по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Общие метрологические и технические характеристики счетчиков приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 — Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значение
Класс точности по активной энергии по ГОСТ 31819.22-2012 по ГОСТ 31819.21-2012	0,5S 1 или 2
Базовый или номинальный (максимальный) ток, А	5 (10); 5 (60); 5 (100) или 10 (100)
Номинальное напряжение, В	3×57,7/100 В; 2×100 В или 3×230/400 В
Рабочий диапазон изменения частоты, Гц	от 47,5 до 52,5 или от 57 до 63
Диапазон входных сигналов: -сила тока, А -напряжение, В -коэффициент мощности	от 0,01 $I_{ном}$ до $I_{макс}$, от 0,02 $I_{ном}$ до $I_{макс}$ или от 0,05 I_b до $I_{макс}$ от 0,75 $U_{ном}$ до 1,15 $U_{ном}$ 0,8 _{смк.} до 1,0 до 0,5 _{инд.}

Продолжение таблицы 2

Наименование параметра	Значение
Стартовый ток: при непосредственном включении - для класса точности 1 - для класса точности 2 при включении через трансформаторы тока - для класса точности 0,5S - для класса точности 1 - для класса точности 2 при включении через трансформаторы тока - для класса точности 0,5S (0,5); - для класса точности 1	 0,004 I _б 0,005 I _б 0,001 I _{НОМ} 0,002 I _{НОМ} 0,003 I _{НОМ} 0,001 I _{НОМ} 0,002 I _{НОМ}
Цена одного разряда счетного механизма (в зависимости от исполнения): - младшего разряда, кВт·ч/квар·ч - старшего разряда, кВт·ч/квар·ч	 от 0,001 до 0,010 от 10000 до 100000

Таблица 3 — Технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Полная мощность, потребляемая цепью тока при базовом (номинальном) токе, В·А, не более	0,1
Полная (активная) мощность, потребляемая каждой цепью напряжения при номинальном значении напряжения, В·А (Вт), не более	9 (0,8)
Скорость обмена через оптический интерфейс, бит/с	от 300 до 57600
Скорость обмена через IrDA 1.0, бит/с	9600
Диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С	от -40 до +60
Постоянная счетчика (в зависимости от исполнения), имп./кВт·ч	450; 800; 4000 или 8000
Количество десятичных знаков индикатора, не менее	8
Масса счетчика, кг, не более тип корпуса S33 тип корпуса R31	1,6 1,0
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более тип корпуса S33 тип корпуса R31	235×169×70 110×144×72,5
Длительность хранения информации при отключении питания, лет, не менее	40
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	280 000
Средний срок службы до первого капитального ремонта счетчиков, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на панель счетчиков офсетной печатью (или другим способом, не ухудшающим качества), на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность счетчика приведена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик активной электрической энергии трехфазный СЕ 300 (одно из исполнений)	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации (одно из исполнений)	ИНЕС.411152.085 РЭ ИНЕС.411152.085.01 РЭ	1 экз.
Формуляр	ИНЕС.411152.085 ФО	1 экз.
Методика поверки поставляется по требованию потребителя. По требованию организаций, производящих регулировку и ремонт счетчиков, дополнительно высылаются, руководство по среднему ремонту.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 (п. 2.6) руководств по эксплуатации ИНЕС.411152.085 РЭ и ИНЕС.411152.085.01 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам активной электрической энергии трехфазным СЕ 300

ГОСТ 31819.21-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2

ГОСТ 31818.11-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии

ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S

ГОСТ ИЕС 61107-2011 Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управления нагрузкой. Прямой локальный обмен данными

ТУ 26.51.63-058-22136119-2006 Счетчики активной электрической энергии трехфазные СЕ 300. Технические условия

Изготовитель

Акционерное общество «Электротехнические заводы «Энергомера»
(АО «Энергомера»)
ИНН 2635133470

Место нахождения: 355029, Россия, г. Ставрополь, ул. Ленина, 415, офис 294

Адрес: 355029, Россия, г. Ставрополь, ул. Ленина, 415, офис 294

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

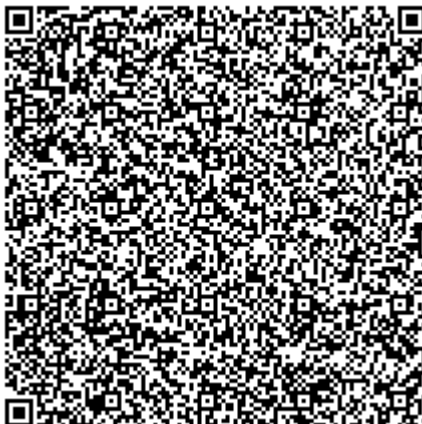
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон (факс): 8 (495) 655-30-87

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83289-21

Лист № 1
Всего листов 38

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Новгородской 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 напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» и ПАО «ФСК ЕЭС»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД» на базе программного обеспечения (ПО) «Энергия АЛЬФА 2», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия АЛЬФА 2», построенный на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, сервер центра сбора и обработки данных (ЦСОД) ПАО «ФСК ЕЭС» на базе специализированного программного обеспечения (СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), УССВ, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала.

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 измерительных каналов (ИК) №№ 1-76 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», с выходов счетчиков ИК №№ 77-80 – на входы УСПД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков ИК №№ 1-76 любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптических линий связи, данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», с УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» - на сервер ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС», где при помощи программного обеспечения осуществляется формирование и хранение измерительной информации, а также оформление справочных и 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.

Не реже одного раза в сутки сервер ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС» автоматически формируют файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передают его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

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 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, 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 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, 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 УССВ типов УСВ-3, Метроном-50М, СТВ-01 или РСТВ-01-01, часы серверов ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», ОАО «РЖД», ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС», часы УСПД и счётчиков. УССВ типов Метроном-50М, УСВ-3, СТВ-01 и РСТВ-01-01 осуществляют приём и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

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

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

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

Счётчики ИК №№ 1-76 синхронизируются от УСПД ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи. Корректировка часов счётчиков происходит при превышении уставки коррекции времени, настраивается с учётом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

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

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

Счётчики ИК №№ 77-80 синхронизируются от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов счётчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи. Корректировка часов счётчиков происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

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.

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 СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

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

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», СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ						
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ	
1	2	3		4		5	6	
1	ПС 110 кВ Мясной Бор, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Мясной Бор - Спасская (Л.Боровая-1)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №79483-20, 60541-15, 79483-20	A	ТБМО-110-УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17	
				B	ТБМО			
				C	ТБМО-110-УХЛ1			
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №1188-84	A	НКФ110-83У1			
				B	НКФ110-83У1			
				C	НКФ110-83У1			
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4				
2	ПС 110 кВ Мясной Бор, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Магистральная - Мясной Бор	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №79483-20	A	ТБМО-110-УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17	
				B	ТБМО-110-УХЛ1			
				C	ТБМО-110-УХЛ1			
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №1188-84	A	НКФ110-83У1			
				B	НКФ110-83У1			
				C	НКФ110-83У1			
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4				

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Волхово, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №79483-20	A	ТБМО-110-УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО-110-УХЛ1		
				C	ТБМО-110-УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
4	ПС 110 кВ Волхово, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №79483-20,79483-20,23256-05	A	ТБМО-110-УХЛ1		
				B	ТБМО-110-УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
5	ПС 110 кВ Гряды, Ввод 10 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Гряды, Ввод 10 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-ПЗВ-4					
7	ПС 110 кВ Гряды, РУ 10 кВ, яч.15 (с/х ф.1), Ф2- 10кВ (487-15)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/5 №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	ЕА05RAL-В-4					
8	ПС 110 кВ Вишера, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Вишерская - Волхово с отпайками (Л.Октябрьская-10)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №60541-15	A	ТБМО		
				B	ТБМО		
				C	ТБМО		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ		
				B	НАМИ		
				C	НАМИ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-П4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Вишера, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Вишерская - Энергомаш с отпайками (Л.Октябрьская-7)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №60541-15	A	ТБМО	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО		
				C	ТБМО		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ		
				B	НАМИ		
				C	НАМИ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
10	ПС 110 кВ Вишера, Ввод 10 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	ТЛО-10		
				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	EA05RAL-B-4					
11	ПС 110 кВ Вишера, Ввод 10 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	ТЛО-10		
				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	EA05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Вишера, РУ 10 кВ, ф. Стекольный завод 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №47958-16	A	ТПЛ	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛ		
		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	ЕА05РАL-B-4					
13	ПС 110 кВ Красненка, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802РАLQ-P4GB-DW-4					
14	ПС 110 кВ Красненка, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802РАLQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Бурга, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №37850-08	A	VAU-123	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
16	ПС 110 кВ Бурга, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
17	ПС 110 кВ Бурга, РУ 10 кВ, яч.9, Ф1-10кВ (с/х ф.1)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Бурга, РУ 10 кВ, яч.20, Ф4-10кВ (с/х ф.4)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-4					
19	ПС 110 кВ Бурга, РУ 10 кВ, яч.15, Ф2-10кВ (с/х ф.2)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
20	ПС 110 кВ Мстинский мост, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №79483-20	A	ТБМО-110-УХЛ1		
				B	ТБМО-110-УХЛ1		
				C	ТБМО-110-УХЛ1		
		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 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Мстинский мост, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №79483-20	A	ТБМО-110-УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110-УХЛ1		
				C	ТБМО-110-УХЛ1		
		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 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
22	ПС 110 кВ Мстинский мост, РУ 10 кВ, яч.13, Ф1-10кВ (с/х ф.1)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №9143-01	A	ТЛК10-5		
				B	-		
				C	ТЛК10-5		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
23	ПС 110 кВ Оксочи, ввод 110 кВ Т1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =50/1 №60541-15	A	ТБМО		
				B	ТБМО		
				C	ТБМО		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ		
				B	НАМИ		
				C	НАМИ		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Оксочи, ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №60541-15	A	ТБМО	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО		
				C	ТБМО		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ		
				B	НАМИ		
				C	НАМИ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
25	ПС 110 кВ Оксочи, Ввод 10 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51198-12	A	НАМИТ-10 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
26	ПС 110 кВ Оксочи, Ввод 10 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51198-12	A	НАМИТ-10 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
27	ПС 110 кВ Оксочи, РУ 10 кВ, яч.8, Ф3-10кВ (с/х ф.4)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51198-12	А	НАМИТ-10 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-4					
28	ПС 110 кВ Оксочи, РУ 10 кВ, яч.6, Ф1-10кВ (с/х ф.2)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51198-12	А	НАМИТ-10 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-3					
29	ПС 110 кВ Оксочи, РУ 10 кВ, яч.12, Ф2-10кВ (с/х ф.3)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51198-12	А	НАМИТ-10 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		
30	ПС 110 кВ Оксочи, РУ 10 кВ, яч.18, Ф4-10кВ (с/х ф.1)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				B	-				
				C	ТЛО-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51198-12	A	НАМИТ-10 УХЛ2				
				B					
				C					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3							
31	ПС 110 кВ Торбино, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Оксочи - Торбино (Л. Вишерская-4)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1				
				B	ТБМО-110 УХЛ1				
				C	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P4B-4					
		32	ПС 110 кВ Торбино, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Окуловская - Торбино с отпайкой на ПС Боровенка (Л. Вишерская-6)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05			A	ТБМО-110 УХЛ1
								B	ТБМО-110 УХЛ1
C	ТБМО-110 УХЛ1								
ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03			A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07			ЕА02RAL-P4B-4W					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Торбино, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07	ЕА02RAL-P4B-4W			
34	ПС 110 кВ Торбино, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07	ЕА02RAL-P4B-4W			
35	ПС 110 кВ Торбино, РУ 10 кВ, яч.7, с/х ф.1 10кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-11	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
36	ПС 110 кВ Торбино, РУ 10 кВ, яч.8, с/х ф.2 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				B	-				
				C	ТЛО-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				B					
				C					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3							
37	ПС 110 кВ Боровенка, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №37850-08	A	VAU-123				
				B	VAU-123				
				C	VAU-123				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №37850-08	A	VAU-123				
				B	VAU-123				
				C	VAU-123				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
		38	ПС 110 кВ Боровенка, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №37850-08			A	VAU-123
								B	VAU-123
C	VAU-123								
ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №37850-08			A	VAU-123				
				B	VAU-123				
				C	VAU-123				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Боровенка, РУ 10 кВ, яч.3, с/х ф.3 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
40	ПС 110 кВ Боровенка, РУ 10 кВ, яч.8, с/х ф.1 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-08	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
41	ПС 110 кВ Боровенка, РУ 10 кВ, яч.14, с/х ф.2 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
42	ПС 110 кВ Заозерье, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				B	ТБМО-110 УХЛ1				
				C	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4							
43	ПС 110 кВ Заозерье, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-11, 23256-05, 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1				
				B	ТБМО-110 УХЛ1				
				C	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
		44	ПС 110 кВ Окуловка- тяговая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Окуловская - Окуловка-тяговая №1 (Л.Окуловская-1)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №23256-05			A	ТБМО-110 УХЛ1
								B	ТБМО-110 УХЛ1
C	ТБМО-110 УХЛ1								
ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03			A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97			EA02RAL-P3B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
45	ПС 110 кВ Окуловка- тяговая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Окуловская - Окуловка-тяговая №2 (Л.Окуловская-2)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4					
46	ПС 110 кВ Окуловка- тяговая, РУ 10 кВ, яч.4, Ф5-10кВ (с/х ф.5)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					
47	ПС 110 кВ Окуловка- тяговая, РУ 10 кВ, яч.8, с/х ф.7 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
48	ПС 110 кВ Окуловка- тяговая, РУ 10 кВ, яч.14, с/х ф.2 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-4			
49	ПС 110 кВ Окуловка- тяговая, РУ 10 кВ, яч.17, Ф4-10кВ (с/х ф.4)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4			
50	ТПС 10 кВ Предузловая- Павловская, РУ 10 кВ, яч.6, Ф1-10кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №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	ЕА05RAL-B-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
51	ТПС 10 кВ Предузловая-Павловская, РУ 10 кВ, яч.15, Ф4-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №8913-82	A	ТВК-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТВК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4			
52	ПС 110 кВ Окуловка-тяговая, РУ 10 кВ, яч.33-03, Ф.3 10кВ (с/х ф.3)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4			
53	ПС 110 кВ Окуловка-тяговая, РУ 10 кВ, яч.33-15, Ф.6 10кВ (с/х ф.6)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
54	ПС 110 кВ Угловка, РУ 10 кВ, яч.15, Ф.3 п.Угловка	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
55	ПС 110 кВ Угловка, РУ 10 кВ, яч.20, Ф.9 п.Угловка	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
56	ПС 110 кВ Угловка, РУ 10 кВ, яч.14, Ф. с/х-5	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
57	ПС 110 кВ Угловка, РУ 10 кВ, яч.17, Ф.1 УИК	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
58	ПС 110 кВ Угловка, РУ 10 кВ, яч.1, Ф.4 дом отдыха Валдай	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4G-DW-4			
59	ПС 110 кВ Угловка, РУ 10 кВ, яч. 9, Ф. с/х-10	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
60	ПС 110 кВ Угловка, РУ 10 кВ, яч.6, Ф.2 УИК	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02РАL-Р4В-4					
61	ПС 110 кВ Угловка, РУ 10 кВ, яч.8, Ф.6 п.Угловка	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-В-3					
62	ПС 110 кВ Угловка, ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №79483-20	A	ТБМО-110-УХЛ1		
				B	ТБМО-110-УХЛ1		
				C	ТБМО-110-УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
63	ПС 110 кВ Угловка, РУ 10 кВ, ввод 10 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RLXQ-P4G-DW-4			
64	ТПС 10 кВ Чудово, ЗРУ 10 кВ, яч.3, КЛ 10 кВ Ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №814-53	A	ТПФМ-10		
				B	-		
				C	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10 У2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4			
65	ТПС 10 кВ Чудово, ЗРУ 10 кВ, яч.14, КЛ 10 кВ Ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №814-53	A	ТПФМ-10		
				B	-		
				C	ТПФМ-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	EA05RAL-B-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
66	ПС 110 кВ Угловка, РУ 10 кВ, Ф-ЖД-2 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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	ЕА05L-B-3					
67	ПС 110 кВ Окуловка-тяговая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Угловка - Окуловка	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P3B-4					
68	ПС 110 кВ Окуловка-тяговая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Яблоновка - Окуловка	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P3B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
69	ПС 110 кВ Яблоновка, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
70	ПС 110 кВ Яблоновка, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
71	ПС 110 кВ Угловка, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Угловка - Окуловка	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №79483-20	A	ТБМО-110-УХЛ1		
				B	ТБМО-110-УХЛ1		
				C	ТБМО-110-УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
72	ПС 110 кВ Угловка, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Хмелевка - Угловка	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №79483-20	A	ТБМО-110-УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110-УХЛ1		
				C	ТБМО-110-УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
73	ТПС 10 кВ Предузловая- Павловская, РУ 10 кВ, ВВ-1-10	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
74	ТПС 10 кВ Предузловая- Павловская, РУ 10 кВ, ВВ-2-10	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
75	ТПС 10 кВ Чудово, РУ 10 кВ, ВВ-1-10	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
76	ТПС 10 кВ Чудово, РУ 10 кВ, ВВ-2-10	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
77	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ-10 кВ, 1с-10кВ, яч. 11, ВЛ 10 кВ л. 17	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №17085-98	A	ТПУ4	RTU-325 Пер. № 37288-08	СТБ-01 Пер. № 49933-12/ РСТБ-01-01 Пер. № 40586-12
				B	ТПУ4		
				C	ТПУ4		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №17083-98	A	ТJP4		
				B	ТJP4		
				C	ТJP4		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	EA05RL-P4B-4					
78	ПС 330 кВ Новгородская, ЗРУ-10 кВ, 2с-10кВ, яч. 20, ВЛ 10 кВ л. 16	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №17085-98	A	ТПУ4		
				B	ТПУ4		
				C	ТПУ4		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №17083-98	A	ТJP4		
				B	ТJP4		
				C	ТJP4		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	EA05RL-P4B-4					
79	ПС 330 кВ Чудово, ЗРУ 10 кВ, 1с-10кВ, яч. 107, ВЛ 10 кВ л. 12	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №15128-03	A	ТОЛ-10-I	RTU-325H Пер. № 44626-10	СТБ-01 Пер. № 49933-12/ РСТБ-01-01 Пер. № 40586-12
				B	ТОЛ-10-I		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №18178-99	A	НАМИТ-10-2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
80	ПС 330 кВ Чудово, ЗРУ 10 кВ, 2с-10кВ, яч. 201, ВЛ 10 кВ л. 9	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №15128-03	A	ТОЛ 10-I	RTU-325H Пер. № 44626-10	СТБ-01 Пер. № 49933-12/ РСТБ-01-01 Пер. № 40586-12
				B	ТОЛ 10-I		
				C	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №18178-99	A	НАМИТ-10-2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-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 (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1, 2, 7, 10, 11, 17 – 19, 25 – 30, 35, 36, 39 – 41, 46 – 49, 52 – 57, 59, 61, 73, 74	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
3, 4, 13 – 16, 37, 38, 42, 43, 58	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
5, 6, 60, 63	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
8, 9, 20, 21, 23, 24, 32 – 34, 69, 70	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
12	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
22, 50, 51, 66	Активная	1,2	5,6
	Реактивная	2,2	3,5
31, 44, 45, 67, 68	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
62, 71, 72, 75, 76	Активная	0,8	2,6
	Реактивная	1,3	4,0
65	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
77, 78	Активная	1,2	4,9
	Реактивная	2,5	2,4
79, 80	Активная	1,2	4,9
	Реактивная	2,5	4,4
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	
Примечания			
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).			
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие Р = 0,95.			
3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% I _{ном} cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°С.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83 ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012, ТУ 4228-011-29056091-11	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +18 до +22 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД RTU-325 - для УСПД RTU-325H - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для СТВ-01 - для РСТВ-01-01	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от -40 до +35 от -40 до +65 от +1 до +50 от -10 до +60 от 0 до +50 от -25 до +60 от +15 до +30 от +10 до +30 от +5 до +50

Продолжение таблицы 6

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАльфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-325: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-325Н: - 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	120 000 72 50 000 72 80 000 72 35 000 24 100 000 24 55 000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-I	6 шт.
Трансформаторы тока	ТРУ 4	6 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	43 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	84 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ	2 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО	13 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110-УХЛ1	25 шт.
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТВК-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК10-5	2 шт.
Трансформаторы комбинированные	VAU-123	12 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2 шт.

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ТJP4	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	17 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	57 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10 УХЛ2	2 шт.
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ	12 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	53 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	5 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	22 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325H	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы точного времени	СТВ-01	1 шт.
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	3 шт.
Методика поверки	МП-312601-0015.21	1 экз.
Формуляр	13526821.4611.172.ЭД.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Новгородской области».

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

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

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

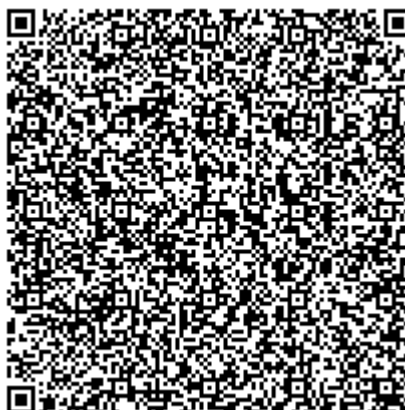
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 280-04-50

Испытательный центр

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83290-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Сетевая компания»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Сетевая компания» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, 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 и распределённой функцией измерения.

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), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи;

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) и технические средства приема-передачи данных;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер сбора данных (СД), сервер баз данных (БД), устройства синхронизации системного времени (УССВ), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0»

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов без учета коэффициентов трансформации, преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы и напряжения переменного тока в микропроцессоре счётчика 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется преобразование измерительной информации с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление, хранение и передача накопленных данных по выбранному ИВК каналу связи (проводные линии, GSM канал, сеть Ethernet), на верхний уровень системы.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации во внешние программно-аппаратные комплексы потребителей, сбытовых организаций, АИИС КУЭ смежных субъектов на оптовом и розничном рынке электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с регламентом.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя УССВ на основе ГЛОНАСС-приемника сигналов точного времени типа УСВ-2 (зарегистрировано в ФИФОЕИ под № 41681-10), таймеры УСПД, сервера СД и счетчиков. Сравнение времени сервера СД ИВК с таймером приемника осуществляется 1 раз в час, синхронизация производится при расхождении показаний таймеров приемника и сервера СД на величину более ± 1 с. Сервер СД осуществляет синхронизацию времени УСПД, а УСПД, в свою очередь, счетчиков, подключенных к УСПД. Сличение времени таймера сервера СД с временем таймеров УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, корректировка времени сервером выполняется при достижении расхождения времени таймеров счетчиков и УСПД на величину ± 1 с. Сличение времени таймеров счетчиков с временем УСПД осуществляется один раз в сутки, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем таймера УСПД ± 1 с.

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

Конструкция АИИС КУЭ не предусматривает возможность пломбировки и нанесения заводского номера. Заводской номер заносится в Паспорт-Формуляр.

Конструкция АИИС КУЭ не предусматривает нанесение на нее знака поверки. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0». 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 – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

Продолжение таблицы 1

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Южная, яч. 6 кВ №102	ТЛО-10 КТ 0,5S 600/5 Рег.№25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 КТ 0,5 (6000/√3)/(100/√3) Рег.№ 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
2	ПС 110 кВ Южная, яч. 6 кВ №206	ТЛО-10 КТ 0,5S 600/5 Рег.№25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 КТ 0,5 (6000/√3)/(100/√3) Рег.№ 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
3	ПС 110 кВ Южная, яч. 6 кВ №210	ТЛО-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 КТ 0,5 (6000/√3)/(100/√3) Рег.№ 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
4	ПС 110 кВ Южная, яч. 6 кВ №305	ТЛО-10 КТ 0,5S 600/5 Рег.№25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 КТ 0,5 (6000/√3)/(100/√3) Рег.№ 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
5	ПС 110 кВ Южная, яч. 6 кВ №308	ТЛО-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 КТ 0,5 (6000/√3)/(100/√3) Рег.№ 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
6	ПС 110 кВ Южная, яч. 6 кВ №408	ТЛО-10 КТ 0,5S 600/5 Рег.№25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 КТ 0,5 (6000/√3)/(100/√3) Рег.№ 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
7	ПС 110 кВ Водозабор, яч. 6 кВ №17	ТПЛМ-10 КТ 0,5 300/5 Рег.№2363-68	НАМИ-10-95УХЛ2 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
8	ПС 110 кВ Водозабор, яч. 6 кВ №20	ТПОЛ-10 КТ 0,5 600/5 Рег.№1261-59	НАМИТ-10-2 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
9	ПС 110 кВ Водозабор, яч. 6 кВ №30	ТПОЛ-10 У3 КТ 0,5 600/5 Рег.№51178-12	НАМИТ-10-2 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05

Продолжение таблицы 2

10	ПС 110 кВ Водозабор, яч. 6 кВ №31	ТПЛМ-10 КТ 0,5 300/5 Рег.№2363-68	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
11	ПС 110 кВ Крыловка, яч. 10 кВ №9	ТВЛМ-10 КТ 0,5 200/5 Рег.№1856-63	НТМИ-10-66 КТ 0,5 10000/100 Рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
12	ПС 110 кВ Крыловка, яч. 10 кВ №46	ТВЛМ-10 КТ 0,5 200/5 Рег.№1856-63	НТМИ-10-66 КТ 0,5 10000/100 Рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
13	ПС 220 кВ Кутлу Букаш, ВЛ 220 кВ Букаш - Вятские Поляны	ТОГФ-220 КТ 0,2S 1000/5 Рег.№46527-11	ЗНГ-УЭТМ® КТ 0,2 (220/√3)/(100/√3) Рег.№ 53343-13	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	Сикон С70 Рег.№28822- 05
14	ПС 110 кВ Новый Кинер, ВЛ 110 кВ Новый Кинер - Шиньша	ТФНД-110М КТ 0,5 200/5 Рег.№2793-71	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 (110/√3)/(100/√3) Рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	Сикон С70 Рег.№28822- 05
15	ПС 110 кВ Новый Кинер, ВЛ 110 кВ Новый Кинер - Шиньша (резервный)	ТФНД-110М КТ 0,5 200/5 Рег.№2793-71	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 (110/√3)/(100/√3) Рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	Сикон С70 Рег.№28822- 05
16	ПС 110 кВ Новый Кинер, ВЛ 110 кВ Новый Кинер - Илеть	ТФНД-110М, ТФЗМ-110Б- 1У1 КТ 0,5 300/5 Рег.№2793-71	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 (110/√3)/(100/√3) Рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	Сикон С70 Рег.№28822- 05
17	ПС 110 кВ Новый Кинер, ВЛ 110 кВ Новый Кинер - Илеть (резервный)	ТФНД-110М, ТФЗМ-110Б- 1У1 КТ 0,5 300/5 Рег.№2793-71	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 (110/√3)/(100/√3) Рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	Сикон С70 Рег.№28822- 05
18	ПС 110 кВ Новый Кинер, ВЛ 35 кВ Новый Кинер - Мариец	ТФН-35М, ТФНД-35М КТ 0,5 150/5 Рег.№3690-73, 3689-73	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 35000/100 Рег.№ 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	Сикон С70 Рег.№28822- 05

Продолжение таблицы 2

19	ПС 110 кВ Новый Кинер, ВЛ 35 кВ Новый Кинер - Мариец (резервный)	ТФН-35М, ТФНД-35М КТ 0,5 150/5 Рег.№3690-73, 3689-73	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 35000/100 Рег.№ 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697- 08	Сикон С70 Рег.№28822- 05
20	ПС 110 кВ Новый Кинер, ОМШВ 110 кВ	ТФНД-110М, ТФЗМ-110Б- 1У1 КТ 0,5 300/5 Рег.№2793-71	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 (110/√3)/(100/√3) Рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697- 12	Сикон С70 Рег.№28822- 05
21	ПС 500 кВ Киндери, ВЛ 500 кВ Помары- Киндери	TG 550 КТ 0,2S 2000/1 Рег.№26735-08	СРВ-550 КТ 0,2 (500000/√3)/(100/√3) Рег.№ 47844-11	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697- 08	Сикон С70 Рег.№28822- 05

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики	
		Границы основной погрешности, (δ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, (δ) %
13, 21	Активная	±0,6	±1,4
	реактивная	±1,2	±2,1
7-12, 14-20	Активная	±1,1	±3,2
	реактивная	±2,8	±4,7
1-6	Активная	±1,1	±2,9
	реактивная	±2,8	±3,0

Примечания:

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

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от $I_{ном} \cos \varphi = 0,8_{инд.}$, $W_{2\%}$

4 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	21
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 5 до 120 0,9 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 для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{смк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +60 от -10 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 70000 2 35000 2 100000 1
Глубина хранения информации: счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее УСПД: – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 45 5 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТЛО-10	18
Трансформаторы тока	TG 550	3
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	6
Трансформаторы тока измерительные	ТФЗМ-110Б-1У1	3
Трансформаторы тока	ТФН-35М	2
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	1
Трансформаторы тока	ТОГФ-220	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10 У3	2
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	12
Трансформаторы напряжения измерительные	СРВ-550	3

Продолжение таблицы 5

Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения антирезонансные элегазовые	ЗНГ-УЭТМ®	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	21
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	8
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	Пирамида 2.0	1
Формуляр	ПФ.359114.11.2021	1
Руководство по эксплуатации	РЭ.359114.11.2021	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе РЭ.359114.11.2021. Часть 2. Раздел 4 «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «Сетевая компания»

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

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

Изготовитель

Филиал Акционерного общества «Сетевая компания» Казанские электрические сети (Филиал АО «Сетевая компания» КЭС)

ИНН 1655049111

Адрес: 420021, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Г. Тукая, 109

Телефон (факс): (84374) 3-25-59, (84374) 3-25-47

Испытательный центр

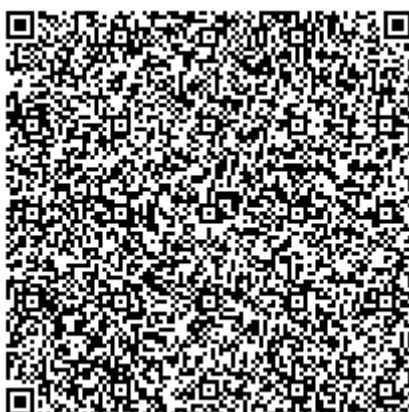
ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан» (ФБУ «ЦСМ Татарстан»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д.24

Телефон (факс): (843) 291-08-33

E-mail: isp13@tatcsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «ЦСМ Татарстан» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310659 выдан 13.05.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83291-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/10 кВ "Крона"

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/10 кВ "Крона" (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, 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 измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают 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 – измерительно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер типа HPE Proliant DL20 Gen10, устройство синхронизации времени (УСВ) 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 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). СОЕВ предусматривает 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 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 отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке 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 признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО "АльфаЦЕНТР"

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.12.01.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220 кВ "Крона", КРУЭ-220 кВ ВЛ 220 кВ Шатура – Крона	JK ELK CN14 800/5 кл. т. 0,2 рег. № 28839-05	STE 1/245 (220000: $\sqrt{3}$)/ (100: $\sqrt{3}$) кл. т. 0,5 рег. № 33111-06 STE 1/245 (220000: $\sqrt{3}$)/ (100: $\sqrt{3}$) кл. т. 0,5 рег. № 33111-06	СЭТ-4ТМ.03М кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HPE Proliant DL20 Gen10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2	ПС 220 кВ "Крона", КРУЭ-220 кВ ВЛ 220 кВ Крона – Пески	JK ELK CN14 800/5 кл. т. 0,2 рег. № 28839-05	STE 1/245 (220000:√3)/ (100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 33111-06 STE 1/245 (220000:√3)/ (100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 33111-06	СЭТ-4ТМ.03М кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	VCB-3, рег. № 64242-16/ HPE Proliant DL20 Gen10
3	ПС 220 кВ "Крона", КРУЭ-220 кВ Ремонтная переемычка	JK ELK CN14 800/5 кл. т. 0,2 рег. № 28839-05	STE 1/245 (220000:√3)/ (100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 33111-06 STE 1/245 (220000:√3)/ (100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 33111-06	СЭТ-4ТМ.03М кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
4	ПС 220 кВ "Крона", КРУЭ-220 кВ СВ 220 кВ	JK ELK CN14 800/5 кл. т. 0,2 рег. № 28839-05	STE 1/245 (220000:√3)/ (100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 33111-06 STE 1/245 (220000:√3)/ (100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 33111-06	СЭТ-4ТМ.03М кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
5	ПС 220 кВ "Крона", КРУЭ-220 кВ Ввод 220 кВ Т-1	JK ELK CN14 300/5 кл. т. 0,2 рег. № 28839-05	STE 1/245 (220000:√3)/ (100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 33111-06 STE 1/245 (220000:√3)/ (100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 33111-06	СЭТ-4ТМ.03М кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ПС 220 кВ "Крона", КРУЭ-220 кВ Ввод 220 кВ Т-2	JK ELK CN14 300/5 кл. т. 0,2 рег. № 28839-05	STE 1/245 (220000:√3)/ (100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 33111-06 STE 1/245 (220000:√3)/ (100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 33111-06	СЭТ-4ТМ.03М кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	UCB-3, рег. № 64242-16/ HPE Proliant DL20 Gen10

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 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, $\pm (\delta) \%$	Границы погрешности в рабочих условиях, $\pm (\delta) \%$
1	2	3	4
1–6	Активная Реактивная	0,8 1,8	1,4 2,1
Пределы абсолютной погрешности синхронизации компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к национальной шкале координированного времени РФ UTC (SU), $(\pm)$ с			5
Примечания:			
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии (получасовая).			
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.			
3. Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,9$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, и при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для рабочих условий, при 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	6
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц – температура окружающей среды, °C	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 $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды для счетчика, °C – температура окружающей среды для сервера ИВК, °C – атмосферное давление, кПа – относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд.} до 1 от 0,8 _{смк.} до 1 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +60 от +10 до +35 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее УСВ-3: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее Сервер ИВК: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее	140000 2 45000 2 20000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 5 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.

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);
- серверах (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	JK ELK CN14	18
Трансформатор напряжения	STE 1/245	6
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	6
Устройство синхронизации времени (УСВ)	УСВ-3	1
Сервер	HPE Proliant DL20 Gen10	1
Документация		
Паспорт-формуляр	69729714.411713.073.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) ПС 220/10 кВ "Крона", 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

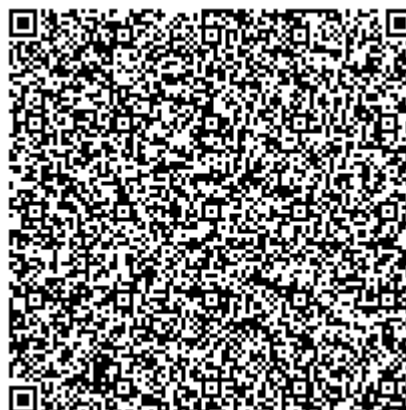
Изготовитель

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

Аттестат аккредитации ООО "Энерготестконтроль" по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83292-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока (далее по тексту – трансформаторы) предназначены для передачи сигнала измерительной информации на измерительные приборы и устройства защиты и управления при их установке в судовых (корабельных) распределительных устройствах на номинальное напряжение до 0,66 кВ переменного тока частоты 50 Гц или 400 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на явлении электромагнитной индукции.

Трансформаторы выпускаются в исполнениях: ТШЧМС-0,66, ТЧМС-0,66 и ТЧМСП-0,66, которые отличаются метрологическими и техническими характеристиками. Трансформаторы тока ТШЧМС-0,66 – шинные, состоят из одной вторичной обмотки, первичной обмоткой является токоведущая шина, проходящая через «окно» трансформатора. Выводы вторичной обмотки выполнены в виде винтовых зажимов, находящихся в верхней части литого блока. Трансформаторы тока ТЧМС-0,66 и ТЧМСП-0,66 – опорные, состоят из одной вторичной обмотки и одной первичной обмотки. Выводы вторичной и первичной обмотки выполнены в виде винтовых зажимов, находящихся в верхней и лицевой части литого блока. Корпус выполнен из компаунда на основе эпоксидной смолы, который является главной изоляцией трансформаторов.

На лицевой части трансформатора имеется табличка, предназначенная для идентификации каждого экземпляра трансформатора, заводской номер и основные данные о трансформаторе нанесены на табличку методом термотрансферной печати. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено, знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится в паспорт.

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

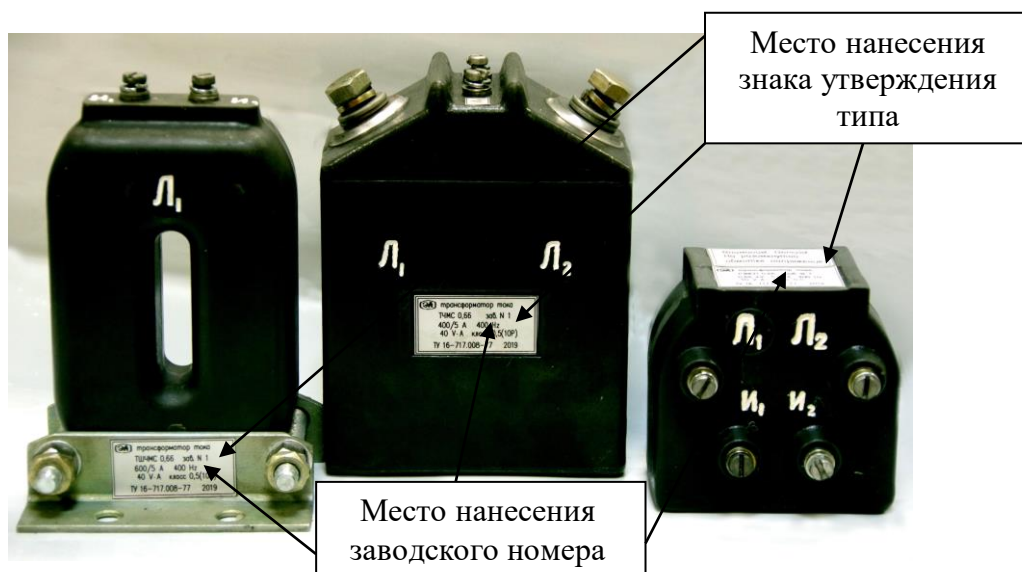


Рисунок 1 – Общий вид трансформатора с указанием мест нанесения знака утверждения типа, заводского номера

Пломбирование трансформаторов не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значения для исполнений			
	ТШЧМС-0,66	ТЧМС-0,66	ТЧМСП-0,66	
Номинальное напряжение, кВ	0,66			
Номинальная частота, Гц	400			50
Номинальный первичный ток, А	600, 800, 1000	5, 10, 15, 20, 30, 40, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400	5	10
Номинальный вторичный ток, А	5		1	
Номинальный класс точности вторичной обмотки:				
- при использовании для измерений	0,5			1
- при использовании для защиты	10P		—	
Номинальная вторичная нагрузка с $\cos\varphi_2 = 0,8$, В·А	40		10	
Вторичная нагрузка для класса точности 1, В·А	60		15	-
Вторичная нагрузка для класса точности 3, В·А	-		-	15
Номинальная предельная кратность	3		-	
Классы точности по ГОСТ 7746-2015.				

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значения для исполнений		
	ТШЧМС-0,66	ТЧМС-0,66	ТЧМСП-0,66
Габаритные размеры, мм, - ширина, не менее - длина, не более - высота, не более	111 120 185	70 135 175	88 100 106
Масса, кг, не более	2,8	3,9	1,45
Срок службы, лет, не менее	30		
Средняя наработка до отказа, лет	20		
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха (при температуре не более 35 °С) без конденсации влаги, %, не более	от - 40 до + 60 98		

Знак утверждения типа

наносится на эксплуатационную документацию типографским способом и методом термотрансферной печати на табличку трансформатора.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение			Количество
Трансформатор тока	ТШЧМС-0,66	ТЧМС-0,66	ТЧМСП-0,66	1 шт.
Паспорт	1ВД.761.185 ПС	1ВД.767.046 ПС	1ВД.767.047 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ВД0.412.173			1 экз. на партию

Сведения о методиках (методах) измерений

раздел 3, руководства по эксплуатации ВД0.412.173.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока

Государственная поверочная схема для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока (утверждена приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2768)

ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия

ТУ 16-717.008-77 Трансформаторы тока типов ТШЧМС-0,66, ТЧМС-0,66 и ТЧМСП-0,66. Технические условия

Изготовитель

Акционерное общество высоковольтного оборудования «Электроаппарат»

(АО ВО «Электроаппарат»)

ИНН 7801032688

Адрес: 199106, г. Санкт-Петербург, 24 линия В.О., д. 3-7, литер И, офис 1

Телефон: +7 (812) 677-83-83

Факс: +7 (812) 677-83-84

E-mail: box@ea.spb.ru

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии - филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им.Д.И.Менделеева»

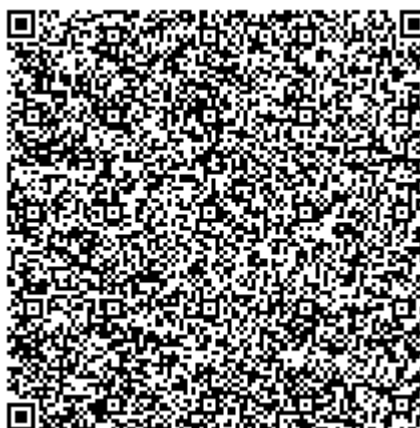
Адрес: 620075, Свердловская область, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 4

Телефон (факс): +7 (343) 350-26-18 / +7 (343) 350-20-39

Web-сайт: <http://www.uniim.ru>

E-mail: uniim@uniim.ru

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №RA.RU.311373 от 19.10.2015 г.



Регистрационный № 83293-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики давления РВМН

Назначение средства измерений

Датчики давления РВМН (далее по тексту - датчики) предназначены для непрерывных измерений и преобразований абсолютного давления в унифицированный выходной сигнал в виде силы постоянного тока.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на зависимости упругой деформации первичного тензорезисторного преобразователя от измеряемого давления. Под воздействием измеряемого давления деформируемый упругий элемент (мембрана), вызывая пропорциональное изменение электрического сопротивления тензорезисторов, собранных по мостовой схеме, которое преобразуется в выходной сигнал в виде силы постоянного тока.

Конструктивно датчики состоят из неразборного металлического корпуса, внутри которого установлен упругий элемент (мембрана) и тензорезисторы. В зависимости от исполнения, мембрана может устанавливаться на внешней стороне корпуса датчика, при этом способ крепления и тип соединения (резьбовой или без резьбовой) соответственно меняются.

Знак поверки наносится на корпус датчика и на свидетельство о поверке в соответствии с действующим Порядком проведения поверки, установленным нормативно-правовыми актами в области обеспечения единства измерений. Место нанесения знака поверки представлено на рисунке 1.

Серийные номера наносятся на корпус датчиков методом лазерной гравировки в виде цифрового кода арабскими символами, как представлено на рисунке 1.

Конструкцией не предусмотрено нанесение знака утверждения типа.

Пломбирование датчиков не предусмотрено.

Обозначение исполнения датчика в виде буквенно-цифрового кода имеет следующую структуру, расшифровка которой приведена ниже:

РВМН-Х₁-Х₂-Х₃-Х₄-Х₅-Х₆-Х₇-Х₈-Х₉-Х₁₀-Х₁₁-Х₁₂-Х₁₃-Х₁₄

где, Х₁ – тип нержавеющей стали корпуса в соответствии с 1.4404 AISI316L;

Х₂ – [5] – значение допускаемой погрешности при рабочих условиях эксплуатации $\pm 0,1$ %; [3] и [4] – не используются в РФ;

Х₃ – обозначения верхних пределов диапазонов измерений абсолютного давления (далее – ВПИ): [B11] – 0,4 бар; [B12] – 1 бар; [B15] – 1 бар; [B16] – 1,6 бар; [B17] – 2 бар; [B18] – 2,5 бар; [B19] – 4 бар; [B20] – 6 бар; [B22] – 10 бар; [B24] – 16 бар; [B25] – 20 бар; [B26] – 25 бар; [B27] – 40 бар; [B31] – 100 бар; [B38] – 400 бар.

Х₄ – вид измеряемого давления: [A] – абсолютное давление; [R] – не используется в РФ;

Х₅ – вид выходного сигнала: [A1] – сила постоянного тока (4 – 20 мА); [A2] – не используется в РФ;

Х₆ – исполнение разъема для выходного сигнала: [14] – M12, 4-х пиновый разъем; [44], [53], [54] – не используются в РФ;

Х₇ – исполнение соединения штуцера: [49] – 1/2-14 NPT; [48] – резьба 1/2А с внешней мембраной; [41] – G1/2 DIN 3852-E; [42] – резьба G1/2А коническая; [46] – резьба G1/2А с уплотнительным кольцом круглого сечения; [43] – резьба G1А с уплотнительным кольцом круглого сечения; [44] – резьба 1А с внешней мембраной; [71] – резьба G1/2 DIN 3852-E с участком охлаждения; [73] – резьба G1А с уплотнительным кольцом круглого сечения на передней стороне с участком охлаждения; [74] – резьба G1А с внешней мембраной и с участком охлаждения.

Х₈ – тип нержавеющей стали соединительных элементов в соответствии с 1.4404 AISI316L.

X₉ – уплотнение: [1] – АБК; [2] – ЭПДМ; [3] – ФКМ;

X₁₀ – тип заполняющей жидкости: [1] – стандартное масло; [2] – масло из списка NSF H1

X₁₁ – дисплей: [0] – нет;

X₁₂ – АТЕХ: не используется в РФ;

X₁₃ – допуски: [0] – нет;

X₁₄ – уменьшение размера: [C0x] – без уменьшения размера; [S0x] – с уменьшением размера.

Общий вид датчиков приведен на рисунке 1.



Рисунок 1–Общий вид датчиков, место нанесения серийных номеров и нанесения знака поверки в виде наклейки

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики датчиков приведены в таблицах 1-2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики датчиков

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений абсолютного давления, кПа (бар)	от 0 до 4000 (от 0 до 40)
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности при нормальных условиях эксплуатации, %	±1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности при рабочих условиях эксплуатации, %	±0,1

Таблица 2 – Основные технические характеристики датчиков

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: - температура окружающей среды, °C - температура измеряемой среды, °C - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от +21 до +25 от 30 до 80 от 84 до 106
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - температура измеряемой среды, °C - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от +120 до +122 95 от 84 до 106
Выходной сигнал: - сила постоянного тока, мА	от 4 до 20
Напряжение электропитания постоянного тока, В	от 8 до 30
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,6
Габаритные и присоединительные размеры, мм, не более: - длина - диаметр	110 50
Масса, кг, не более	0,8
Средний срок службы, не менее, лет	25
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	87600
Степень защиты оболочки по ГОСТ 14254-2015	IP65, IP67

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность датчиков

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик давления	PBMH-X-X-XX-X-X-X-X-X-X-X-X-X ¹⁾	1 шт.
Руководство по эксплуатации	PBM.00.001 РЭ	1 экз.
¹⁾ – Исполнение в соответствии с заказом		

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в разделе 5 документа «PBM.00.001 РЭ. Датчики давления PBMH. Руководство по эксплуатации»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователям

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 06 декабря 2019 г. № 2900 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ - $1 \cdot 10^7$ Па.

ГОСТ 22520-85 Датчики давления, разрежения и разности давлений с электрическими аналоговыми выходными сигналами ГСП. Общие технические условия

Техническая документация фирмы «Fedegari Autoclavi S.p.A.»

Изготовитель

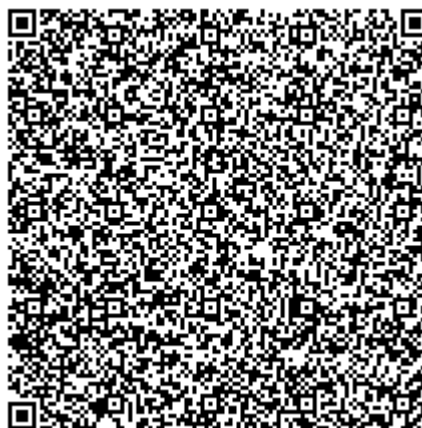
Фирма «Fedegari Autoclavi S.p.A», Италия
Адрес: 27010, S.s 235 km 8, Alduzzano, Italy
Телефон: +39 0382 434 114
E-mail: fegegari@fedegari.com
Web-сайт: www.fedegari.com

Испытательный центр

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

Адрес: 117246, г. Москва, Научный проезд, д.8, стр.1, пом. XIX, комн. № 14-17
Телефон: +7 (495) 775-48-45
E-mail: info@prommashtest.ru

Регистрационный номер RA.RU.312126 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83294-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс» - Южная тепловая станция

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс» - Южная тепловая станция предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

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), 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) «ЭКОМ-3000» с ГЛОНАСС - приемником и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС - приемника типа ЭНКС-2, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) программный комплекс (ПК) «Энергосфера».

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется накопление и передача измерительной информации на верхний уровень системы.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с 3-го уровня настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию, получаемую посредством интеграции и/или в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ, в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet от АИИС КУЭ зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальных навигационных систем ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС -приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения более $\pm 0,1$ с (программируемый параметр) сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

УСПД «ЭКОМ-3000», периодически синхронизирует собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальных навигационных систем ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС -приемника.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, с периодичностью не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 1 с (программируемый параметр) и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика, УСПД и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс» - Южная тепловая станция

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0
Наименование программного модуля ПО	pso_metr.dll
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ АСМ, ЗРУ-6 кВ, 2 сек. ш. 6 кВ, яч. 19, КЛ-6 кВ 104-19	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСПД: «ЭКОМ-3000» Рег. № 17049-14 УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная реактивная
2	ПС 110 кВ АСМ, ЗРУ-6 кВ, 2 сек. ш. 6 кВ, яч. 23, КЛ-6 кВ 104-23	ТПОЛ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
3	ПС 110 кВ АСМ, ЗРУ-6 кВ, 2 сек. ш. 6 кВ, яч. 33, КЛ-6 кВ 104-33	ТПЛ-10с 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 29390-10		СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная
4	ПС 110 кВ АСМ, ЗРУ-6 кВ, 2 сек. ш. 6 кВ, яч. 35, КЛ-6 кВ 104-35	ТПЛ-10с 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 29390-10		СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная
5	ПС 110 кВ АСМ, ЗРУ-6 кВ, 2 сек. ш. 6 кВ, яч. 37, КЛ-6 кВ 104-37	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59		СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ПС 110 кВ АСМ, ЗРУ-6 кВ, 1 сек. ш. 6 кВ, яч. 6, КЛ-6 кВ 104-6	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСПД: «ЭКОМ-3000» Рег. № 17049-14 УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная реактивная
7	ПС 110 кВ АСМ, ЗРУ-6 кВ, 1 сек. ш. 6 кВ, яч. 12, КЛ-6 кВ 104-12	ТПОЛ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
8	ПС 110 кВ АСМ, ЗРУ-6 кВ, 1 сек. ш. 6 кВ, яч. 17, КЛ-6 кВ 104-17	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59		СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная
9	РП-1 6 кВ, 1 секция 6 кВ, яч. 1, КЛ-6 кВ в сторону ТП-25 6 кВ	ТПЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная

П р и м е ч а н и я

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 собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденного типа.

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

4 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.

5 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1; 3 - 6; 8; 9 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,4	5,7
2; 7 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,1	3,0	5,5	2,7	3,5	5,8
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до плюс 40 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.							

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы относительной основной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6
1; 3 - 6; 8 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	2,7	2,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	3,2	2,5
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,6	2,8	5,4	3,7
2; 7 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,6	3,0	5,8	4,5

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
9	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
(ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,4	2,7	5,6	4,4
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$; 0,5 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до плюс 40 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	9
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 0,5

Продолжение таблицы 5

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	90000 3 100000 24 70000 1 13000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - график средних мощностей за интервал 30 мин, сут, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	113 40 45 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в УСПД;

- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках, УСПД и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера (серверного шкафа);

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

- счетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс» - Южная тепловая станция типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	8
Трансформатор тока	ТПОЛ	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10с	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	3
Устройство сбора и передачи данных	«ЭКОМ-3000»	1
Устройство синхронизации системного времени	ЭНКС-2	1
Сервер	VMware Virtual Platform	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	АСВЭ 317.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс» - Южная тепловая станция (АИИС КУЭ АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс» - Южная тепловая станция), аттестованной ООО «АСЭ», аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019 г

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс» - Южная тепловая станция

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Место нахождения: г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А

Адрес юридического лица: г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

ИНН: 3329074523

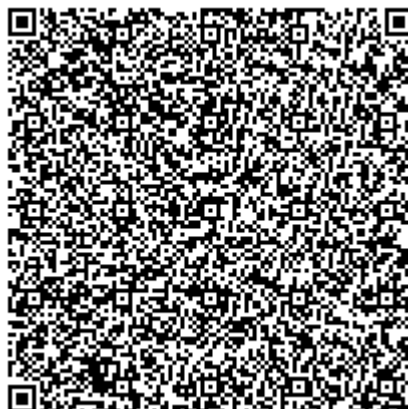
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике»

Место нахождения: г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А

Адрес юридического лица: г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц: RA.RU.312617



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83295-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «СК Алтайкрайэнерго» по объекту ПС №30 «Бирюзовая Катунь» 110/10 кВ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «СК Алтайкрайэнерго» по объекту ПС №30 «Бирюзовая Катунь» 110/10 кВ предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, 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 распределенной 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) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС-приемника типа УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний, второй уровень системы, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со 2-го уровня настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии любого расхождения сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ более 2 секунд, производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «СК Алтайкрайэнерго» по объекту ПС №30 «Бирюзовая Катунь» 110/10 кВ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Наименование программного модуля ПО	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Наименование программного модуля ПО	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Наименование программного модуля ПО	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Наименование программного модуля ПО	Metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Наименование программного модуля ПО	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Наименование программного модуля ПО	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Наименование программного модуля ПО	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Наименование программного модуля ПО	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Наименование программного модуля ПО	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Наименование программного модуля ПО	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС №30 «Бирюзовая Катунь» 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 3	ТОЛ-СЭЩ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 10500/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Super Server	активная реактивная
2	ПС №30 «Бирюзовая Катунь» 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 5	ТОЛ-СЭЩ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
3	ПС №30 «Бирюзовая Катунь» 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 7	ТОЛ-СЭЩ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
4	ПС №30 «Бирюзовая Катунь» 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 11	ТОЛ-СЭЩ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
5	ПС №30 «Бирюзовая Катунь» 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 13	ТОЛ-СЭЩ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
6	ПС №30 «Бирюзовая Катунь» 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 17	ТОЛ-СЭЩ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ПС №30 «Бирюзовая Катунь» 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 4	ТОЛ-СЭЩ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 10500/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Super Server	активная реактивная
8	ПС №30 «Бирюзовая Катунь» 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 6	ТОЛ-СЭЩ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
9	ПС №30 «Бирюзовая Катунь» 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 8	ТОЛ-СЭЩ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
10	ПС №30 «Бирюзовая Катунь» 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 12	ТОЛ-СЭЩ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
11	ПС №30 «Бирюзовая Катунь» 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 14	ТОЛ-СЭЩ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	ПС №30 «Бирюзовая Катунь» 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 18	ТОЛ-СЭЩ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 10500/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Super Server	активная реактивная
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 собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик. 2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа. 3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений. 5 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.						

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 12 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,01I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	2,1	3,0	5,5	2,7	3,5	5,8
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до плюс 40 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.							

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 12 (ТТ 0,5S; ТН 0,5 Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,6	3,0	5,8	4,5
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до плюс 40 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	12
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	165000 2 70000 1 45000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	114 40 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	± 5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчиках и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «СК Алтайкрайэнерго» по объекту ПС №30 «Бирюзовая Катунь» 110/10 кВ.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	36
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	12
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	Super Server	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Формуляр	АСВЭ 304.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии АО «СК Алтайкрайэнерго» по объекту ПС №30 «Бирюзовая Катунь» 110/10 кВ (АИИС КУЭ АО «СК Алтайкрайэнерго» по объекту ПС №30 «Бирюзовая Катунь» 110/10 кВ)», аттестованной ООО «АСЭ», аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019 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.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Место нахождения: г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А

Адрес юридического лица: г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

ИНН: 3329074523

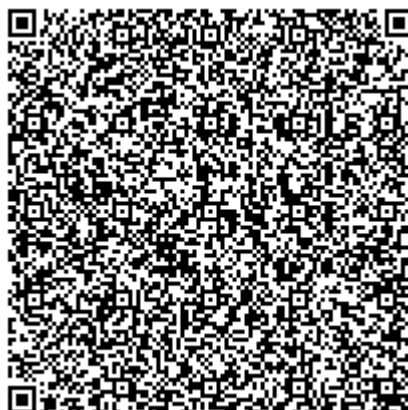
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике»

Место нахождения: г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А

Адрес юридического лица: г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц: RA.RU.312617



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83296-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ВымпелКом» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ), программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» и каналобразующую аппаратуру.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение измерительной информации.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и оформление отчетных документов.

ИВК обеспечивает:

- автоматический регламентный сбор информации – результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- обеспечение цикличности сбора информации (результатов измерений) – 1 сутки;
- обеспечение глубины хранения информации (профиля);
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;
- конфигурирование и параметрирование;
- контроль достоверности данных;
- ведение отчетных форм;
- расчет необходимых учетных показателей, в том числе с учетом потерь от точки измерений до точки поставки;
- прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц (предприятий потребителей, сетевых организаций, смежных субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ) и др.), получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Сервер БД по сети Internet с использованием электронной подписи (ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

Журналы событий сервера БД отражают время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ГРЩ 0,4 кВ, Ввод №1 0,4 кВ, здание офиса ПАО "Вымпелком"	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 71031-18	—	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивна я	±1,0 ±2,4	±3,9 ±6,8
2	ГРЩ 0,4 кВ, Ввод №2 0,4 кВ, здание офиса ПАО "Вымпелком"	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 71031-18	—	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		активная реактивна я	±1,0 ±2,4	±3,9 ±6,8
3	ВРЩ 0,4 кВ, Ввод №3 0,4 кВ, здание офиса ПАО "Вымпелком"	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 71031-18	—	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20		активная реактивна я	±1,0 ±2,4	±3,9 ±6,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8_{\text{инд}}$, $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+65\text{ }^{\circ}\text{C}$. 4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5. Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 6. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденного типа. 7. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	3
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСВ, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +65 от -25 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 30 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

- счетчиков (функция автоматизирована);
- сервера БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	Т-0,66 М УЗ	6 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	3 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RAL-P4GB-DW-4	3 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1 шт.
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.947 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Вымпелком», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

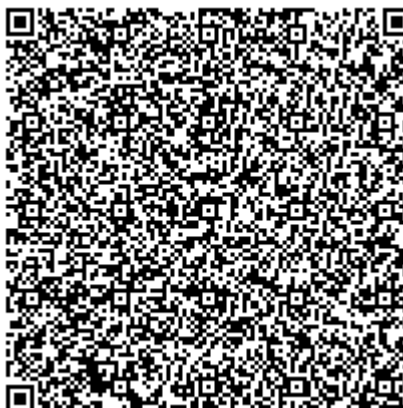
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83297-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества нефтепродуктов (высокоэффективных масел) на участке УпПНВМ, получаемых ООО «ЛЛК-Интернешнл» ТПП в г. Волгоград от ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»

Назначение средства измерений

Система измерений количества нефтепродуктов (высокоэффективных масел) на участке УпПНВМ, получаемых ООО «ЛЛК-Интернешнл» ТПП в г. Волгоград от ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» (далее – СИКНП) предназначена для измерений массы нефтепродуктов (высокоэффективных масел).

Описание средства измерений

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

В состав СИКНП входят:

- блок измерительных линий (далее – БИЛ), состоящий из двух рабочих и одной контрольно-резервной измерительных линий;
- СОИ.

Состав ИК СИКНП представлен в таблице 1

Таблица 1 – Состав ИК СИКНП

Наименование ИК	Состав ИК		
	Первичный измерительный преобразователь	СОИ	
		Промежуточный измерительный преобразователь	Контроллер измерительный
ИК массового расхода (массы)	Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (модель CMF с преобразователем модели 2700) (далее – СРМ) (регистрационный номер 45115-16 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер))	–	Контроллеры измерительные ROC/FloBoss, модификации FloBoss 107 (регистрационный номер 59616-15)

Продолжение таблицы 1

Наименование ИК	Состав ИК		
	Первичный измерительный преобразователь	СОИ	
		Промежуточный измерительный преобразователь	Контроллер измерительный
ИК давления	Преобразователи давления измерительные 3051 (модель 3051T) (регистрационный номер 14061-15)	Преобразователи измерительные модели D1000 (модификация D1014D) (регистрационный номер 64283-16)	Контроллеры измерительные ROC/FloBoss, модификации FloBoss 107 (регистрационный номер 59616-15)
ИК температуры	Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный номер 53211-13)	Преобразователи измерительные модели D1000 (модификация D1072D) (регистрационный номер 64283-16)	

Основные функции СИКНП:

- измерение массового расхода, массы, избыточного давления и температуры нефтепродуктов (высокоэффективных масел);
- регистрация, индикация и хранение результатов измерений;
- формирование, отображение и печать текущих отчетов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Пломбирование СИКНП не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНП.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНП обеспечивает реализацию функций СИКНП и состоит из ПО контроллеров измерительных ROC/FloBoss модификации FloBoss 107 (далее – контроллеры).

ПО СИКНП защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем применения систем идентификации пользователя с помощью логина и пароля.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	08Q026
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.01
Цифровой идентификатор ПО	0x038E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16
Наименование ПО	Вычисления расхода для линейного расходомера для FloBoss 107, 107E

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода (массы) нефтепродуктов (высокоэффективных масел) по каждой измерительной линии, т/ч	от 10 до 30
Диапазон измерений избыточного давления нефтепродуктов, МПа	от 0 до 1,6
Диапазон измерений температуры нефтепродуктов, °С	от -50 до +300
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов (высокоэффективных масел), %	±0,25
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений ИК давления, % диапазона измерений	±0,56
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений ИК температуры, °С	±1,36
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА, % диапазона измерений	±0,22
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений сигналов термопреобразователей сопротивления, % диапазона измерений	±0,28

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефтепродукты (высокоэффективные масла)
Температура нефтепродуктов (высокоэффективных масел), °С	от +10 до +90
Избыточное давление нефтепродуктов (высокоэффективных масел), МПа	от 0,4 до 1,0
Плотность нефтепродуктов (высокоэффективных масел) при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м ³	от 830 до 950
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Условия эксплуатации СИКНП: а) температура окружающего воздуха, °С: – в месте установки СИ БИЛ – в месте установки СИ СОИ б) относительная влажность, %, не более в) атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +15 до +30 95, без конденсации влаги от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта СИКНП типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества нефтепродуктов (высокоэффективных масел) на участке УпПНВМ, получаемых ООО «ЛЛК-Интернешнл» ТПП в г. Волгоград от ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка», заводской № 02	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	МП 0406/2-311229-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Государственная система обеспечения единства измерений. Массовый расход и масса нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества нефтепродуктов (высокоэффективных масел) на участке УпПНВМ, получаемых ООО «ЛЛК-Интернешнл» ТПП в г. Волгоград от ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2021.40528.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта № 256 от 7 февраля 2018 года «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛЛК-Интернешнл»
(ООО «ЛЛК-Интернешнл»)
ИНН 7702583250
Адрес: 119180, г. Москва, ул. Малая Якиманка, 6
Телефон: +7 (495) 627-40-20
Web-сайт: <https://lukoil-masla.ru/>
E-mail: masla-sales@lukoil.com

Испытательный центр

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

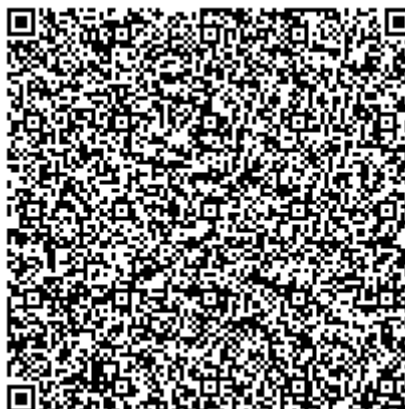
Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83298-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Станции актинометрические СФ-14-21

Назначение средства измерений

Станции актинометрические СФ-14-21 (далее – станции СФ-14-21) предназначены для измерений прямой, суммарной/отраженной/рассеянной энергетической освещенности, создаваемой солнечным излучением, и радиационного баланса исследуемой поверхности в естественных условиях.

Описание средства измерений

Принцип действия станций СФ-14-21 основан на поступлении сигналов от датчиков (первичных преобразователей характеристик среды, установленных на открытом воздухе) на соответствующие измерительные устройства, находящиеся в блоке электронном, где они обрабатываются, преобразовываются в цифровую информацию и отправляются по интерфейсу RS-485 на персональный компьютер (далее – ПК).

Одновременно оператор производит ручной ввод параметров, не измеряемых автоматически, а также другой информации, необходимой для получения заданных данных.

На ПК происходит обработка информации, расчет косвенных дополнительных параметров и запись информации на жесткий диск в архивные каталоги. После обработки информация отображается на мониторе ПК в виде мнемосхемы соответствующей программы станции СФ-14-21.

Комплектация станции СФ-14-21 производится готовыми изделиями (ПК, модемы, датчики), маркировку и пломбирование которых осуществляется изготовитель согласно технической документации на них.

В состав станций СФ-14-21 входят:

- актинометр «Пеленг СФ-12-21»;
- три пиранометра «Пеленг СФ-06-21»;
- балансомер ПЕЛЕНГ СФ-08-21;
- блок электронный;
- комплект монтажных частей;
- блок питания;
- коробка соединительная;
- программное обеспечение (далее – ПО) (1530.100230519.6271-01);
- комплект монтажных частей;
- ПК.

Серийный номер наносится на блок питания. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Общий вид станций СФ-14-21 приведен на рисунке 1.

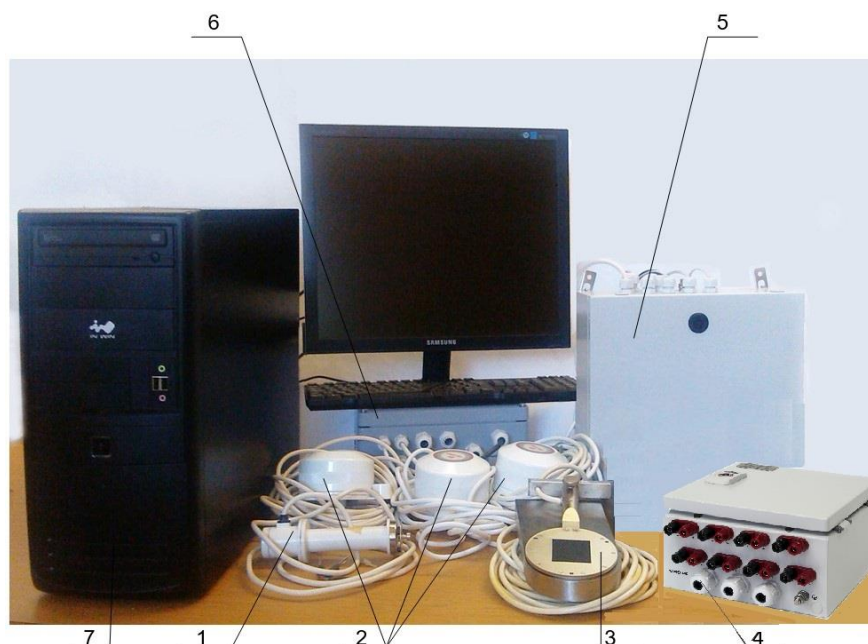


Рисунок 1 — Общий вид станций актинометрических СФ-14-21
1 – актинометр; 2 – пиранометры ; 3 – балансомер; 4 – блок электронный;
5 – блок питания; 6 – коробка соединительная; 7 – ПК

Программное обеспечение

Станции СФ-14-21 имеют программное обеспечение 1530.100230519.6271-01, которое состоит из встроенного ПО 6271.00.00.000_6271.05.00.100_DD5 и автономного ПО 1530.100230519.6271-01. Встроенное ПО предназначено для обработки измерительной информации от первичных измерительных преобразователя и выдачи информации в линию связи, а автономное, предназначено для отображения и хранения результатов измерений на ПК.

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

Влияние ПО учтено при нормировании метрологических характеристик.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	6271.00.00.000_6271.05.00.100_DD5_v.1.00	1530.100230519.6271-01
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.00	не ниже 01

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений суммарной/отраженной/рассеянной энергетической освещенности (СФ-06-21), кВт/м ²	0,01 до 1,60
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения суммарной/отраженной/рассеянной энергетической освещенности (СФ-06-21), %	±10
Коэффициент преобразования головки при нормальном падении радиации на приёмник (СФ-06-21), мВ·м2/кВт, не менее	8*

Продолжение таблицы 1

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений суммарной/отраженной/рассеянной энергетической освещенности, вызываемой отклонением температуры воздуха от нормального значения +20 °С, на каждые 10 °С (СФ-06-21), %	±1,5
Диапазон измерений радиационного баланса (СФ-08-21), кВт/м ²	от 0,01 до 1,60
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений радиационного баланса (СФ-08-21), %	±10
Коэффициент преобразования (СФ-08-21), мВ·м ² /кВт, не менее	7*
Разность коэффициентов преобразования сторон (асимметрия преобразователя) (СФ-08-21), %, не более	±5
Диапазон измерений прямой энергетической освещенности солнечным излучением (СФ-12-21), кВт/м ²	от 0,01 до 1,60
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений прямой энергетической освещенности солнечным излучением (СФ-12-21), %	±3
Пределы дополнительной относительной погрешности измерений прямой энергетической освещенности солнечным излучением, вызываемой отклонением температуры воздуха от нормального значения +20 °С (СФ-12-21), на каждые 10 °С, %	±1
Коэффициент преобразования при нормальном падении радиации, не менее (СФ-12-21), мВ·м ² /кВт	4*
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С	20
* конкретное значение коэффициента преобразования устанавливается при поверке и указывается в паспорте	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристик	Значение			
Спектральный диапазон, мкм (СФ-06-21)	от 0,3 до 2,8 от 0,28 до 4,00*			
Спектральный диапазон, мкм (СФ-08-21)	от 0,28 до 40,0			
Спектральный диапазон, мкм (СФ-12-21)	от 0,3 до 40,0			
Параметры питания, от сети переменного тока: - напряжение, В - частота, Гц	от 207 до 253 от 49 до 51			
Потребляемая мощность, не более, В·А	300			
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015 - датчики, блок электронный, коробка соединительная; - блок питания, ПК	IP65 IP40			
Средняя наработка на отказ, ч	10000			
Срок службы, лет	10			
Габаритные размеры, мм, не более:	длина	ширина	высота	диаметр
- пиранометр «Пеленг СФ-06-21»;	-	-	125	102
- балансомер ПЕЛЕНГ СФ-08-21;	210	115	40	-
- актинометр «Пеленг СФ-12-21»;	210	115	25	-
- блок электронный;	200	200	120	-
- блок питания;	127	360	300	-
- коробка соединительная	120	260	193	-

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристик	Значение
Масса, кг, не более: - пиранометр «Пеленг СФ-06-21»; - балансомер ПЕЛЕНГ СФ-08-21; - актинометр «Пеленг СФ-12-21»; - блок электронный; - блок питания; - коробка соединительная	1,1 1,2 1,0 3,0 10,0 3,0
Условия эксплуатации (кроме блока питания): - температура воздуха, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, гПа Условия эксплуатации (для блока питания): - температура воздуха, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, гПа	от -60 до +80 от 0 до 100 от 600 до 1100 от +1 до +40 от 20 до 80 от 600 до 1100
* с кварцевым колпаком	

Знак утверждения типа

наносится на табличку, располагаемую на верхней панели блока питания и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность станций актинометрических СФ-14-21

Наименование	Обозначение	Количество
Пиранометр «Пеленг СФ-06-21»	6251.00.00.000-01	3
Балансомер ПЕЛЕНГ СФ-08-21	6256.00.00.000-01	1
Актинометр «Пеленг СФ-12-21»	6265.00.00.000-01	1
Блок электронный	6271.05.00.000	1
Коробка соединительная	6271.00.01.000	1
Блок питания	6271.00.02.000	1
Комплект монтажных частей	6271.01.00.000	1
Накопитель USB FLASH 16 GB	-	1
Источник бесперебойного питания 1500VA	-	1*
Программное обеспечение (ПО)	1530.100230519. 6271-01	1
Монитор 23,8"		1*
Системный блок в составе: процессор Intel, винчестер 1 Tb, оперативная память 16 Gb, клавиатура проводная, мышь проводная, ОС Windows	-	1*
Устройство многофункциональное Canon I-Sensys MF249dw	-	1*
Комплект тары	6271.02.00.000	1
Руководство по эксплуатации	6271.00.00.000 РЭ	1
Паспорт	6271.00.00.000 ПС	1
Методика поверки	МП 254-0107-2021	1
Ведомость эксплуатационных документов	6271.00.00.000 ВЭ	1
* Комплектация уточняется при заказе, осуществляется в соответствии с договором поставки		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 Руководства по эксплуатации «Станция актинометрическая СФ-14-21».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к станциям актинометрическим СФ-14-21

Постановление Правительства РФ № 1847 от 16 ноября 2020 г. «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений и выполняемых при осуществлении деятельности в области гидрометеорологии, мониторинга состояния и загрязнения окружающей среды» п. 9.15.

Государственная поверочная схема для средств измерений спектральной плотности энергетической яркости, спектральной плотности силы излучения, спектральной плотности энергетической освещенности, силы излучения и энергетической освещенности в диапазоне длин волн от 0,2 до 25,0 мкм, спектральной плотности потока излучения в диапазоне длин волн от 0,25 до 2,5 мкм, энергетической освещенности и энергетической яркости монохроматического излучения в диапазоне длин волн от 0,45 до 1,6 мкм, спектральной плотности потока излучения возбуждения флуоресценции в диапазоне длин волн от 0,25 до 0,8 мкм и спектральной плотности потока излучения эмиссии флуоресценции в диапазоне длин волн от 0,25 до 0,85 мкм, утвержденная приказом Росстандарта от 29.12.2018 г. № 2815.

Технические условия ТУ ВУ 100230519.192-2021 «Станция актинометрическая СФ-14-21».

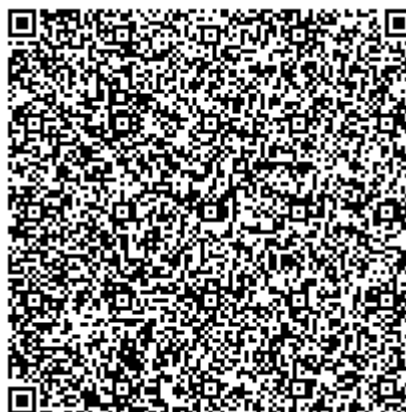
Изготовитель

Открытое акционерное общество «Пеленг» (ОАО «Пеленг»)
Адрес: ул. Макаенка, 25, 220114 Минск, Республика Беларусь
Телефон: + (375) 17-389-11-00
Факс: + (375) 17-389-11-24
Web-сайт: www.peleng.by
E-mail: info@peleng.by

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии 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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83299-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы жидкости люминесцентно-фотометрические «Флюорат-02»

Назначение средства измерений

Анализаторы жидкости люминесцентно-фотометрические «Флюорат-02» (в дальнейшем анализаторы) предназначены для измерений содержания различных компонентов в жидких пробах.

Описание средства измерений

Принцип действия канала регистрации люминесценции анализаторов основан на измерении интенсивности светового потока от исследуемого объекта, возникающего под воздействием возбуждающего оптического излучения выделенного спектрального диапазона или в результате химических реакций и регистрируемого фотоприёмником этого канала. Фотометрический канал (канал пропускания) анализаторов предназначен для измерений коэффициента направленного пропускания исследуемого объекта.

Оптическая схема анализатора позволяет реализовать методы фотометрического анализа, а также нефелометрии и турбидиметрии.

Анализаторы конструктивно выполнены в виде настольных лабораторных приборов и представляют собой единый блок и состоят из источника оптического излучения (ксеноновая лампа), элементов оптической схемы, кюветного отделения с портами для светофильтров каналов пропускания и регистрации люминесценции, фотоприемников оптических каналов, микропроцессорной системы, в которой происходит обработка сигналов и вычисление результата измерений. Свет от источника излучения, работающего в импульсном режиме, проходит через светофильтр, выделяющий спектральную область возбуждения, и поступает на светоделительную пластину, которая разделяет световой поток на два канала: опорный канал и канал возбуждения люминесценции, одновременно являющийся и фотометрическим каналом. В опорном канале излучение, минуя образец, поступает на приемник излучения этого канала, формируя электрический сигнал сравнения, который служит для коррекции нестабильности работы лампы от импульса к импульсу. В канале возбуждения люминесценции/фотометрическом канале свет проходит через исследуемый образец, вызывая его люминесценцию, и затем поступает на его фотоприемник. Электрический сигнал этого приемника зависит от коэффициента направленного пропускания исследуемого объекта. В канале регистрации люминесценции излучение люминесцирующих компонентов исследуемого объекта проходит через светофильтр, выделяющий спектральную область регистрации, и попадает на приемник излучения канала регистрации люминесценции. Электрический сигнал этого приемника зависит от концентрации и состава определяемых веществ в растворе и называется сигналом люминесценции.

При помощи микропроцессорной системы анализаторов производится обработка сигналов от фотоприёмников всех каналов и вычисление концентрации определяемых веществ с использованием предварительно установленной градуировочной характеристики.

Анализаторы выпускаются в следующих модификациях:

«Флюорат-02-4М» - для измерения коэффициента направленного пропускания и интенсивности флуоресценции, фосфоресценции и хемилюминесценции проб, в качестве флуориметрического детектора для хроматографии;

«Флюорат-02-5М» - для измерения коэффициента направленного пропускания и интенсивности флуоресценции.

Знак утверждения типа находится на лицевой панели анализатора; заводской номер наносится на шильд, расположенный на задней панели анализатора.

Обе модификации анализаторов имеют одинаковый внешний вид, который представлен на рисунке 1.

Пломбирование анализаторов не предусмотрено.

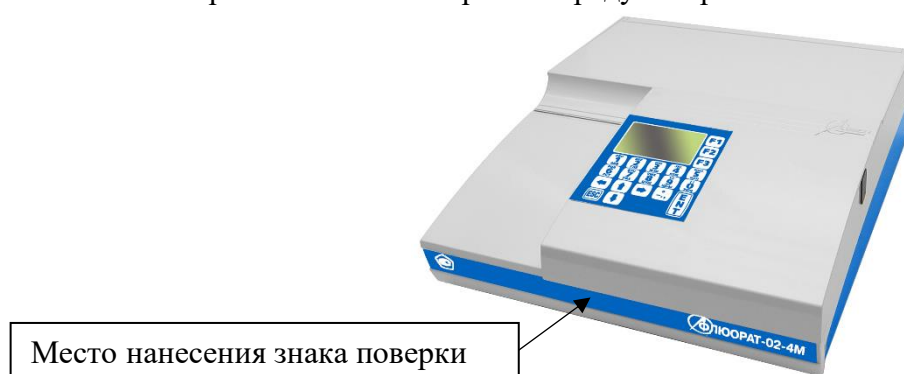


Рисунок 1 – Общий вид анализаторов жидкости люминесцентно-фотометрических
«Флюорат-02»

Программное обеспечение

Анализаторы оснащены как встроенным, так и автономным программным обеспечением (ПО) для управляющего компьютера; использование автономного ПО является опциональным. Сведения об идентификационных данных (признаках) встроенного и автономного ПО приведены в таблице 1.

Встроенное ПО выполняет следующие функции:

- управление работой анализаторов без подключения к внешнему компьютеру;
- сбор и обработка измерительной информации, поступающей с фотоприемников;
- расчет коэффициентов направленного пропускания и интенсивности люминесценции проб;
- градуировка анализаторов и вычисление результатов измерений;
- сохранение результатов измерений и градуировочных характеристик в энергонезависимой памяти.

Метрологически значимой частью автономного ПО «Флюорейт» является динамически подключаемая библиотека FluoratMetrology.dll.

Автономное ПО «Флюорейт» выполняет следующие функции:

- управление работой анализаторов, подключенных к внешнему компьютеру;
- сбор и обработка измерительной информации, поступающей от анализаторов через USB-порт;
- градуировка анализаторов и вычисление результатов измерений;
- сохранение градуировочных характеристик и результатов измерений на жестком диске персонального компьютера;
- создание отчетов по результатам измерений.

Уровень защиты встроенного и автономного ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014. Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при их нормировании.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Встроенное ПО	Автономное ПО
Идентификационное наименование ПО	Fluorat	FluoratMetrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 34.0	Не ниже 1.00.157
Цифровой идентификатор ПО	9A39	9186dd318d89db65e16f69a1e754ebe3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16 (ARC)	MD5
Примечание –Значения цифрового идентификатора ПО, указанные в таблице, относятся только к ПО указанной версии		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 -Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Спектральный диапазон оптического излучения, нм:	
модификация «Флюорат-02-4М»	
канал возбуждения	от 250 до 650
канал пропускания	от 250 до 650
канал регистрации	от 250 до 650
модификация «Флюорат-02-5М»	
канал возбуждения	от 250 до 900
канал пропускания	от 250 до 900
канал регистрации	от 250 до 900
Предел обнаружения контрольного вещества (фенола) в воде, мг/дм ³ , не более	0,005
Диапазон измерений массовой концентрации контрольного вещества (фенола) в воде, мг/дм ³	от 0,01 до 25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности анализатора при измерении массовой концентрации контрольного вещества (фенола) в воде, мг/дм ³	$\pm(0,004 + 0,10 \cdot C^*)$
Диапазон измерений коэффициента направленного пропускания, %	от 5 до 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента направленного пропускания, %	± 2
* C- текущее значение массовой концентрации контрольного вещества (фенола), мг/дм ³ .	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время прогрева, мин, не более	30
Время непрерывной работы, ч, не менее	8
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	305x320x110
Масса, кг, не более	6,5
Питание от сети переменного тока: – напряжение питания переменного тока, В – частота, Гц	(220 ± 22) (50 ± 1)
Потребляемая мощность, В·А, не более	36
Наработка на отказ, ч, не менее	2500
Средний срок службы, лет	5
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – атмосферное давление, кПа – относительная влажность, не более	от 10 до 35 от 84 до 106,7 80

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель анализаторов и/или шильд и титульный лист Руководства по эксплуатации методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт
Анализатор жидкости люминесцентно-фотометрический «Флюорат-02»	—	1 шт.
Сетевой кабель	—	1 шт.
Программное обеспечение «Флюорейт» на электронном носителе	—	По заказу потребителя
Интерфейсный кабель	—	По заказу потребителя
Светофильтр № 1	—	1 шт.
Светофильтр № 3	—	1 шт.
Предохранитель 1 А	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	3500X.00.00.00.00 РЭ*	1 экз.
Формуляр	35000.00.00.00.00 ФО	1 экз.
Руководство пользователя ПО «Флюорейт»	350.00.00.00.00 РП	1 экз. **
* X = 4 для модификации «Флюорат-02-4М»; 5 - для модификации «Флюорат-02-5М» ** Поставляется при поставке ПО «Флюорейт»		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации (подразделы 2.6 - 2.7); при использовании в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений анализатор применяется в соответствии с аттестованными методиками (методами) измерений.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам жидкости люминесцентно-фотометрическим «Флюорат-02»

Государственная поверочная схема для средств измерений спектральных, интегральных и редуцированных коэффициентов направленного пропускания и оптической плотности в диапазоне длин волн от 0,2 до 50,0 мкм, диффузного и зеркального отражений в диапазоне длин волн от 0,2 до 20,0 мкм, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2517 от 27.11.2018 г.

ТУ 4215-350-45549798-2013 «Анализаторы жидкости люминесцентно-фотометрические «Флюорат-02». Технические условия»

Изготовитель

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

ИНН 7816033050

Адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Михайлова, д.11, литер И, корп.205, пом. 1-Н, комната 25 Телефон/Факс: (812)335-03-36

E-mail: lumex@lumex.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19

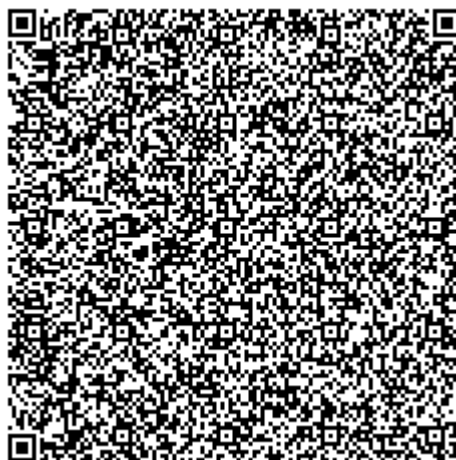
Телефон: +7 (812) 251-76-01

Факс: +7 (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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83300-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики расхода лопастные Signet

Назначение средства измерений

Датчики расхода лопастные Signet (далее по тексту – датчики) предназначены для преобразований объемного расхода и объема жидкости в сигналы силы постоянного тока и частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на преобразовании объемного расхода жидкости в трубопроводе в частотный (импульсный) или токовый сигнал силы постоянного тока, пропорциональный частоте вращения лопастного ротора датчика. Скорость вращения лопастного ротора пропорциональна объемному расходу жидкости.

Датчики выпускаются в следующих модификациях: 515, 525, 2536, 2537, 2540, 8510, 8512.

Конструктивно датчики состоят из лопастного ротора, закрепленного на конце погружной штанги, счетного устройства и электронного блока (усилителя сигналов для модификаций 515, 525 или усилителя-формирователя для модификаций 2536, 2537, 2540, 8510, 8512). В погружную штангу вмонтирован емкостной преобразователь, формирующий частотный (синусоидальный – для модификаций 515, 525 или импульсный для модификаций 2536, 2537, 2540, 8510, 8512) сигнал, пропорциональный частоте вращения лопастного ротора.

Электронный блок (усилитель или усилитель-формирователь) датчиков выполнен в герметичном корпусе, внутри которого расположены печатные платы и элементы присоединения внешних цепей. Ввод кабелей питания и связи осуществляются через кабельные гермовводы, обеспечивающие заданную степень пылевлагозащищенности. Кроме гермовводов на корпусе измерительного блока имеется клемма защитного заземления (зануления) датчиков.

Модификация 2537 имеет сигналы: цифровой, токовый силы постоянного тока от 4 до 20 мА и частотный импульсный до 300 Гц, в зависимости от исполнения. Датчики имеют четыре конструктивных исполнения (Standard, Integral, Wet-tap, Hot-tap) в зависимости от диаметра условного прохода трубопровода.

Исполнения Standard и Integral предназначены для установки в монтажный фитинг при отсутствии давления в трубопроводе. Данный тип корпуса не позволяет вынимать датчик из монтажного фитинга при наличии давления в трубопроводе системе.

Исполнение Wet-tap представляет собой удлиненную версия исполнения Standard. Датчик устанавливается в переходный фитинг, который первоначально крепится в монтажном фитинге при отсутствии давления в трубопроводе, после чего датчик можно вынимать и устанавливать из переходного и монтажного фитинга при наличии давления в трубопроводе.

Датчики исполнения Hot-tap устанавливаются в переходный фитинг, который первоначально крепится на трубопроводе даже при наличии давления в трубопроводе.

Общий вид датчиков представлен на рисунке 1. Конструкцией датчиков не предусмотрено пломбирование, нанесение знака поверки и знака утверждения типа. Знак поверки рекомендуется наносить на свидетельство о поверке в соответствии с действующим законодательством. Заводской номер состоящий из арабских цифр наносится на наклейку на корпусе датчика, либо методом лазерной гравировки на торце фланца датчика, только для модификаций 525 и 2540, в местах, указанных на рисунке 2.



А)



Б)



В)



Г)



Д)

Рисунок 1 – Общий вид датчиков модификаций:
А) 515/8510; Б) 525; В) 2536/8512; Г) 2537; Д) 2540



А)



Б)

Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера:
А) для датчиков модификаций 525 и 2540;
Б) для всех остальных модификаций.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 1-2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение				
	Модификация				
	515/8510	2536/8512	2537	2540	525
Диаметр условного прохода, мм	от 15 до 900	от 15 до 900	от 15 до 200	от 40 до 900	от 15 до 300
Диапазон измерений объемного расхода жидкости, м ³ /ч	от 0,2 до 10000	от 0,05 до 10000	от 0,05 до 700	от 0,45 до 10000	от 0,2 до 1550
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема, %	±1,5				

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение				
	Модификация				
	515/8510	2536/8512	2537	2540	525
Максимальное рабочее давление, МПа	1,4		1,25	1,7	10,3
Температура измеряемой среды, °С	от -18 до 100	от -18 до 85	от -18 до 85	от -18 до 100	от -18 до 149
Длина кабеля, м	7,6 (до 60)	7,6 (до 305)	7,6 (до 300)	7,6 (до 300)	7,6 (до 60)
Напряжение питания от сети постоянного тока, В	от 3,5 до 24				
Выходной сигнал: - силы постоянного тока, мА - цифровой - номинальный частотный, Гц (мин. / макс)	- - 19,7 от 5,9 до 118,2) (синусоидальн ый)	- - 49 от 4,9 до 294) (импульсный)	от 4 до 20 + 49 от 4,9 до 294) (импульсный)	- - 49 от 4,9 до 294) (импульсный)	- - 39,4 от 19,7 до 236,4) (синусоидальны й)
Габаритные размеры, мм, не более: - длина - ширина - высота	64 64 409	64 64 409	64 94 171	64 64 457	64 64 150
Масса, кг, не более,	0,9	0,9	0,7	2,2	0,8

продолжение таблицы 2

Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	от -10 до +70 от 84,0 до 106,7 90 (без образования конденсата)
Средний срок службы, лет, не более	12
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	30000

Знак утверждения типа

наносится на титульном листе паспорта датчика типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность датчиков

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик расхода лопастной Signet	По заказу	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.
Методика поверки	МП-288/04-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Техническая информация» «Датчики расхода лопастные Signet. Руководство по эксплуатации»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к датчикам расхода лопастным Signet

Приказ Росстандарта 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

Техническая документация «Georg Fischer Piping Systems Ltd», Швейцария

Изготовитель

«Georg Fischer Signet LLC», США

Адрес: 3401, Aero Jet Avenue 91731-2882, El Monte CA, USA

Испытательный центр

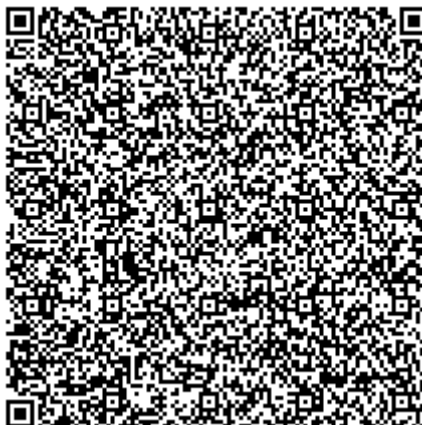
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119530, г. Москва, Очаковское ш., д. 34, пом. VII, комн. 6

Тел.: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Регистрационный номер RA.RU.312126 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83301-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователь измерительный NRP-Z92

Назначение средства измерений

Преобразователь измерительный NRP-Z92 (далее – преобразователь NRP-Z92) предназначен для измерений средней мощности СВЧ колебаний.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователя NRP-Z92 основан на преобразовании входного сигнала мощности СВЧ в цифровую форму и передаче его по последовательному интерфейсу измерительному прибору (устройство управления и отображения).

В качестве измерительных приборов при наличии необходимых программных и аппаратных опций могут использоваться:

- анализаторы спектра серий FSL, FSP, FSU, FSUP, FSQ;
- векторные анализаторы цепей серий ZVA, ZVB, ZVT, ZVL;
- генераторы сигналов серии SMA;
- блоки ваттметра СВЧ серии NRP;

– ПК с интерфейсом USB, работающим под управлением операционной системы Windows, через адаптер USB NRP-Z4 пассивный или адаптер активный NRP-Z3.

Конструктивно преобразователь NRP-Z92 выполнен в виде малогабаритного пластмассового корпуса с СВЧ разъемом (коаксиальный соединитель) и кабелем для подключения к измерительному прибору (устройству управления и отображения) или к адаптеру USB.

Питание преобразователя NRP-Z92 осуществляется от USB-разъема измерительных приборов (устройств управления и отображения) фирмы «Rohde&Schwarz» или ПК.

Внешний вид преобразователя NRP-Z92 представлен на рисунке 1.

Элементы преобразователя NRP-Z92, влияющие на метрологические характеристики, защищены от несанкционированного доступа при помощи пломбирования (наклейки). Схема пломбирования преобразователя NRP-Z92 от несанкционированного доступа приведена на рисунке 1.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, места нанесения знака утверждения типа, заводского номера представлены на рисунке 1.



- 1 – наклейка от несанкционированного доступа;
- 2 – место нанесения знака утверждения типа;
- 3 – место нанесения заводского номера;
- 4 – СВЧ разъем (коаксиальный соединитель);
- 5 – кабель для подключения к измерительному прибору или адаптеру USB.

Рисунок 1 – Общий вид преобразователя NRP-Z92

Программное обеспечение

Программное обеспечения (далее – ПО) выполняет функции: управление работой преобразователя NRP-Z92, выбор режимов измерений, выбор формы индикации и регистрации результатов измерений.

ПО не может быть использовано отдельно от измерительно-вычислительной платформы преобразователя NRP-Z92. Метрологически значимая часть ПО и измеренные данные не имеют специальных средств защиты от преднамеренных и непреднамеренных изменений.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «низкий» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные (признаки) метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Power Viewer
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Version 2.5.0.0
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих частот, ГГц	от $9 \cdot 10^{-6}$ до 6,0
КСВН входа, не более в диапазоне частот от 9 кГц до 2,4 ГГц включ. в диапазоне частот св. 2,4 до 6,0 ГГц	1,13 1,20
Диапазон измерений мощности, Вт	от $2 \cdot 10^{-9}$ до 2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений мощности в диапазоне мощности от $1 \cdot 10^{-8}$ до 2 Вт, %	$\pm 6,0$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Коаксиальный соединитель входа	N «вилка» ГОСТ РВ 51914-2002
Масса кг, не более	0,37
Габаритные размеры, мм длина ширина высота	214 48 31
Рабочие условия применения: температура окружающего воздуха, °C относительная влажность окружающего воздуха при +30 °C, %, не более	от +15 до +35 90

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист документа 1171.7005.42-21 РЭ «Преобразователь измерительный NRP-Z92. Руководство по эксплуатации» и на корпус преобразователя NRP-Z92 методом офсетной печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность преобразователя NRP-Z92

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь измерительный, серийный № 142109	NRP-Z92	1 шт.
Пассивный адаптер USB-интерфейса R&S	NRP-Z4	1 шт.
CD-диск с ПО	1144.1339.08	1 шт
Руководство по эксплуатации	1171.7005.42-21 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 1171.7005.42-21 РЭ «Преобразователь измерительный NRP-Z92. Руководство по эксплуатации», глава 3 «Работа с преобразователем».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователю измерительному NRP-Z92

Приказ Росстандарта № 3461 от 30.12.2019 «Государственная поверочная схема для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 9 кГц до 37,5 ГГц»

Техническая документация фирмы-изготовителя

Изготовитель

Фирма «Rohde & Schwarz GmbH Co.KG», Германия
Адрес: Muhldorfstrabe 15, D-81671 Munchen. Germany.
Телефон: +49 89 41 290
Факс: +49 89 41 29 12164
Web-сайт: www.rohde-schwarz.com
E-mail: customersupport@rohde-schwarz.com

Испытательный центр

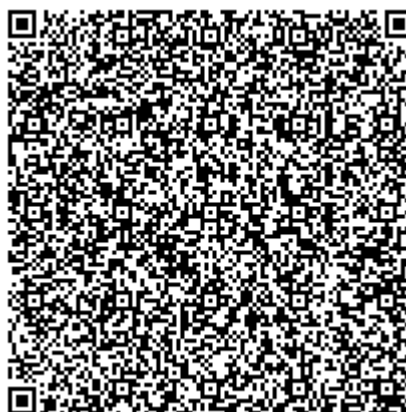
Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 141570, Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ВНИИФТРИ

Телефон (факс): +7 (495) 526-63-00

E-mail: office@vniiftri.ru

Аттестат аккредитации 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 «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83302-21

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Артемовская ТЭЦ» филиала «Приморская генерация» АО «ДГК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Артемовская ТЭЦ» филиала «Приморская генерация» АО «ДГК» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включает в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее по тексту – УСПД), устройство синхронизации времени (далее по тексту – УСВ), входящее в состав УСПД, каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК) АО «ДГК», включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналобразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «ТЕЛЕСКОП+».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС», другие смежные субъекты ОРЭ.

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерения до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД, с использованием электронной подписи (далее – ЭП), с помощью электронной почты по каналу связи через сеть Интернет по протоколу ТСР/ІР 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 оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ – ИИК, ИВКЭ и ИВК.

СОЕВ включает в себя УСВ (входящее в состав УСПД) на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УСВ более чем на ± 1 мс. Коррекция часов счетчиков осуществляется от часов УСПД. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов УСПД и часов счетчиков более чем на ± 2 с. Коррекция часов сервера БД осуществляется от часов УСПД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСПД более чем на ± 1 с.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

Журналы событий сервера БД и УСПД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

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

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТЕЛЕСКОП+
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО: - сервер сбора данных SERVER_MZ4.dll - АРМ Энергетика ASCUE_MZ4.dll	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «ТЕЛЕСКОП+» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Артемовская ТЭЦ, ТГ-5	ТШВ15 Кл.т. 0,2 Ктт 8000/5 Рег. № 5719-03	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
2	Артемовская ТЭЦ, ТГ-6	ТШВ15 Кл.т. 0,2 Ктт 8000/5 Рег. № 5719-08	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
3	Артемовская ТЭЦ, ТГ-7	ТШВ15 Кл.т. 0,2 Ктт 8000/5 Рег. № 5719-08	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
4	Артемовская ТЭЦ, ТГ-8	ТШВ15 Кл.т. 0,2 Ктт 8000/5 Рег. № 5719-08	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	Артемовская ТЭЦ (220/110/35/6/0,4), ОРУ- 220 кВ, СШ-220 кВ, яч.2, ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2	ТВ-220-I Кл.т. 0,2S Ктт 1000/1 Рег. № 20644-05	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000/√3/100/√3 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
6	Артемовская ТЭЦ (220/110/35/6/0,4), ОРУ- 220 кВ, СШ-220 кВ, яч.6, ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Владивостокская ТЭЦ-2	ТВ-220-I Кл.т. 0,2S Ктт 1000/1 Рег. № 20644-11	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000/√3/100/√3 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
7	Артемовская ТЭЦ (220/110/35/6/0,4), ОРУ- 220 кВ, СШ-220 кВ, яч.8, КВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Аэропорт	ТВ-220-I Кл.т. 0,2S Ктт 1000/1 Рег. № 20644-11	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000/√3/100/√3 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
8	Артемовская ТЭЦ, ОРУ- 220 кВ, ШОВ-220 кВ	ТВ-220-I Кл.т. 0,2S Ктт 1000/1 Рег. № 20644-11	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000/√3/100/√3 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
9	Артемовская ТЭЦ (220/110/35/6/0,4), ОРУ- 110 кВ, СШ-110 кВ, яч.12, ВЛ 110 кВ "АТЭЦ - Смоляниново-Тяговая"	ТВИ-110 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 30559-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±0,9 ±2,3	±2,7 ±5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	Артемовская ТЭЦ (220/110/35/6/0,4), ОРУ- 110 кВ, СШ-110 кВ, яч.6, ВЛ 110 кВ "АТЭЦ - Уссурийск 1"	ТВИ-110 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 30559-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±0,9 ±2,3	±2,7 ±5,2
11	Артемовская ТЭЦ (220/110/35/6/0,4), ОРУ- 110 кВ, СШ-110 кВ, яч.2, ВЛ 110 кВ "АТЭЦ - Промузел"	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 30559-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
12	Артемовская ТЭЦ (220/110/35/6/0,4), ОРУ- 110 кВ, СШ-110 кВ, яч.4, ВЛ 110 кВ "АТЭЦ - Шахта 7"	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 30559-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
13	Артемовская ТЭЦ (220/110/35/6/0,4), ОРУ- 110 кВ, СШ-110 кВ, яч.14, ВЛ 110 кВ "АТЭЦ - Муравейка"	ТВ-110-IX Кл.т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 32123-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
14	Артёмовская ТЭЦ, ОРУ- 110 кВ, яч.10, ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №1	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 30559-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
15	Артемовская ТЭЦ (220/110/35/6/0,4), ОРУ- 110 кВ, СШ-110 кВ, яч.8, ВЛ 110 кВ "АТЭЦ - Западная-Кролевцы- Штыково" 2ая	ТВИ-110 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 30559-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±0,9 ±2,3	±2,7 ±5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16	Артемовская ТЭЦ (220/110/35/6/0,4), ОРУ- 110 кВ, яч.7 ШСМВ-110	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S КТТ 1000/1 Рег. № 30559-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
17	Артемовская ТЭЦ (220/110/35/6/0,4), ОРУ- 35 кВ, СШ-35 кВ, II СШ, яч.9, ВЛ 35 кВ "АТЭЦ - Мебельная фабрика"	SB 0,8 Кл.т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 20951-08	ЗНОЛ-35III Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3/100/√3 Рег. № 21257-06 ЗНОЛ-СВЭЛ-35 Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3/100/√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
18	Артемовская ТЭЦ (220/110/35/6/0,4), ОРУ- 35 кВ, СШ-35 кВ, II СШ, яч.7, ВЛ 35 кВ "АТЭЦ - Птицефабрика"	SB 0,8 Кл.т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 20951-08	ЗНОЛ-35III Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3/100/√3 Рег. № 21257-06 ЗНОЛ-СВЭЛ-35 Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3/100/√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	Артемовская ТЭЦ (220/110/35/6/0,4), ОРУ- 35 кВ, СШ-35 кВ, II СШ, яч.6, ВЛ 35 кВ "АТЭЦ - Шахтовая"	ТВ-ЭК-35-I Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 39966-08	ЗНОЛ-35III Кл. т. 0,5 Ктн 35000/√3/100/√3 Рег. № 21257-06 ЗНОЛ-СВЭЛ-35 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/√3/100/√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
20	Артемовская ТЭЦ (220/110/35/6/0,4), ОРУ- 35 кВ, СШ-35 кВ, II СШ, яч.11, ВЛ 35 кВ "АТЭЦ - Суражевка"	SB 0,8 Кл.т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 20951-08	ЗНОЛ-35III Кл. т. 0,5 Ктн 35000/√3/100/√3 Рег. № 21257-06 ЗНОЛ-СВЭЛ-35 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/√3/100/√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
21	Артемовская ТЭЦ (220/110/35/6/0,4), ОРУ- 35 кВ, СШ-35 кВ, II СШ, яч.12, ВЛ 35 кВ "АТЭЦ - Шкотово"	SB 0,8 Кл.т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 20951-08	ЗНОЛ-35III Кл. т. 0,5 Ктн 35000/√3/100/√3 Рег. № 21257-06 ЗНОЛ-СВЭЛ-35 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/√3/100/√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
22	Артёмовская ТЭЦ, ЗРУ- 6 кВ, яч.11, КЛ 6 кВ Артёмовская ТЭЦ - ДЭР, фидер 11	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	Артёмовская ТЭЦ, ЗРУ-6 кВ, яч.4, КЛ 6 кВ Артёмовская ТЭЦ - Клуб, фидер 4	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
24	Артёмовская ТЭЦ, ЗРУ-6 кВ, яч.10, КЛ 6 кВ Артёмовская ТЭЦ - Братская, фидер 10	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
25	Артёмовская ТЭЦ, ЗРУ-6 кВ, яч.3, КЛ 6 кВ Артёмовская ТЭЦ - Временный поселок, фидер 3	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 15128-	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
26	Артёмовская ТЭЦ, ЗРУ-6 кВ, яч.2, КЛ 6 кВ Артёмовская ТЭЦ - Постоянный поселок, фидер 2	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
27	ТП 6/0,4 кВ "Насосная на р.Артемовка" (Артемовская ТЭЦ) КРУ-6 кВ, яч.15	ТОЛ-10-1-2 У2 Кл.т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 15128-07	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
28	ТП 6/0,4 кВ "Насосная на р.Артемовка" (Артемовская ТЭЦ) КРУ-6 кВ, яч.18	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 15128-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
29	ТП 6/0,4 кВ "Кучелиново" (Артемовская ТЭЦ), РУ-6 кВ	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S Ктт 40/5 Рег. № 15128-07	НОМ-6-77 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 17158-98	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05) I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 29 от минус 40 до плюс 60 °С. 4 Кл. т. – класс точности, $K_{\text{тт}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, $K_{\text{тн}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, УСПД на однотипный утвержденного типа, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 6 Допускается замена сервера БД АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 7 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений. 8 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	29
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 47,5 до 52,5 от +1 до +35 от -40 до +60 от +10 до +30 от 0 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ счетчиков СЭТ-4ТМ.03.01, ч, не менее - среднее время наработки на отказ счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.16, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 140000 2 100000 24 35000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	114 40 45 10

Продолжение таблицы 3

Сервер: - 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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал УСПД:
 - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - попыток несанкционированного доступа;
 - связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
 - перезапусков ИВКЭ;
 - фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - результатов самодиагностики;
 - отключения питания.
- журнал сервера:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

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

УСПД;
сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ СП «Артемовская ТЭЦ» филиала «Приморская генерация» АО «ДГК» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТШВ15	12
Трансформатор тока	ТВ-220-I	12
Трансформатор тока	ТВИ-110	21
Трансформатор тока	ТВ-110-IX	3
Трансформатор тока	SB 0,8	12
Трансформатор тока	ТВ-ЭК-35-I	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	18
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I-2 У2	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ-35	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформатор напряжения	НОМ-6-77	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	21
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.16	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	3
Устройство сбора и передачи данных со встроенным УСВ	ЭКОМ-3000	1
Программное обеспечение	ПО «ТЕЛЕСКОП+»	1
Методика поверки	МП СМО-0907-2021	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.776.14 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Артемовская ТЭЦ» филиала «Приморская генерация» АО «ДГК», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83303-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы информационно-измерительные управляющие ВС-301М

Назначение средства измерений

Системы информационно-измерительные управляющие ВС-301М (далее – системы) предназначены для измерений амплитуды и частоты напряжения переменного тока и заряда, соответствующего значениям параметров вибрации (виброускорения, виброскорости и виброперемещения) и воспроизведения напряжения переменного тока для управления вибрационными испытательными установками.

Системы применяются в составе испытательных и технологических вибрационных установок для определения параметров вибрации и управления в процессе вибрационных испытаний.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на усилении выходных электрических сигналов первичных измерительных преобразователей (далее ПИП), установленных на испытуемых изделиях, преобразовании измеренных сигналов в цифровой код, дальнейшей обработке информации и выдаче ее на внешние устройства в виде, удобном для пользователя, а также формировании и регулировании управляющих сигналов вибростенда таким образом, чтобы измеренные параметры вибрации соответствовали заданному профилю испытаний.

Конструктивно в базовой комплектации система выполнена в виде приборного блока, подключаемого к сетевому порту внешнего компьютера (не входящего в состав системы) посредством интерфейса Ethernet, и комплекта соединительных кабелей. Системы выпускаются в трех вариантах исполнения: ВС-301М8 (8 измерительных каналов и 2 выходных канала), ВС-301М4 (4 измерительных канала и 2 выходных канала) и ВС-301М2 (2 измерительных канала и 2 выходных канала). Каждый измерительный канал может работать в режиме измерения напряжения или заряда и конфигурируется индивидуально. В расширенной комплектации несколько приборных блоков соединяются посредством интерфейса IU-291 с общим количеством выходных каналов до 16, а измерительных каналов до 64.

Система способна функционировать как под управлением внешнего компьютера, так и автономно. К внешнему управляющему компьютеру система подключается через стандартную сетевую плату Ethernet. В автономном режиме система выполняет ранее загруженные в её память программы испытаний с отображением режима работы и текущего состояния на встроенном жидкокристаллическом дисплее.

Система может работать со следующими типами ПИП параметров вибрации: с зарядовым выходом, с выходом по постоянному и переменному напряжению, со встроенным усилителем (ICP) и TEDS-датчиками.

Каждый приборный блок имеет также канал измерения температуры с термопар К-типа, модуль измерения напряжения постоянного тока, силы постоянного электрического тока и температуры с резистивных датчиков типа PT100, которые позволяют контролировать состояние объекта в ходе испытания. Результаты измерения дополнительных параметров выводятся в управляющую программу и могут использоваться в ходе выполнения испытаний. За счет расширения комплектации системы общее количество каналов измерения дополнительных параметров может быть увеличено до 8.

Дополнительно каждый приборный блок имеет 16 независимых логических входов и выходов, которые служат для управления работой системы посредством внешних управляющих сигналов или управления с помощью системы иными внешними устройствами.

В максимальной комплектации система способна управлять вибрационными установками с шестью степенями свободы (6DoF), обеспечивающими перемещение по трем осям в сочетании с вращением по каждой оси.

Системы используются совместно с испытательными вибрационными установками для управления испытаниями в различных режимах:

- синусоидальная вибрация с постоянной частотой или разверткой частоты (SINE);
- поиск и удержание резонанса (RSTD);
- случайная широкополосная вибрация ШСВ (RANDOM);
- классический удар (SHOCK);
- режим имитации стрелково-пушечного воздействия;
- режим синтеза спектра ударного отклика (SRS);
- наложение синусоидальных вибраций на ШСВ (SoR);
- наложение ШСВ на ШСВ (RoR);
- наложение синуса и ШСВ на ШСВ (SRoR);
- наложение синус на синус (SoS);
- переходной процесс (TTH);
- запись и воспроизведение полевых испытаний и т.д;
- многостендовые испытания;
- прочие типы испытаний и измерений в соответствии с отечественной и зарубежной документацией.

В системе также реализованы функции измерений частоты периодических сигналов и коэффициента гармоник входного сигнала, а также синтеза синусоидального сигнала с регулируемым коэффициентом гармоник.

Дополнительно в системе программно реализованы автоматизированные процедуры аттестации виброиспытательного оборудования, анализа испытаний, проводимых на ударных стендах, и переходных процессов, а также автоматизированная поверка (калибровка) самой системы.

Внешний вид передней панели приборного блока в исполнениях ВС-301М2, ВС-301М4, ВС-301М8 и место для нанесения знака утверждения типа представлены на рисунках 1-3. Внешний вид задней панели приборного блока в исполнениях ВС-301М2, ВС-301М4, ВС-301М8 и места для пломбировки и нанесения заводского номера представлены на рисунках 4-6. Пломбировка предусмотрена на винтах крепления верхней панели к корпусу приборного блока. Заводской номер наносится на заднюю панель приборного блока с помощью самоклеящейся пленки.



Рисунок 1 – исполнение BC-301M2 вид спереди

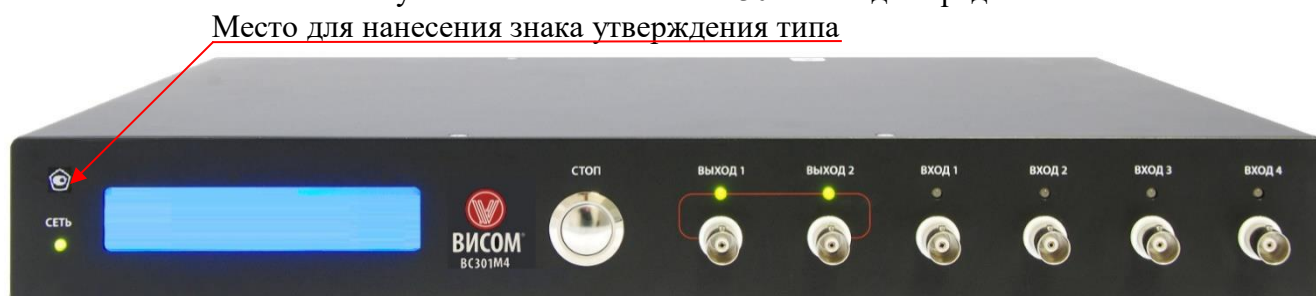


Рисунок 2 – исполнение BC-301M4 вид спереди



Рисунок 3 – исполнение BC-301M8 вид спереди



Место для нанесения заводского номера

Рисунок 4 – исполнение BC-301M2 вид сзади



Место для нанесения заводского номера

Рисунок 5 – исполнение BC-301M4 вид сзади



Рисунок 6 – исполнение BC-301M8 вид сзади

Программное обеспечение

Идентификационные данные (признаки) метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) указаны в таблице 1.

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	VisProbe SL
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	43F58617
Алгоритм вычисления контрольной суммы	CRC32

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Измерительные каналы в режиме измерения напряжения	
Диапазон рабочих частот, Гц	от 0 до 80000
Диапазоны измерений напряжения постоянного тока и амплитудных значений напряжения переменного тока, В	± 10 ; ± 40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений напряжения постоянного тока, В, где: $U_{изм}$ – измеренное значение напряжения, В; U_d – максимальное напряжение, измеряемое на установленном диапазоне измерения, В	$\pm(0,005U_{изм} + 0,0005U_d)$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений действующего значения напряжения переменного тока на частоте 1 кГц, В, где: $U_{изм}$ – измеренное значение напряжения, В; U_d – максимальное напряжение, измеряемое на установленном диапазоне измерения, В	$\pm(0,005U_{изм} + 0,00001U_d)$
Неравномерность АЧХ в рабочем диапазоне частот относительно опорной частоты 1 кГц, дБ, не более в диапазоне ± 10 В в диапазоне ± 40 В	$\pm 0,05$ $\pm 0,2$

Измерительные каналы в режиме измерения заряда	
Диапазон рабочих частот, Гц	от 1 до 80000
Диапазон измерений амплитудных значений заряда, пКл	± 10000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений действующего значения заряда на частоте 1 кГц, пКл, Где: $Q_{изм}$ - измеренное значение заряда	$\pm(0,01 \cdot Q_{изм} + 0,1)$
Неравномерность АЧХ в рабочем диапазоне частот относительно опорной частоты 1 кГц, дБ, не более	$\pm 0,1$
Канал измерения сопротивления датчиков РТ100	
Диапазон измерений сопротивления постоянного тока, Ом	от 10 до 1000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения сопротивления, Ом (для четырех проводной схемы)	$\pm(0,005R_{изм} + 0,1)$
Канал измерения напряжения постоянного тока	
Диапазон измерений напряжения постоянного тока, В	± 40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения напряжения постоянного тока, В	$\pm(0,005U_{изм} + 0,005)$
Канал измерения силы постоянного электрического тока	
Диапазон измерений силы постоянного электрического тока, мА	± 25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения силы постоянного электрического тока, мА	$\pm(0,005I_{изм} + 0,1)$

Таблица 2 – Общие характеристики системы

Пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения и измерений частоты	$1 \cdot 10^{-5}$
Диапазон измерений коэффициента гармоник в диапазоне частот первой гармоники от 10 до 15000 Гц, %	от 0,01 до 90
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента гармоник K_r , %	$\pm(0,06 \cdot K_r + 0,02)$
Число измерительных каналов	от 2 до 64
Число выходов	от 2 до 16
Число каналов измерения температуры с резистивных датчиков РТ100	от 1 до 8
Число каналов измерения напряжения постоянного тока	от 1 до 8
Число каналов измерения силы постоянного электрического тока	от 1 до 8

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Параметры электропитания: Напряжение переменного тока, В Частота переменного тока, Гц Потребляемая мощность, В·А, не более	от 110 до 245 от 47 до 63 50
Габаритные размеры приборного блока (длина × ширина × высота), мм, не более Масса приборного блока, кг, не более	395 × 280 × 55 2,7
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность воздуха (при температуре 25 °С без конденсации влаги), %, не более атмосферное давление, кПа	от +10 до +40 94 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель системы методом шелкографии, либо методом лазерной гравировки, либо с помощью самоклеящейся пленки и на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Кол-во
Приборный блок	ВАПМ.14.00.00	1
Формуляр	ВАПМ.14.00.00 ФО	1
Паспорт*	ВАПМ.14.00.00 ПС	1
Кабель соединительный BNC**		1
Кабель соединительный UTP		1
Кабель питания сетевой 220В		1
Руководство по эксплуатации***	ВАПМ.14.00.00 РЭ	1
Методика поверки***	ВАПМ.14.00.00МП	1
Пакет лицензионного программного обеспечения “VisProbe SL” на CD-диске или FLASH-накопителе		1
* - поставляется по согласованию с заказчиком		
** - длина кабеля определяется по согласованию с заказчиком		
*** - электронный вариант на CD-диске или FLASH-накопителе		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» Руководства по эксплуатации ВАПМ.14.00.00 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам информационно-измерительным управляющим ВС-301М

ГОСТ 15150-69 Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.

ГОСТ 30296-95 Аппаратура общего назначения для определения основных параметров вибрационных процессов. Общие технические требования.

ГОСТ 8.762-2011 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений коэффициента гармоник.

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29.05.2018 № 1053 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц».

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30.12.2019 № 3457 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы».

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 01.10.2018 № 2091 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А».

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31.07.2018 № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты».

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30.12.2019 № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока».

ВАПМ.14.00.00 ТУ Системы информационно-измерительные управляющие ВС-301М. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Висом» (ООО «Висом»)
ИНН 6730080673
Юридический адрес: 214013, г. Смоленск, ул. Воробьева, 13
Почтовый адрес: 214510, Смоленская обл., Смоленский район, деревня Туринщина
Телефон/факс: +7(4812) 777-001
<http://www.visom.ru>
e-mail: contact@visom.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Координационно-информационное агентство» (ООО «КИА»)

Адрес: 109029, г. Москва, Сибирский проезд, д.2, стр. 11

Телефон (факс): +7 (495) 737-67-19

E-mail: info@trxline.ru

Аттестат аккредитации ООО «КИА» по проведению работ и (или) оказанию услуг по испытаниям средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310671 от 22.05.2015

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: +7 (812) 251-76-01, факс: +7 (812) 713-01-14

Web-сайт: <http://www.vniim.ru>

E-mail: info@vniim.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению работ и (или) оказанию услуг по поверке, калибровке и испытаниям средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311541 от 23.03.2016



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Лист № 1
Всего листов 4

Регистрационный № 83304-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики температуры и относительной влажности «Unimon TH»

Назначение средства измерений

Датчики температуры и относительной влажности «Unimon TH» (далее по тексту – датчики) предназначены для измерений и мониторинга температуры и относительной влажности воздушной среды и передачи показаний в совместимую автоматизированную систему контроля.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на аналогово-цифровом преобразовании электрических сигналов, пропорциональных измеряемым величинам, поступающих от первичных преобразователей с дальнейшей передачей на совместимое устройство по шине I2C для визуализации показаний.

Принцип измерения относительной влажности основан на изменении электрической емкости первичного преобразователя в зависимости от количества сорбированной влаги на полярном полимерном сорбенте, используемом в качестве влагочувствительного слоя, а принцип измерения температуры - на обратной зависимости электрического сопротивления первичного преобразователя от измеряемой температуры. Измеренные значения в виде двоичного числа передаются от первичного преобразователя по шине I2C на контроллеры и доступны для считывания совместимыми устройствами, работающими в режиме «Master». Совместимое устройство должно обеспечивать коммуникацию по двухпроводной шине I2C (линия последовательных данных (SDA) и линия синхронизации (SCL)), быть в роли «Master» и обеспечивать напряжение питания, подаваемое на измеритель от 2,5 до 3,6 В постоянного тока.

Датчики изготавливаются в следующих исполнениях: «Unimon TH-W», «Unimon TH-B», «Unimon TH-F».

Датчики исполнения «Unimon TH-W» представляют собой двухканальное электронное устройство, конструктивно выполненное в пластиковом корпусе с несъемной крышкой, внутри которого расположена плата с первичными преобразователями температуры и относительной влажности, с проводами для подключения совместимого устройства.

Датчики исполнения «Unimon TH-B» и «Unimon TH-F» представляют собой плату с первичными преобразователями температуры и относительной влажности, помещенную в защитный корпус-колпачок.

Для визуализации показаний датчиков применяются совместимые устройства с дисплеем и/или возможностью передачи показаний по средствам локальной сети предприятия или сети Интернет на сервер, персональный компьютер или мобильные устройства.

Фотографии общего вида датчиков, а также места нанесения наклеек-пломб приведены на рисунках 1-3. Заводской номер указывается на наклейке-пломбе на корпусе датчика. Для исполнения «Unimon TH-F» заводской номер дублируется на плате сенсора под защитным колпачком-фильтром. Конструкция датчиков не предусматривает нанесение знака поверки на средство измерений.



Рисунок 1 – Общий вид датчиков исполнения «Unimon TH-W»



Рисунок 2 – Общий вид датчиков исполнения «Unimon TH-B»

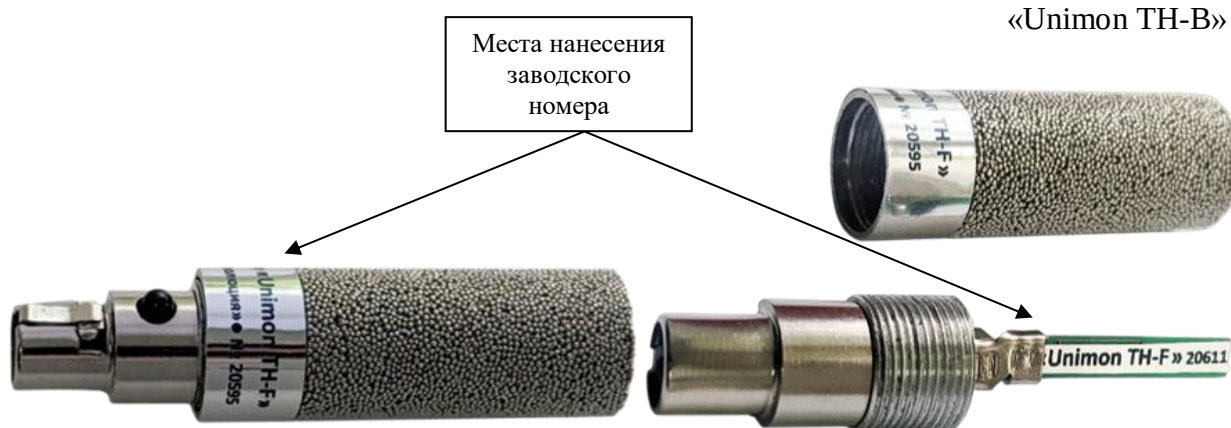


Рисунок 3 – Общий вид датчиков исполнения «Unimon TH-F»

Программное обеспечение

Датчики имеют встроенное, метрологически значимое программное обеспечение (ПО), предназначенное для обработки измерительной информации. ПО датчика устанавливается на заводе-изготовителе во время производственного цикла.

В соответствии с п. 4.3 рекомендации по метрологии Р 50.2.077-2014 конструкция датчика исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию. ПО недоступно пользователю и не подлежит изменению на протяжении всего времени функционирования изделия.

В соответствии с п. 4.5 рекомендации по метрологии Р 50.2.077-2014 уровень защиты встроенного ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий».

Идентификационные данные встроенного ПО – отсутствуют.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °С	от -40 до +70
Диапазон измерений относительной влажности, %	от 20 до 80
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - от -40 до -25 °С включ. - св. -25 до +70 °С включ.	±0,8 ±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности (в диапазоне температур от +5 до +50 °С), % - от 20 до 60 % включ. - св. 60 до 80 % включ.	±4,0 ±5,0
Разрешающая способность измерений температуры, °С	0,01
Разрешающая способность измерений относительной влажности, %	0,1

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	от 2,5 до 3,6
Габаритные размеры, мм, не более - датчиков исполнения «Unimon TH-W» (без учета кабеля) - датчиков исполнения «Unimon TH-B» - датчиков исполнения «Unimon TH-F»	60×30×15 40×12×12 60×15×15
Масса, г, не более - датчиков исполнения «Unimon TH-W» (без учета кабеля) - датчиков исполнения «Unimon TH-B» - датчиков исполнения «Unimon TH-F»	10 10 25
Рабочие условия эксплуатации - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность, %	от -40 до +70 от 20 до 80 (без конденсации)
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	50000
Средний срок службы, лет, не менее	5

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Паспорта типографским способом или методом штемпелевания.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик	«Unimon TH-W» «Unimon TH-B» «Unimon TH-F»	исполнение в соответствии с заказом
Паспорт - для исполнения Unimon TH-W - для исполнения Unimon TH-B - для исполнения Unimon TH-F	ТГ.2021.1.Б ТГ.2021.1.Ч ТГ.2021.1.Ф	1 экз.
Методика поверки	МП 207-007-2021	по запросу
Совместимое устройство	-	поставляется по заказу

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 5 Паспорта.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к датчикам температуры и относительной влажности «Unimon ТН»

ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия.

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

ГОСТ 8.547-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений влажности газов.

ТУ 26.51.51-002-17775299-2021 Датчики температуры и относительной влажности «Unimon ТН». Технические условия.

Изготовитель

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

ИНН: 7701363534

Адрес: 119021, город Москва, улица Льва Толстого, дом 19/2, офис 33, этаж 3

Телефон: +7 (499) 653-60-04

E-mail: mail@unimon.ru

Web-сайт: www.unimon.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

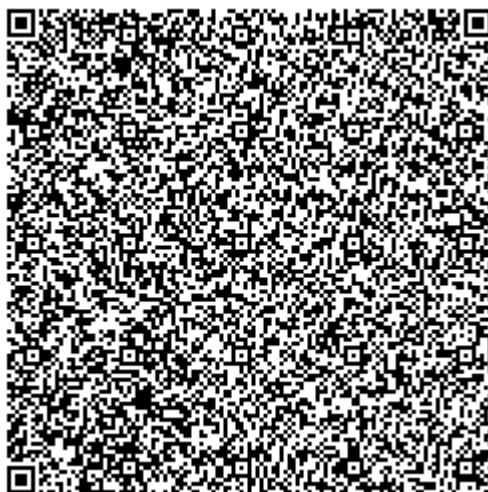
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77 / (495) 437-56-66;

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83305-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТФНД-110М-II

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТФНД-110М-II (далее – ТТ) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия ТТ основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

ТТ представляют собой опорные трансформаторы, предназначенные для установки на открытых подстанциях в сетях переменного тока напряжением 110 кВ при частоте 50 Гц. Выводы первичной обмотки расположены на верхней части ТТ. Первичная обмотка ТТ состоит из двух секций, переключением которых достигается изменение коэффициента трансформации. Выводы вторичной обмотки расположены на цоколе ТТ и закрываются защитной металлической крышкой с целью ограничения доступа к измерительной цепи. Вторичные обмотки намотаны каждая на индивидуальном тороидальном сердечнике из холоднокатаной электротехнической стали. Обмотки помещены в фарфоровую покрывку, заполненную трансформаторным маслом. В качестве маслорасширителя используется верхняя часть фарфоровой покрывки. Колебания уровня масла контролируют с помощью маслоуказателя, установленного в верхней части крышки.

Тип данного трансформатора расшифровывается таким образом: Т – трансформатор тока, Ф – в фарфоровой покрывке, Н – наружной установки, Д – для дифференциальной защиты, 110 – напряжение в киловольтах, М – маслonaполненный. К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТФНД-110М-II с заводскими номерами: 92, 743, 74, 6246, 8835, 6245, 811, 131, 278, 100, 731, 130, 115, 106, 113, 7589, 7404, 7529, 7441, 7502, 7501.

Заводские номера нанесены на информационную табличку на цоколе трансформаторов тока.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и (или) паспорт в соответствии с действующим законодательством.

В месте соединения цоколя с фарфоровой покрывкой предусмотрена возможность пломбирования. Общий вид трансформаторов тока и схема пломбировки от несанкционированного доступа приведены на рисунке 1.

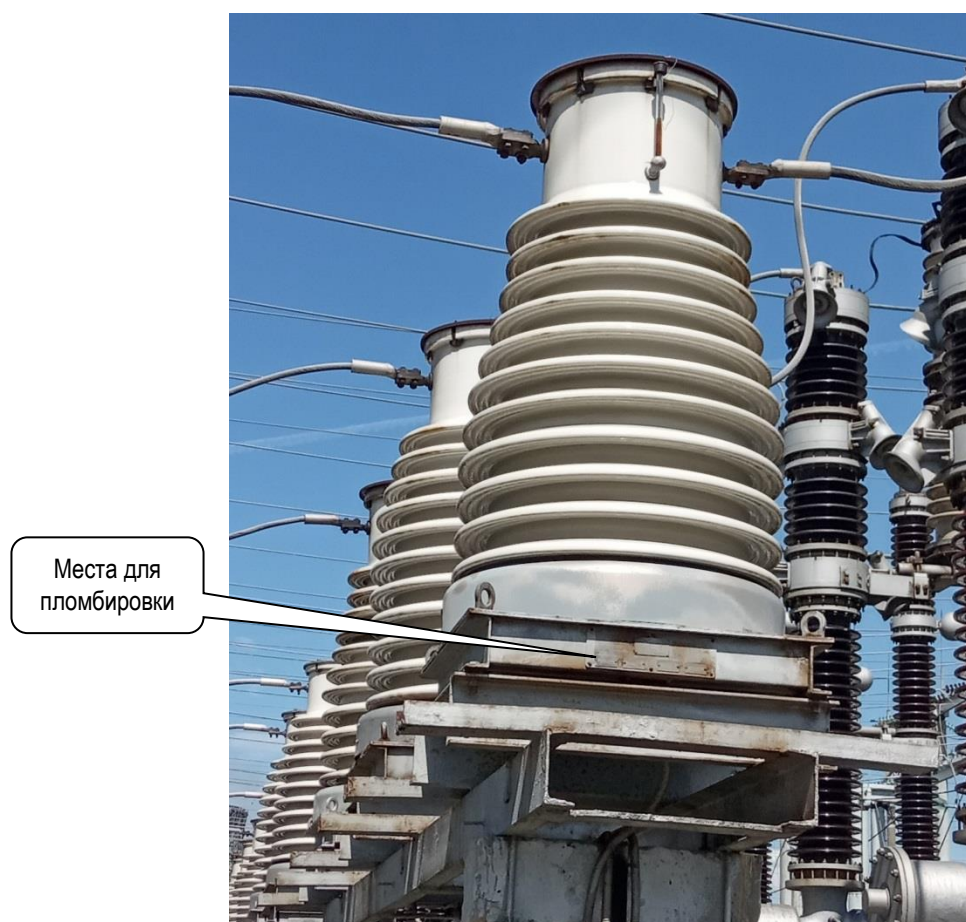


Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов тока

Программное обеспечение
отсутствует.

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

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение, В	110000
Номинальный первичный ток, А	1000, 2000
Номинальный вторичный ток, А	5
Класс точности	0,5
Номинальная вторичная нагрузка, В·А	20
Номинальная частота, Гц	50

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +40

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений
Комплектность средства измерений приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока (заводские номера: 92, 743, 74, 6246, 8835, 6245, 811, 131, 278, 100, 731, 130, 115, 106, 113, 7589, 7404, 7529, 7441, 7502, 7501)	ТФНД-110М-II	21 шт.
Паспорт	—	21 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений
п. 9 руководства по эксплуатации.

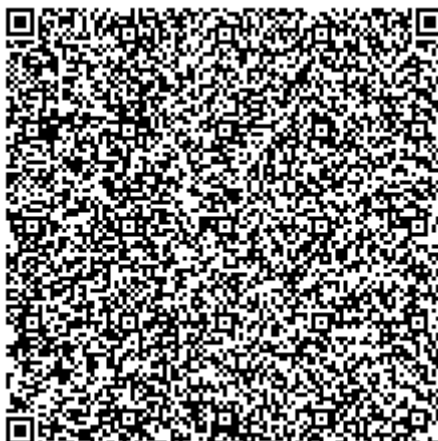
Нормативные документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока ТФНД-110М-II
ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки

Изготовитель

ПО «Запорожтрансформатор» (изготовлены в 1972 – 1980 гг.)
Адрес: Украина, 69069, г. Запорожье, Днепровское шоссе, 13

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)
Адрес филиала: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, 4
Телефон (факс): +7(383)210-08-14, +7(383)210-13-60
E-mail: director@sniim.ru
Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы для измерений артериального давления и частоты пульса ВР

Назначение средства измерений

Приборы для измерений артериального давления и частоты пульса ВР (далее - приборы) предназначены для измерений систолического и диастолического артериального давления крови и частоты пульса осциллометрическим методом.

Описание средства измерений

Принцип действия приборов основан на анализе изменений осцилляций давления воздуха в манжете при плавном снижении его величины. Частота пульса определяется как среднее значение частоты осцилляций давления в манжете за несколько периодов сердечных сокращений.

Приборы состоят из корпуса с жидкокристаллическим дисплеем, внутри которого находится датчик давления, компрессор (кроме исполнения ВР N1 Basic) и узел обработки сигнала пульсовой волны. Манжета представляет собой пневматическую камеру в чехле с застежкой для ее фиксации на руке. Приборы после включения питания автоматически осуществляют самотестирование, установку нуля канала измерений давления в манжете, индикацию заряда элементов питания и ошибок, возникающих в процессе измерения.

Приборы выпускаются в следующих исполнениях: ВР N1 Basic, ВР A1 Easy, ВР A1 Basic, ВР A2 Easy, ВР A2 Basic, ВР A6 PC, ВР A150 AFIB, ВР A200 AFIB, ВР 3AG1, отличающиеся внешним видом, способом создания давления внутри манжеты и дополнительными функциями.

Общий вид приборов представлен на рисунках 1-6.



Рис. 1 – общий вид ВР N1 Basic



Рис. 2 – общий вид ВР A1 Easy



Рис. 3 – общий вид BP A1 Basic



Рис. 4 – общий вид BP A2 Easy



Рис. 5 – общий вид BP A6 PC



Рис. 6 – общий вид BP 3AG1



Рис. 7 – общий вид BP A200 Afib



Рис. 8 – общий вид BP A150 Afib



Рис. 9 – общий вид BP A2 Basic

Пломбирование средств измерений от несанкционированного доступа не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на приборы не предусмотрено.

Заводской номер средства измерений наносится на корпус при помощи наклейки.

Программное обеспечение

Приборы имеют внутреннее и внешнее ПО. Внутреннее ПО является метрологически значимым и используется для преобразований давления пульсовых волн в цифровой код, для последующего хранения результатов и вывода их на дисплей. Конструкция приборов исключает возможность несанкционированного влияния на ПО приборов. Уровень защиты программного обеспечения «Высокий» в соответствии с Р50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа проверка защиты программного обеспечения».

Внешнее ПО не является метрологически значимым и представляет собой технологическую программу для передачи и хранения информации о результатах измерений, передаваемых с прибора по интерфейсу USB на персональный компьютер.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Firmware
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже FC 1
Цифровой идентификатор ПО	Не отображается

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики приборов приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименования характеристики	Значение
Диапазон показаний давления воздуха в манжете, мм рт. ст.	от 0 до 299
Диапазон измерений давления воздуха в манжете, мм рт. ст.	от 20 до 280
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений давления воздуха в манжете, мм рт. ст.	±3
Диапазон измерений частоты пульса, мин ⁻¹	от 40 до 200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений частоты пульса, %	±5

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименования характеристики	Значение
Длина обхвата манжетой, см	
Манжета на плечо S	от 17 до 22
Манжета на плечо M	от 22 до 32
Манжета на плечо M-L	от 22 до 42
Манжета на плечо L	от 32 до 42
Манжета на плечо L-XL	от 32 до 52
Источник питания	4 или 2 элемента питания типа AAA или AA; сетевой адаптер
Масса (включая элементы питания) г, не более	
BP N1 Basic	106
BP A1 Easy	317
BP A1 Basic	319
BP A2 Easy	338
BP A2 Basic	340
BP A6 PC, BP 3AG1	354
BP A150 AFIB, BP A200 AFIB	393

Наименования характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм (длина × ширина × высота), не более BP N1 Basic BP A1 Easy, BP A1 Basic BP A2 Easy, BP A2 Basic BP A6 PC BP 3AG1 BP A150 AFIB, BP A200 AFIB	115x59x30 146x65x46 135,5x82x57 160x80x32 140x120x70 152x92x42
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °C Относительная влажность, %,	от +10 до +40 от 15 до 95
Условия хранения: Температура окружающего воздуха, °C Относительная влажность, %,	от -20 до +55 от 15 до 95

Знак утверждения типа

наносится при помощи наклейки на заднюю панель прибора и (или) на руководство по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность приборов

Наименование	Обозначение	Кол-во	Примечание
Прибор	BP N1 Basic, BP A1 Easy, BP A1 Basic, BP A2 Easy, BP A2 Basic, BP A6 PC, BP A150 AFIB, BP A200 AFIB, BP 3AG1	1	-
Чехол для хранения	-	1	Для всех моделей
Манжета (манжеты)	-	1	Для всех моделей
Комплект батарей	-	1	Для всех моделей
Адаптер сетевой	-	1	Для всех моделей
USB кабель	-	1	Для модели BP A6 PC
Руководство по эксплуатации	-	1	Для всех моделей
Гарантийный талон	-	1	Для всех моделей
Упаковка	-	1	Для всех моделей

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 15 руководства по эксплуатации для BP A6 PC и BP A200 AFIB, в разделе 14 руководства по эксплуатации для BP A150 AFIB, в разделе 13 руководства по эксплуатации для BP A2 Easy и BP A2 Basic, в разделе 12 для остальных исполнений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к приборам для измерений артериального давления и частоты пульса ВР

Постановление Правительства Российской Федерации 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 от 29 июня 2018 г. № 1339 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3464 Об утверждении государственной поверочной схемы для электродиагностических средств измерений медицинского назначения

ГОСТ 31515.1-2012 (EN 1060-1:1996) Сфигмоманометры (измерители артериального давления) неинвазивные. Часть 1. Общие требования

ГОСТ 31515.3-2012 (EN 1060-3:1997) Сфигмоманометры (измерители артериального давления) неинвазивные. Часть 3. Дополнительные требования к электромеханическим системам измерения давления крови

Техническая документация фирмы «Microlife AG».

Изготовитель

Фирма «Microlife AG», Швейцария

Адрес: Espenstrasse 139, CH-9443 Widnau, Швейцария

Телефон: +41/71-727-70-30

Web-сайт: www.microlife.com

E-mail: info@microlife.ru

Завод-изготовитель

Фирма «ONBO Electronic (Shenzhen) Co., Ltd», КНР

Адрес: No. 497, Ta Laneg Nan Road, Ta Laneg Nan Road, Ta Laneg Street, Baoan District, Shenzhen, КНР

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

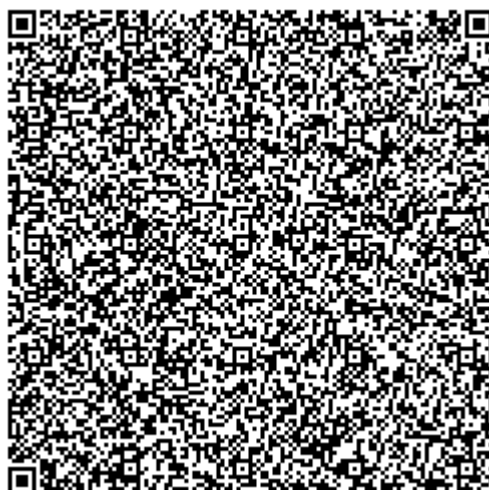
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон: +7(495) 437-55-77, факс: +7(495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru,

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83307-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-16

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-16 предназначены для измерения объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-16 основан на заполнении их нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-16 представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами, состоящий из двух секций. Секции разделены между собой перегородкой.

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-16 расположены внутри металлического контейнера наземного расположения.

Резервуары оборудованы смотровой площадкой с лестницей и ограждениями.

Заводские номера резервуаров наносятся типографским способом в паспорт.

Резервуары РГС-16 с заводскими номерами 0901, 0911 расположены на объектах КРНУ филиала АО «Транснефть - Прикамье», адреса расположения резервуаров указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Место расположения резервуаров

Заводские номера резервуаров	Место расположения резервуаров
0911	613565, Кировская область, Уржумский район, с. Лазарево, ЛПДС «Лазарево» КРНУ (филиал АО «Транснефть - Прикамье»).
0901	429907, Чувашская Республика, Цивильский район п. Конары, НПС «Тиньговатово» КРНУ (филиал АО «Транснефть - Прикамье»).

Общий вид резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-16 представлен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РГС-16

Пломбирование резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-16 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	Номера секций	
	1	2
Номинальная вместимость, м ³	8	8
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объёмный метод), %	±0,25	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -60 до +40
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-16	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в паспорте на резервуар пункт 8.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим РГС-16

ГОСТ 8.346-2000 ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки

Приказ Росстандарта № 256 от 7 февраля 2018 г. Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Алтайспецизделия»

(ООО «Алтайспецизделия»)

ИНН 2223033155

Адрес: 656922, Алтайский край, г. Барнаул, ул. Тракторная, 6

Телефон: +7 (3852) 25-13-18

Web-сайт: altsi.ru

E-mail: altaispecisdelia@yandex.ru

Испытательный центр

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

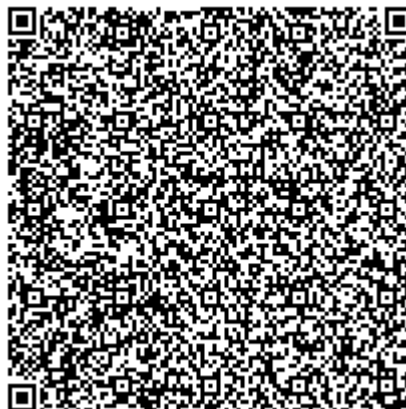
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО «МетроКонТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312640 от 01.04.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83308-21

Лист № 1
Всего листов 81

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Юганскнефтегаз» (6-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Юганскнефтегаз» (6-я очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, 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 устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора данных (сервер СД), сервер баз данных (сервер БД), программное обеспечение (ПО) «ТЕЛЕСКОП+», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированное рабочее место (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 соответствующие УСПД, где осуществляется накопление и хранение поступающей информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Передача данных от УСПД на сервер СД осуществляется при помощи технических средств приема-передачи данных.

На сервере СД 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.

От сервера СД результаты измерений, а также информация о состоянии средств и объектов измерений передаются на сервер БД, на котором осуществляется хранение поступающей информации. Далее по запросам сервера СД происходит выборка данных на сервере БД для формирования xml-файлов установленных форматов, которые в автоматическом режиме передаются по электронной почте на АРМ ООО «РН-Энерго».

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

Передача информации от АРМ ООО «РН-Энерго» 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 СД, УСВ. Радиосервер точного времени обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера СД с УСВ осуществляется каждые 30 мин, корректировка часов сервера производится при наличии расхождения.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера СД осуществляется каждые 30 мин, корректировка часов УСПД производится при расхождении на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами соответствующего УСПД осуществляется каждые 30 мин. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД на величину более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Юганскнефтегаз» (6-я очередь).

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «ТЕЛЕСКОП+»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Server_MZ4.dll	ASCUE_MZ4.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1	
Цифровой идентификатор ПО	f851b28a924da7cde6 a57eb2ba15af0c	cda718bc6d123b63a 8822ab86c2751ca
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	Наименова- ние точки изме- рений	Измерительные компоненты				Сервер/ УСВ	Вид элек- триче- ской энер- гии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы допус- каемой основной относительной погрешности (±δ), %	Границы допус- каемой относи- тельной по- грешности в ра- бочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Лунная, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ 35 кВ КНС-12-1	ТФМ-35-П Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 17552-98 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9	Актив- ная	1,1	3,0
		Реак- тивная	2,3	4,6					
2	ПС 110 кВ Лунная, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ 35 кВ КНС-12-2	ТФН-35М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
		Реак- тивная	2,3	4,6					
3	ПС 110 кВ Лунная, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ 35 кВ ЦПС-1	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 47959-11 Фаза: А	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07	PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,1	3,0
		ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 21256-07 Фаза: С					Реак- тивная	2,3	4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	ПС 110 кВ Лунная, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ 35 кВ ЦПС-2	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 30368-05 Фаза: А ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 21256-07 Фаза: С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,9
5	ПС 110 кВ Лунная, КРУН-6кВ, СШ1, Яч.5, КЛ 6 кВ НВП-1	ТЛК-10-6 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
6	ПС 110 кВ Лунная, КРУН-6кВ, СШ2, Яч.6, КЛ 6 кВ НВП-2	ТЛК-10-6 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 9143-06 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
7	ПС 110 кВ Очимкин- ская, ОРУ- 35кВ, СШ1, ВЛ 35 кВ Пламя-1	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	ПС 110 кВ Очимкин- ская, ОРУ- 35кВ, СШ2, ВЛ 35 кВ Пламя-2	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47959-11 Фаза: А ТФМ-35 II Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 17552-98 Фаза: С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
9	ПС 110 кВ Очимкин- ская, ОРУ- 35кВ, СШ1, ВЛ 35 кВ Паклинов- ская-1	ТФН-35М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
10	ПС 110 кВ Очимкин- ская, ОРУ- 35кВ, СШ2, ВЛ 35 кВ Паклинов- ская-2	ТФН-35М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
11	ПС 110 кВ Очимкин- ская, ОРУ- 35кВ, СШ1, ВЛ 35 кВ Весенняя-1	ТФЗМ-35Б-I У1 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 3689-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12	ПС 110 кВ Очимкин- ская, ОРУ- 35кВ, СШ2, ВЛ 35 кВ Весенняя-2	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,9
13	ПС 110 кВ Очимкин- ская, ЗРУ-6 кВ КНС-7Р, Токопровод №1 6 кВ	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
14	ПС 110 кВ Очимкин- ская, ЗРУ-6 кВ КНС-7Р, Токопровод №2 6 кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
15	ПС 110 кВ Очимкин- ская, ввод 0,4 кВ 1ТСН, 2ТСН	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	-	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	0,9	2,8
							Реак- тивная	1,9	4,4
16	ПС 110 кВ Тепловская, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Березо- вая-1	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 47124-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	ПС 110 кВ Тепловская, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Березо- вая-2	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 47124-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ТК16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,6	1,6 2,6
18	ПС 110 кВ Тепловская, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Теплов- ская-1	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 47124-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ТК16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,6	1,6 2,6
19	ПС 110 кВ Тепловская, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Теплов- ская-2	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 47124-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ТК16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,6	1,6 2,6
20	ПС 110 кВ Тепловская, КЛ-6 кВ №1 в сторону ЗРУ 6 кВ №2Т Теп- ловская	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ТК16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,6	1,6 2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
21	ПС 110 кВ Тепловская, КЛ-6 кВ №2 в сторону ЗРУ 6 кВ №2Т Теп- ловская	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ТК16L.31 Рег. № 36643-07	НР Pro- liant DL380 Gen 9 РСТВ-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6
22	ПС 110 кВ Иглинская, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ КНС-15-1	ТОЛ-НТЗ-35-IV Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 62259-15 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
23	ПС 110 кВ Иглинская, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ КНС-15-2	ТОЛ-НТЗ-35-IV Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 62259-15 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
24	ПС 110 кВ Иглинская, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Юго- Восток-1	ТОЛ-НТЗ-35-IV Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 62259-15 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
25	ПС 110 кВ Иглинская, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Юго- Восток-2	ТОЛ-НТЗ-35-IV Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 62259-15 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
26	ПС 110 кВ Иглинская, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Майская- 1	ТОЛ-НТЗ-35-IV Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 62259-15 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07	НР Pro- liant DL380 Gen 9 РСТВ-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
27	ПС 110 кВ Иглинская, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Майская- 2	ТОЛ-НТЗ-35-IV Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 62259-15 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
28	ПС 110 кВ Иглинская, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ КНС- ЗЮБ-1	ТОЛ-НТЗ-35-IV Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 62259-15 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
29	ПС 110 кВ Иглинская, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ КНС- ЗЮБ-2	ТОЛ-НТЗ-35-IV Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 62259-15 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
30	ПС 110 кВ Иглинская, РУ 6 кВ, СШ1 6 кВ, яч.5, КЛ 6 кВ ОП-1 в сторону ЗРУ 6 кВ КНС 2ЮБ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
31	ПС 110 кВ Иглинская, РУ 6 кВ, СШ2 6 кВ, яч.4, КЛ 6 кВ ОП-2 в сторону ЗРУ 6 кВ КНС 2ЮБ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
32	ПС 110 кВ Речная, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Горная-1	GIF 40,5 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ТК16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
33	ПС 110 кВ Речная, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Горная-2	GIF 40,5 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ТК16L.31 Рег. № 36643-07		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
34	ПС 110 кВ Речная, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Сосно- вая-1	GIF 40,5 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
35	ПС 110 кВ Речная, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Сосно- вая-2	GIF 40,5 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
36	ПС 110 кВ КНС-18, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ ДНС-19-1	АСН-36 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 27818-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6
37	ПС 110 кВ КНС-18, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ ДНС-19-2	АСН-36 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 27818-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6
38	ПС 110 кВ КНС-18, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ КНС-13-1	АСН-36 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 27818-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
39	ПС 110 кВ КНС-18, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ КНС-13-2	АСН-36 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 27818-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ТК16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6
40	ПС 110 кВ КНС-20, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Нева-1	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,9
41	ПС 110 кВ КНС-20, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Нева-2	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,9
42	ПС 110 кВ КНС-20, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Зимняя-1	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
43	ПС 110 кВ КНС-20, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Зимняя-2	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
44	ПС 110 кВ Компрес- сорная, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ КНС-16-1	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ТК16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
45	ПС 110 кВ Компрес- сорная, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ КНС-16-2	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
46	ПС 110 кВ Компрес- сорная, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ ДНС-81-1	ТОЛ-35-III Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 47959-11 Фаза: А ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фаза: С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
47	ПС 110 кВ Компрес- сорная, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ ДНС-81-2	GIF 40,5 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,6	1,6 2,6
48	ПС 110 кВ Лосинка, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Северо- Запад-1	ТОЛ-35-III Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
49	ПС 110 кВ Лосинка, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Северо- Запад-2	ТОЛ-35-III Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-35-УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
50	ПС 110 кВ Лосинка, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Искра-1	ТОЛ-35-III Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
51	ПС 110 кВ Лосинка, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Искра-2	ТОЛ-35-III Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-35-УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
52	ПС 110 кВ Промысло- вая, ОРУ- 35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Таёжная-1	ТОЛ-35-III Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,9
53	ПС 110 кВ Промысло- вая, ОРУ- 35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Таёжная-2	ТОЛ-35-III Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
54	ПС 110 кВ Промысло- вая, ОРУ- 35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Еловая-1	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
55	ПС 110 кВ Промысло- вая, ОРУ- 35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Еловая-2	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
56	ПС 110 кВ Промысло- вая, ЗРУ 6 кВ КНС-1 ЮБ, яч. №3, Токопровод №1 6 кВ	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
57	ПС 110 кВ Промысло- вая, ЗРУ 6 кВ КНС-1 ЮБ, яч. №4, Токопровод №2 6 кВ	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
58	ПС 110 кВ Малобалык- ская, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Средний Балык-1	ТВЭ-35 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 44359-10 Фазы: А; В; С	GEF-40.5 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-10 Фазы: А; В; С	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,5	1,6 2,3
59	ПС 110 кВ Малобалык- ская, ОРУ- 35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Средний Ба- лык-2	ТВЭ-35 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 44359-10 Фазы: А; В; С	GEF-40.5 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-10 Фазы: А; В; С	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,5	1,6 2,3
60	ПС 110 кВ Малобалык- ская, ОРУ- 35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Малобалык- ская-1	ТВЭ-35 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 44359-10 Фазы: А; В; С	GEF-40.5 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-10 Фазы: А; В; С	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,5	1,6 2,3
61	ПС 110 кВ Малобалык- ская, ОРУ- 35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Малобалык- ская-2	ТВЭ-35 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 44359-10 Фазы: А; В; С	GEF-40.5 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-10 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,5	1,6 2,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
62	ПС 110 кВ Малобалык- ская, ОРУ- 35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Путь-1	ТВЭ-35 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 44359-10 Фазы: А; В; С	GEF-40.5 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-10 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,5	1,6 2,3
63	ПС 110 кВ Малобалык- ская, ОРУ- 35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Путь-2	ТВЭ-35 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 44359-10 Фазы: А; В; С	GEF-40.5 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-10 Фазы: А; В; С	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,5	1,6 2,3
64	ПС 110 кВ Малобалык- ская, Токо- провод №1 6 кВ в сторону ЗРУ-6 кВ КНС-1 МБ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 800/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 38394-08 Фазы: АВС	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,9
65	ПС 110 кВ Малобалык- ская, Токо- провод №2 6 кВ в сторону ЗРУ-6 кВ КНС-1 МБ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 800/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 38394-08 Фазы: АВС	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,9
66	ПС 110 кВ Петелинская, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Заря-1	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
67	ПС 110 кВ Петелинская, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Заря-2	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47959-11 Фаза: А GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 30368-10 Фаза: С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	TK16L.31 Рег. № 36643-07	РСТВ-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,9
68	ПС 110 кВ Петелинская, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Юрьев- ская-1	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,9
69	ПС 110 кВ Петелинская, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Юрьев- ская-2	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,9
70	ПС 110 кВ Петелинская, ЗРУ 6 кВ КНС №1П, КЛ-6 кВ ввод №1	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 РСТВ-01-	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
71	ПС 110 кВ Петелинская, ввод 0,4 кВ № 1 ТСН-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	TK16L.31 Рег. № 36643-07	01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,0	3,1
							Реак- тивная	2,1	5,4
72	ПС 110 кВ Петелинская, ЗРУ 6 кВ КНС №1П, КЛ-6 кВ ввод №2	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
73	ПС 110 кВ Петелинская, ввод 0,4 кВ № 2 ТСН-2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,0	3,1
							Реак- тивная	2,1	5,4
74	ПС 110 кВ Тайга, ОРУ- 35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Промысло- вая-1	ТОЛ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	BINOM 339iU3.57I3.5 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6
75	ПС 110 кВ Тайга, ОРУ- 35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Промысло- вая-2	ТОЛ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	BINOM 339iU3.57I3.5 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01-	Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
76	ПС 110 кВ Тайга, ОРУ- 35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Поселковая- 1	ТОЛ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	BINOM 339iU3.57I3.5 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 80001174 Рег. № 60113-15	TK16L.31 Рег. № 36643-07	01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,6	1,6 2,6
77	ПС 110 кВ Тайга, ОРУ- 35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Поселковая- 2	ТОЛ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	BINOM 339iU3.57I3.5 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 80001155 Рег. № 60113-15	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,6	1,6 2,6
78	ПС 110 кВ Тайга, ЗРУ- 6кВ, КЛ-6 кВ ввод №1	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; В; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	2,9 4,5
79	ПС 110 кВ Тайга, ввод 0,4 кВ №1 ТСН-1	ТШЛ-СЭЩ-0,66 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 51624-12 Фазы: А; В; С	-	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,9	2,8 4,4
80	ПС 110 кВ Тайга, ЗРУ- 6кВ, КЛ-6 кВ ввод №2	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; В; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	2,9 4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
81	ПС 110 кВ Тайга, ввод 0,4 кВ №2 ТСН-2	ТШЛ-СЭЩ-0,66 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 51624-12 Фазы: А; В; С	-	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	РСТВ-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,9	2,8 4,4
82	ПС 220 кВ Средний Ба- лык, ОРУ- 35кВ, СШ1, Яч.1, ВЛ-35 кВ Летняя-1	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,9
83	ПС 220 кВ Средний Ба- лык, ОРУ- 35кВ, СШ2, Яч.2, ВЛ-35 кВ Летняя-2	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,9
84	ПС 220 кВ Средний Ба- лык, ОРУ- 35кВ, СШ1, Яч.8, ВЛ-35 кВ КНС- 2МБ-1	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,9
85	ПС 220 кВ Средний Ба- лык, ОРУ- 35кВ, СШ2, Яч.9, ВЛ-35 кВ КНС- 2МБ-2	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 РСТВ-01- 01	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
86	ПС 220 кВ Средний Балык, ОРУ-35кВ, СШ1, Яч.10, ВЛ-35 кВ Южный-Балык-1	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	А1802RALXQV-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Шлюз Е-422 Рег. № 36638-07	Рег. № 40586-12	Актив-ная	1,1	3,0
							Реак-тивная	2,3	4,6
87	ПС 220 кВ Средний Балык, ОРУ-35кВ, СШ2, Яч.11, ВЛ-35 кВ Южный-Балык-2	ТФН-35М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	А1802RALXQV-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Шлюз Е-422 Рег. № 36638-07		Актив-ная	1,1	3,0
							Реак-тивная	2,3	4,6
88	ПС 220 кВ Средний Балык, ОРУ-35кВ, СШ1, Яч.5, ВЛ-35 кВ Дожимная-1	ТФН-35М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фаза: А	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	А1802RALXQV-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Шлюз Е-422 Рег. № 36638-07	HP Proliant DL380 Gen 9 РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	Актив-ная	1,1	3,0
		ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фаза: С					Реак-тивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
89	ПС 220 кВ Средний Ба- лык, ОРУ- 35кВ, СШ2, Яч.6, ВЛ-35 кВ Дожим- ная-2	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	А1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
90	ПС 220 кВ Средний Ба- лык, ЗРУ- 6кВ КНС-2 СБ, КЛ-6 кВ ввод №1	ТОЛ-10 УТ Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; В; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	2,9 4,6
91	ПС 220 кВ Средний Ба- лык, ввод 6 кВ 1ТСН	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,9	2,8 4,5
92	ПС 220 кВ Средний Ба- лык, ЗРУ- 6кВ КНС-2 СБ, КЛ-6 кВ ввод №2	ТОЛ-10 УТ Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; В; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07	НР Pro- liant DL380 Gen 9	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	2,9 4,6
93	ПС 220 кВ Средний Ба- лык, ввод 6 кВ 2ТСН	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-07 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07	РСТВ-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,9	2,8 4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
94	ПС 110 кВ Мушкино, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ КНС-10-1	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 47124-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная	0,9	1,6
95	ПС 110 кВ Мушкино, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ КНС-10-2	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 47124-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Реак- тивная	1,6	2,6
96	ПС 110 кВ Мушкино, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Промыш- ленная-1	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная	1,1	3,0
97	ПС 110 кВ Мушкино, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Промыш- ленная-2	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9	Реак- тивная	2,3	4,7
98	ПС 110 кВ Мушкино, ОРУ-35кВ, ВЛ-35 кВ ПКС-1	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 47124-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07	PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
99	ПС 110 кВ Мушкино, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ ПКС-2	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 47124-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6
100	ПС 110 кВ Мушкино, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Салым-1	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,2S 200/5 Рег. № 47124-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6
101	ПС 110 кВ Мушкино, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Салым-2	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,2S 200/5 Рег. № 47124-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6
102	ПС 110 кВ Мушкино, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ КНС-4-1	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 47124-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6
103	ПС 110 кВ Мушкино, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ КНС-4-2	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 47124-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9	Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6
104	ПС 110 кВ Мушкино, ЗРУ-6кВ КС- 4, Токопро- вод №1 6 кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07	PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	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
105	ПС 110 кВ Мушкино, ввод 0,4 кВ №1 ТСН-1	Т-0,66У3 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 6891-78 Фаза: А ТК-20 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1407-60 Фазы: В; С	-	А1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,9	2,8 4,4
106	ПС 110 кВ Мушкино, ЗРУ-6кВ КС- 4, Токопро- вод №2 6 кВ	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	А1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
107	ПС 110 кВ Мушкино, ввод 0,4 кВ №2 ТСН-2	Т-0,66У3 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 6891-78 Фазы: А; В; С	-	А1802RALXQV- P4GB-DW-4 Зав. № 01299776 Рег. № 31857-11	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,9	2,8 4,4
108	ПС 110 кВ Северный Салым, ОРУ-35кВ, СПШ, Яч.2, ВЛ-35 кВ Северный Салым-1	GIF 40,5 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 56411-14 Фаза: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. №	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
109	ПС 110 кВ Северный Салым, ОРУ-35кВ, СПШ2, Яч.5, ВЛ-35 кВ Северный Салым-2	GIF 40,5 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 56411-14 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07	40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
110	ПС 110 кВ Северный Салым, ОРУ-35кВ, СПШ1, Яч.1, ВЛ-35 кВ Водозабор	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
111	ПС 110 кВ Северный Салым, ОРУ-35кВ, СПШ2, Яч.4, ВЛ-35 кВ Рэмовская	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
112	ПС 110 кВ Северный Салым, ЗРУ- 6кВ Северо- салымская, СПШ1 6кВ, ввод-6кВ	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 6811-78 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
113	ПС 110 кВ Северный Салым, ввод 0,4 кВ №1 ТСН-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07	Рег. № 40586-12	Актив- ная	0,9	2,8
							Реак- тивная	1,9	4,5
114	ПС 110 кВ Северный Салым, ЗРУ- 6кВ Северо- салымская, СШ2 6кВ, ввод-6кВ	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 6811-78 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
115	ПС 110 кВ Северный Салым, ввод 0,4 кВ №2 ТСН-2	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная	0,9	2,8
							Реак- тивная	1,9	4,5
116	ПС 110 кВ Водозабор, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Западный Салым-1	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
117	ПС 110 кВ Водозабор, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Западный Салым-2	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07	НР Pro- liant DL380 Gen 9 РСТВ-01-	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
118	ПС 110 кВ Водозабор, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Рэмов- ская	GIF 40,5 Кл.т. 0,2S 150/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07	01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,6	1,6 2,6
119	ПС 110 кВ Водозабор, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Водоза- бор	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
120	ПС 110 кВ Приразлом- ная, ОРУ- 35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Белый Яр-1	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,9
121	ПС 110 кВ Приразлом- ная, ОРУ- 35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Белый Яр-2	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
122	ПС 110 кВ Приразлом- ная, ОРУ- 35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Приразлом- ная-1	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
123	ПС 110 кВ Приразлом- ная, ОРУ- 35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Приразлом- ная-2	ТФЗМ-35Б-1У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3689-73 Фаза: А ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фаза: С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
124	ПС 110 кВ Приразлом- ная, ЗРУ 6 кВ ПГТЭС, СШ1 6кВ, ввод-6кВ	ТЛШ10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 11077-89 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-97 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
125	ПС 110 кВ Приразлом- ная, ЗРУ 6 кВ ПГТЭС, СШ2 6кВ, ввод-6кВ	ТЛШ10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 11077-89 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-97 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
126	ПС 110 кВ Пойковская, ОРУ-35кВ, СШ1, ВЛ 35 кВ РП Пой- ковский-1	GIF 40,5 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.10 Рег. № 39562-13	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01-	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
127	ПС 110 кВ Пойковская, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ 35 кВ РП Пой- ковский-2	GIF 40,5 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.10 Рег. № 39562-13	01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
128	ПС 110 кВ Приобская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Росляков- ская - При- обская	ТФЗМ-110Б-ИХЛ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-88 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.10 Рег. № 39562-13		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
129	ПС 110 кВ Приобская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Шубинская - Приобская	ТФЗМ-110Б-ИХЛ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-88 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.10 Рег. № 39562-13		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
130	ПС 110 кВ Приобская, ОРУ-35 кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Межевая- 1	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35-УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.10 Рег. № 39562-13		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
131	ПС 110 кВ Приобская, ОРУ-35 кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Межевая- 2	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35-УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.10 Рег. № 39562-13	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01-	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
132	ПС 110 кВ Приобская, ОРУ-35 кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Косари-1	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-35-УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.10 Рег. № 39562-13	01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
133	ПС 110 кВ Приобская, ОРУ-35 кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Косари-2	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-35-УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.10 Рег. № 39562-13		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
134	ПС 110 кВ Приобская, ЗРУ 6 кВ КНС2, Токо- провод №1 6 кВ	ТЛК10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 9143-83 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.10 Рег. № 39562-13		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
135	ПС 110 кВ Приобская, ЗРУ 6 кВ КНС2, Токо- провод №2 6 кВ	ТЛК-10-6 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 9143-01 Фаза: А ТЛК-10-6 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 9143-83 Фазы: В; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.10 Рег. № 39562-13		HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,1
							Реак- тивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
136	ПС 110 кВ Приобская, ввод 0,4 кВ 1ТСН, 2ТСН	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 17551-98 Фаза: А Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 36382-07 Фаза: В ASK 31.5 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 49019-12 Фаза: С	-	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.10 Рег. № 39562-13		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,9	2,8 4,5
137	ПС 110 кВ Нефтеюган- ская, ОРУ- 35кВ, СШ1, Яч.7, ВЛ-35 кВ Карамы- шевская-1	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,9
138	ПС 110 кВ Нефтеюган- ская, ОРУ- 35кВ, СШ2, Яч.8, ВЛ-35 кВ Карамы- шевская-2	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07	PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
139	ПС 110 кВ Нефтеюган- ская, ОРУ- 35кВ, СШ1, Яч.5, ВЛ-35 кВ Город- ская-1	GIF 40,5 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
140	ПС 110 кВ Нефтеюган- ская, ОРУ- 35кВ, СШ2, Яч.6, ВЛ-35 кВ Город- ская-2	ТФН-35М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фаза: А ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фаза: С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
141	ПС 110 кВ Нефтеюган- ская, ОРУ- 35кВ, СШ1, Яч.3, ВЛ-35 кВ Связная-1	ТФМ-35-П Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 17552-98 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
142	ПС 110 кВ Нефтеюган- ская, ОРУ- 35кВ, СШ2, Яч.4, ВЛ-35 кВ Связная-2	ТФМ-35-П Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 17552-98 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07	PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
143	ПС 110 кВ Нефтеюган- ская, ОРУ- 35кВ, СШ1, Яч.1, ВЛ-35 кВ Цен- тральная-1	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,9
144	ПС 110 кВ Нефтеюган- ская, ОРУ- 35кВ, СШ2, Яч.2, ВЛ-35 кВ Цен- тральная-2	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,9
145	ПС 110 кВ Парус, ОРУ- 35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Водозабор-1	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
146	ПС 110 кВ Парус, ОРУ- 35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Водозабор-2	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07	PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
147	ПС 110 кВ Парус, ОРУ- 35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Московская- 1	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
148	ПС 110 кВ Парус, ОРУ- 35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Московская- 2	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
149	ПС 110 кВ Парус, ОРУ- 35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Озерная-1	ТОЛ-35Б-II Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 21256-01 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
150	ПС 110 кВ Парус, ОРУ- 35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Озерная-2	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
151	ПС 110 кВ Парус, ОРУ- 35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Суперблок-1	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
152	ПС 110 кВ Парус, ОРУ-35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Суперблок-2	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 30368-10 Фаза: А ТОЛ-35 III Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47959-11 Фаза: С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: ABC	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив-ная Реак-тивная	1,1 2,3	3,0 4,9
153	ПС 110 кВ Юганская, ОРУ-35кВ, СШ1, Яч.2, ВЛ-35 кВ Озерная-1	ТВЭ-35 УХЛ2 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 13158-04 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: ABC	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro-liant DL380 Gen 9 PCTB-01-01 Рег. № 40586-12	Актив-ная Реак-тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
154	ПС 110 кВ Юганская, ОРУ-35кВ, СШ2, Яч.6, ВЛ-35 кВ Озерная-2	ТВЭ-35 УХЛ2 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 13158-04 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: ABC	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив-ная Реак-тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
155	ПС 110 кВ Юганская, ОРУ-35кВ, СШ1, Яч.3, ВЛ-35 кВ Балык-1	ТВЭ-35 УХЛ2 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 13158-04 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: ABC	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив-ная Реак-тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
156	ПС 110 кВ Юганская, ОРУ-35кВ, СПШ2, Яч.7, ВЛ-35 кВ Балык-2	ТВЭ-35 УХЛ2 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 13158-04 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
157	ПС 110 кВ Юганская, ОРУ-35кВ, СПШ1, Яч.1, ВЛ-35 кВ Омбинская-1	ТВЭ-35 УХЛ2 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 13158-04 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
158	ПС 110 кВ Юганская, ОРУ-35кВ, СПШ2, Яч.5, ВЛ-35 кВ Омбинская-2	ТВЭ-35 УХЛ2 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 13158-04 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
159	ПС 110 кВ Юганская, КРУН-6кВ, СПШ1, Яч.7, КЛ 6 кВ РУ- 2-1	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,9
160	ПС 110 кВ Юганская, КРУН-6кВ, СПШ1, Яч.3, КЛ 6 кВ КНС-3 Бис-1	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
161	ПС 110 кВ Юганская, КРУН-6кВ, СПШ2, Яч.8, КЛ 6 кВ КНС-3 Бис-2	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,9
162	ПС 110 кВ Юганская, КРУН-6кВ, СПШ2, Яч.4, КЛ 6 кВ РУ- 2-2	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,9
163	ПС 110 кВ Островная, ОРУ-35кВ, СПШ1, Яч.2, ВЛ-35 кВ Шмырин- ская-1	GIF 40,5 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; В; С	GEF-40.5 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-10 Фазы: А; В; С	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
164	ПС 110 кВ Островная, ОРУ-35кВ, СПШ2, Яч.7, ВЛ-35 кВ Шмырин- ская-2	GIF 40,5 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; В; С	GEF-40.5 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-10 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
165	ПС 110 кВ Островная, ОРУ-35кВ, Яч.1, ВЛ-35 кВ Север-1	GIF 40,5 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; В; С	GEF-40.5 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-10 Фазы: А; В; С	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		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
166	ПС 110 кВ Островная, ОРУ-35кВ, СПШ2, Яч.6, ВЛ-35 кВ Север-2	GIF 40,5 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; В; С	GEF-40.5 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-10 Фазы: А; В; С	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
167	ПС 110 кВ Островная, ОРУ-35кВ, СПШ1, Яч.3, ВЛ-35 кВ Сургутская-1	GIF 40,5 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; В; С	GEF-40.5 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-10 Фазы: А; В; С	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
168	ПС 110 кВ Островная, ОРУ-35кВ, СПШ2, Яч.8, ВЛ-35 кВ Сургутская-2	GIF 40,5 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; В; С	GEF-40.5 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-10 Фазы: А; В; С	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
169	ПС 110 кВ Островная, КРУН-6кВ, СПШ4, яч.№10, КЛ- 6 кВ ТХУ-2	ТОЛ-10-ИМ Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 36307-07 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07	PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
170	ПС 110 кВ Островная, КРУН-6кВ, СПШ1, яч.№7, КЛ-6 кВ ТХУ-1	ТОЛ-10-ИМ Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 36307-07 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
171	ПС 110 кВ Островная, КРУН-6кВ, СШ1, яч.№5, КЛ-6 кВ ОС-1	ТОЛ-10-ИМ Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 36307-07 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
172	ПС 110 кВ Островная, КРУН-6кВ, СШ4, яч.№8, КЛ-6 кВ ОС-2	ТОЛ-10-ИМ Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 36307-07 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
173	ПС 110 кВ Восточно- Сургутская, ОРУ-35кВ, СШ1, яч.№3, ВЛ-35 кВ Каменная-1	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
174	ПС 110 кВ Восточно- Сургутская, ОРУ-35кВ, СШ2, яч.№4, ВЛ-35 кВ Каменная-2	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
175	ПС 110 кВ Восточно-Сургутская, ОРУ-35кВ, СШ1, яч.№5, ВЛ-35 кВ Уфимская-1	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
176	ПС 110 кВ Восточно-Сургутская, ОРУ-35кВ, СШ2, яч.№2, ВЛ-35 кВ Уфимская-2	GIF 40,5 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
177	ПС 110 кВ Восточно-Сургутская, Токопровод №1 6 кВ в сторону ЗРУ-6 кВ № 120	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
178	ПС 110 кВ Восточно-Сургутская, Токопровод №2 6 кВ в сторону ЗРУ-6 кВ № 120	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
179	ПС 110 кВ Асомкин- ская, ОРУ- 35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Сигней-1	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ТК16L.10 Рег. № 39562-13	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
180	ПС 110 кВ Асомкин- ская, ОРУ- 35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Сигней-2	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ТК16L.10 Рег. № 39562-13		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
181	ПС 110 кВ Асомкин- ская, ОРУ- 35кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Дашковская- 1	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ТК16L.10 Рег. № 39562-13		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
182	ПС 110 кВ Асомкин- ская, ОРУ- 35кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Дашковская- 2	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ТК16L.10 Рег. № 39562-13		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
183	ПС 110 кВ Асомкин- ская, КРУН- 6кВ, СШ1, Яч.9, КЛ-6 кВ КНС-1-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ТК16L.10 Рег. № 39562-13	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
184	ПС 110 кВ Асомкин- ская, КРУН- 6кВ, СШ2, Яч.6, КЛ-6 кВ КНС-1-2	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ТК16L.10 Рег. № 39562-13		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
185	ПС 110 кВ Асомкин- ская, КРУН- 6кВ, СШ1, Яч.5, КЛ- 6кВ УПСВ-1	ТЛК-10-6 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 9143-06 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ТК16L.10 Рег. № 39562-13		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
186	ПС 110 кВ Асомкин- ская, КРУН- 6кВ, СШ2, Яч.8, КЛ- 6кВ УПСВ-2	ТЛК-10-6 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 9143-06 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ТК16L.10 Рег. № 39562-13		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
187	ПС 220 кВ Росляков- ская, ОРУ- 220кВ, яч.№5, ВЛ 220 кВ Ма- гистральная- Росляков- ская	ВСТ Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 17869-05 Фазы: А; В; С	СРВ 245 Кл.т. 0,5 220000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96 Фазы: А; В; С	А1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.10 Рег. № 39562-13	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,5	1,6 2,9
188	ПС 220 кВ Росляков- ская, ОРУ- 220кВ, яч.№4, ВЛ 220 кВ Пыть-Ях- Росляков- ская	ВСТ Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 17869-05 Фазы: А; В; С	СРВ 245 Кл.т. 0,5 220000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96 Фазы: А; В; С	А1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.10 Рег. № 39562-13		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,5	1,6 2,9
189	ПС 220 кВ Росляков- ская, ОРУ- 220кВ, яч.№7, ВЛ 220 кВ Рос- ляковская- Югра 1	ВСТ Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 17869-05 Фазы: А; В; С	СРВ 245 Кл.т. 0,5 220000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96 Фазы: А; В; С	А1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.10 Рег. № 39562-13		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,5	1,6 2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
190	ПС 220 кВ Росляков- ская, ОРУ- 220кВ, яч.№8, ВЛ 220 кВ Рос- ляковская- Югра 2	ВСТ Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 17869-05 Фазы: А; В; С	СРВ 245 Кл.т. 0,5 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 15853-96 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.10 Рег. № 39562-13	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,5	1,6 2,9
191	ПС 220 кВ Росляков- ская, ОРУ- 220 кВ, ОВ- 220кВ	ВСТ Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 17869-05 Фазы: А; В; С	СРВ 245 Кл.т. 0,5 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 15853-96 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.10 Рег. № 39562-13		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,5	1,6 2,9
192	ПС 220 кВ Росляков- ская, ОРУ- 110кВ, ВЛ 110 кВ Хан- тос- Росляков- ская I цепь с отпайкой на Приобскую ГТЭС	TG 145 Кл.т. 0,2 1200/5 Рег. № 15651-96 Фазы: А; В; С	СРВ 123 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 15853-96 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.10 Рег. № 39562-13		Актив- ная Реак- тивная	0,6 1,1	1,4 2,2
193	Приобская ГТЭС, РУСН-10 кВ, ввод 10 кВ ЗТСН	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 25433-08 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.10 Рег. № 39562-13		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,5	1,6 2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
194	ПС 220 кВ Росляков- ская, ОРУ- 110кВ, ВЛ 110 кВ Хан- тос- Росляков- ская II цепь	TG 145 Кл.т. 0,2 1200/5 Рег. № 15651-96 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 15853-96 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.10 Рег. № 39562-13	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,2
195	ПС 220 кВ Росляков- ская, ОРУ- 110кВ, ОВ- 110 кВ	TG 145 Кл.т. 0,2 1200/5 Рег. № 15651-96 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 15853-96 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.10 Рег. № 39562-13		Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,2
196	ПС 110 кВ Кинямин- ская, ОРУ- 110 кВ, В- 110 кВ 1Т	TG 145N Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 30489-05 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 15853-96 Фазы: А; В; С	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,5	2,9
197	ПС 110 кВ Кинямин- ская, ОРУ- 110 кВ, В- 110 кВ 2Т	TG 145 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 15651-96 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 15853-96 Фазы: А; В; С	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
198	ПС 110 кВ Евсеенков- ская, ОРУ- 110 кВ, В- 110 кВ 1Т	TG 145 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 15651-96 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 15853-96 Фазы: А; В; С	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
199	ПС 110 кВ Евсеенков- ская, ОРУ- 110 кВ, В- 110 кВ 2Т	TG 145 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 15651-96 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11 Фазы: А; В; С	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,9
200	ПС 110 кВ Широков- ская, ОРУ- 110 кВ, ВЛ 110 кВ Ле- нинская- Широков- ская (Ленин- ская)	TG 145N Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 30489-05 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96 Фазы: А; В; С	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	2,9 4,8
201	ПС 110 кВ Широков- ская, ОРУ- 110 кВ, ВЛ 110 кВ Во- сточный- Широков- ская (Во- сточный)	TG 145N Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 30489-05 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96 Фазы: А; В; С	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	2,9 4,8
202	ПС 110 кВ Ульбаевская, ОРУ-110 кВ, В-110 кВ 1Т	TG 145N Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 30489-05 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,5	1,6 2,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
203	ПС 110 кВ Фасаховская, ОРУ-110 кВ, В-110 кВ 1Т	TG 145N Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11 Фазы: А; В; С	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9	Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,8
204	ПС 110 кВ Ульбаевская, ОРУ-110 кВ, В-110 кВ 2Т	TG 145N Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 30489-05 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,5	2,3
205	ПС 110 кВ Фасаховская, ОРУ-110 кВ, В-110 кВ 2Т	TG 145N Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11 Фазы: А; В; С	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,4
206	ПС 35 кВ № 193, РУ-6кВ, СШ1, Яч.4, ВЛ-6 кВ Ф.193-04	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 48923-12 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	EPQS 122.21.18.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
207	ПС 35 кВ № 193, РУ-6кВ, СШ1, Яч.12, ВЛ-6 кВ Ф.193-12	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1856-63 Фаза: А ТЛО-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 25433-11 Фаза: С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	EPQS 122.21.18.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
208	ПС 35 кВ № 193, РУ-6кВ, СШ1, Яч.13, ВЛ-6 кВ Ф.193-13	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	EPQS 122.21.18.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
209	ПС 35 кВ № 193, РУ-6кВ, СШ1, Яч.14, КЛ-6 кВ Ф.193-14	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	EPQS 122.21.18.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
210	ПС 35 кВ № 193, РУ-6кВ, СШ1, Яч.15, КЛ-6 кВ Ф.193-15	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	EPQS 122.21.18.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
211	ПС 35 кВ № 193, РУ-6кВ, СШ1, Яч.16, ВЛ-6 кВ Ф.193-16	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	EPQS 122.21.18.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
212	ПС 35 кВ № 193, РУ-6кВ, СШ2, Яч.17, ВЛ-6 кВ Ф.193-17	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	EPQS 122.21.18.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
213	ПС 35 кВ № 193, РУ-6кВ, СШ2, Яч.18, ВЛ-6 кВ Ф.193-18	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 32139-11 Фаза: А ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1856-63 Фаза: С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	EPQS 122.21.18.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,2	3,2 5,4
214	ПС 35 кВ № 193, РУ-6кВ, СШ2, Яч.19, ВЛ-6 кВ Ф.193-19	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 42683-09 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	EPQS 122.21.18.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,2	3,2 5,4
215	ПС 35 кВ № 193, РУ-6кВ, СШ2, Яч.20, ВЛ-6 кВ Ф.193-20	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1856-63 Фаза: А ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 32139-11 Фаза: С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	EPQS 122.21.18.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,2	3,2 5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
216	ПС 35 кВ № 191, РУ-6кВ, СШ1, Яч.13, ВЛ-6 кВ Ф.191-13	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
217	ПС 35 кВ № 191, РУ-6кВ, СШ1, Яч.14, ВЛ-6 кВ Ф.191-14	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
218	ПС 35 кВ № 191, РУ-6кВ, СШ2, Яч.18, ВЛ-6 кВ Ф.191-18	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
219	ПС 35 кВ № 191, РУ-6кВ, СШ2, Яч.19, ВЛ-6 кВ Ф.191-19	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
220	ПС 35 кВ № 191, РУ-6кВ, СШ2, Яч.20, ВЛ-6 кВ Ф.191-20	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
221	ПС 35 кВ № 191, РУ-6кВ, СШ2, Яч.23, КЛ-6кВ ф.191-23	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
222	ПС 35 кВ № 192, РУ-6кВ, СШ1, Яч.12, КЛ-6 кВ Ф.192-12	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
							Актив- ная	1,3	3,2
223	ПС 35 кВ № 192, РУ-6кВ, СШ1, Яч.13, ВЛ-6 кВ Ф.192-13	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Реак- тивная	2,5	5,5
							Актив- ная	1,3	3,2
224	ПС 35 кВ № 192, РУ-6кВ, СШ1, Яч.14, ВЛ-6 кВ Ф.192-14	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 25433-11 Фаза: А ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1856-63 Фаза: С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
225	ПС 35 кВ № 192, РУ-6кВ, СШ1, Яч.15, ВЛ-6 кВ Ф.192-15	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,3	3,2
						Реак- тивная	2,5	5,5	
226	ПС 35 кВ № 192, РУ-6кВ, СШ1, Яч.16, ВЛ-6 кВ Ф.192-16	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	Актив- ная	1,3	3,2	
						Реак- тивная	2,5	5,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
227	ПС 35 кВ № 192, РУ-6кВ, СШ1, Яч.17, ВЛ-6 кВ Ф.192-17	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,3	3,2
228	ПС 35 кВ № 192, РУ-6кВ, СШ2, Яч.18, ВЛ-6 кВ Ф.192-18	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 32139-11 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	EPQS 122.21.17.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Реак- тивная	2,5	5,5
229	ПС 35 кВ № 192, РУ-6кВ, СШ2, Яч.19, ВЛ-6 кВ Ф.192-19	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	EPQS 122.21.17.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,0	2,2
230	ПС 35 кВ № 192, РУ-6кВ, СШ2, Яч.20, ВЛ-6 кВ Ф.192-20	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	EPQS 122.21.17.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Реак- тивная	1,8	4,0
231	ПС 35 кВ № 192, РУ-6кВ, СШ2, Яч.21, КЛ-6 кВ Ф.192-21	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	EPQS 122.21.17.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
232	ПС 35 кВ № 192, РУ-6кВ, СШ2, Яч.22, КЛ-6 кВ Ф.192-22	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 25433-11 Фаза: А ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1856-63 Фаза: С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	EPQS 122.21.17.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
233	ПС 35 кВ № 195, РУ-6кВ, СШ1, Яч.4, ВЛ-6 кВ Ф.195-04	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
234	ПС 35 кВ № 195, РУ-6кВ, СШ1, Яч.5, ВЛ-6 кВ Ф.195-05	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
235	ПС 35 кВ № 195, РУ-6кВ, СШ1, Яч.6, ВЛ-6 кВ Ф.195-06	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
236	ПС 35 кВ № 195, РУ-6кВ, СШ2, Яч.9, ВЛ-6 кВ Ф.195-09	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
237	ПС 35 кВ № 195, РУ-6кВ, СШ2, Яч.10, ВЛ-6 кВ Ф.195-10	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
238	ПС 35 кВ № 195, РУ-6кВ, СШ2, Яч.11, ВЛ-6 кВ Ф.195-11	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
239	ПС 35 кВ № 194, РУ-6кВ, СШ1, Яч.1, КЛ-6 кВ Ф.194-01	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
240	ПС 35 кВ № 194, РУ-6кВ, СШ1, Яч.5, КЛ-6 кВ Ф.194-05	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
241	ПС 35 кВ № 194, РУ-6кВ, СШ1, Яч.6, ВЛ-6 кВ Ф.194-06	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
242	ПС 35 кВ № 194, РУ-6кВ, СШ2, Яч.10, КЛ-6 кВ Ф.194-10	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
243	ПС 35 кВ № 194, РУ-6кВ, СШ2, Яч.14, КЛ-6 кВ Ф.194-14	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
244	ПС 35 кВ № 151, РУ-6кВ, СШ1, Яч.2, ВЛ-6 кВ Ф.151-02	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
245	ПС 35 кВ № 151, РУ-6кВ, СШ1, Яч.4, ВЛ-6 кВ Ф.151-04	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
246	ПС 35 кВ № 151, РУ-6кВ, СШ1, Яч.11, ВЛ-6 кВ Ф.151-11	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
247	ПС 35 кВ № 151, РУ-6кВ, СШ2, Яч.16, ВЛ-6 кВ Ф.151-16	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИ-6 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 51198-12 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
248	ПС 35 кВ № 151, РУ-6кВ, СШ3, Яч.26, ВЛ-6 кВ Ф.151-26	АВК 10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 47171-11 Фазы: А; С	VSK 1 10b Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 47172-11 Фазы: А; В; С	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
249	ПС 35 кВ № 151, РУ-6кВ, СШЗ, Яч.27, ВЛ-6 кВ Ф.151-27	IMZ Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 16048-04 Фазы: А; В; С	VSK 1 10b Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 47172-11 Фазы: А; В; С	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9	Актив- ная	1,3	3,2
250	ПС 35 кВ № 151, РУ-6кВ, СШ4, Яч.34, ВЛ-6 кВ Ф.151-34	ABK 10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 47171-11 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Реак- тивная	2,5	5,5
251	ПС 35 кВ № 151, РУ-6кВ, СШ4, Яч.36, ВЛ-6 кВ Ф.151-36	ABK 10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 47171-11 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,3	3,2
252	ПС 35 кВ № 151, РУ-6кВ, СШ4, Яч.37, ВЛ-6 кВ Ф.151-37	ABK 10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 47171-11 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Реак- тивная	2,5	5,5
253	ПС 35 кВ № 159, РУ-6кВ, СШ1, Яч.4, ВЛ-6 кВ Ф.159-04	IMZ Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 16048-04 Фазы: А; С ABK 10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 47171-11 Фаза: В	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: ABC	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
254	ПС 35 кВ № 159, РУ-6кВ, СШ1, Яч.5, ВЛ-6 кВ Ф.159-05	АВК 10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 47171-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
255	ПС 35 кВ № 168, РУ-6кВ, СШ1, Яч.4, ВЛ-6 кВ Ф.168-04	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИ-6 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 51198-12 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
256	ПС 35 кВ № 168, РУ-6кВ, СШ1, Яч.5, ВЛ-6 кВ Ф.168-05	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИ-6 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 51198-12 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
257	ПС 35 кВ № 168, РУ-6кВ, яч. 16, ВЛ-6 кВ Ф.168-16	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
258	ПС 35 кВ № 152, ЗРУ-6кВ, СШ1 Яч.7, ВЛ-6 кВ Ф.152-07	ТОЛ-10 УТ-2 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
259	ПС 35 кВ № 196, РУ-6кВ, СШ1, Яч.4, ВЛ-6 кВ Ф.196-04	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9	Актив- ная	1,3	3,2
260	ПС 35 кВ № 196, РУ-6кВ, СШ1, Яч.5, ВЛ-6 кВ Ф.196-05	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Реак- тивная	2,5	5,5
261	ПС 35 кВ № 196, РУ-6кВ, СШ2, Яч.9, ВЛ-6 кВ Ф.196-09	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,3	3,2
262	ПС 35 кВ № 196, РУ-6кВ, СШ2, Яч.10, ВЛ-6 кВ Ф.196-10	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Реак- тивная	2,5	5,5
263	ПС 35 кВ Базовая, ОРУ-35 кВ, ввод 35 кВ ВВ № 1	ТВ-35 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 69460-17 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-54 Фазы: А; В; С	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,3	3,3
264	ПС 35 кВ Базовая, ОРУ-35 кВ, ввод 35 кВ ВВ № 2	ТВ-35 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 69460-17 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-54 Фазы: А; В; С	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07	PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Реак- тивная	2,5	5,6
							Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
265	ПС 35 кВ Пыть-Ях Ж/Д, Ввод 10 кВ №1	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.14 Рег. № 46971-11	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,0	2,9
							Реак- тивная	2,0	4,6
266	ПС 35 кВ Пыть-Ях Ж/Д, Ввод 10 кВ №2	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.14 Рег. № 46971-11		Актив- ная	1,0	2,9
							Реак- тивная	2,0	4,6
267	ПС 35 кВ № 5041, РУ-6 кВ, яч.18, ВЛ-6кВ ф.5041-18	ІМЗ Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 16048-04 Фазы: А; В; С	UМЗ Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 16047-97 Фазы: А; В; С	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
268	ПС 35 кВ № 5041, РУ-6 кВ, яч. 08, ВЛ-6кВ ф.5041-08	ІМЗ Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 16048-04 Фазы: А; В; С	UМЗ Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 16047-97 Фазы: А; В; С	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
269	ПС 35 кВ № 352, РУ-6 кВ, СШ1, Яч.6, ВЛ-6 кВ ф.352-06	ІМЗ Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 16048-97 Фазы: А; В; С	VSK 1 10 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 47172-11 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
270	ПС 35 кВ № 352, РУ-6 кВ, СШ1, Яч.8, ВЛ-6 кВ ф.352-08	ІМЗ Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 16048-97 Фазы: А; В; С	VSK 1 10 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 47172-11 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		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
271	ПС 35 кВ № 352, РУ-6 кВ, СШ2, Яч.18, ВЛ-6 кВ ф.352-18	IMZ Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 16048-97 Фазы: А; В; С	VSK 1 10 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 47172-11 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,1	3,0
272	ПС 35 кВ № 354, РУ-6 кВ, СШ1, Яч.4, ВЛ-6 кВ ф.354-04	IMZ Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 16048-97 Фазы: А; В; С	VSK 1 10b Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 47172-11 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Реак- тивная	2,3	4,6
273	ПС 35 кВ № 113, РУ-6 кВ, СШ1, Яч.7, ВЛ-6 кВ ф.113-07	IMZ Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 16048-97 Фазы: А; В; С	VSK 1 10 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 47172-11 Фазы: А; В; С	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,3	3,2
274	ПС 35 кВ № 180, РУ-6кВ, яч.7, ВЛ-6 кВ Ф-180-07	ABK 10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 47855-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: ABC	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Реак- тивная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
275	ПС 35 кВ № 180, РУ-6кВ, яч.17, ВЛ-6 кВ ф.180-17	IMZ Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 16048-04 Фазы: А; С АВК 10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 47171-11 Фаза: В	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	EPQS 122.21.12.LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
276	ПС 35 кВ № 14, шкаф №20 35 кВ, отпайка от ВЛ-35 кВ КНС-10-1	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 47124-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 54371-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	TK16L.10 Рег. № 39562-13		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
277	ПС 35 кВ Больничная, РУ-6 кВ, яч. №5, Ввод №1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
278	ПС 35 кВ Больничная, РУ-0,4 кВ, яч. ТСН-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
279	ПС 35 кВ №14, шкаф №19 35 кВ, отпайка от ВЛ-35 кВ КНС-10-2	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 47124-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 54371-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ТК16L.10 Рег. № 39562-13	HP Pro-liant DL380 Gen 9 PCTB-01- Рег. № 40586-12	Актив-ная	1,1	3,0
							Реак-тивная	2,3	4,7
280	ПС 35 кВ Больничная, РУ-6 кВ, яч. №16, Ввод №2	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	ТК16L.31 Рег. № 36643-07		Актив-ная	1,3	3,2
							Реак-тивная	2,5	5,5
281	ПС 35 кВ Больничная, РУ-0,4 кВ, яч. ТСН-2	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ТК16L.31 Рег. № 36643-07		Актив-ная	1,0	3,1
							Реак-тивная	2,1	5,4
282	ПС 220 кВ Средний Бальк, ОРУ-110кВ, ВЛ 110 кВ Средний Бальк-Солнечная-1	ТРГ-110 II* Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 26813-06 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83 ХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	А1802RALQV-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Шлюз Е-422 Рег. № 36638-07		Актив-ная	0,9	1,6
							Реак-тивная	1,5	2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
283	ПС 220 кВ Средний Ба- лык, ОРУ- 110кВ, ВЛ 110 кВ Средний Ба- лык- Солнечная-2	ТРГ-110 II* Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 26813-06 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83 ХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	A1802RALQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,5	1,6 2,9
284	ПС 220 кВ Средний Ба- лык, ОРУ- 110кВ, ОВ- 110 кВ	ТРГ-110 II* Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 26813-06 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83 ХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С НКФ-110-83 ХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Шлюз Е- 422 Рег. № 36638-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01-	Актив- ная Реак- тивная	1,0 1,8	2,2 4,9
285	ПС 35 кВ Городская, РУ-6 кВ, ввод 6 кВ 1Т	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 25433-07 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ТК16L.31 Рег. № 36643-07	01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
286	ПС 35 кВ Городская, РУ-6 кВ, ввод 6 кВ 2Т	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 25433-07 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ТК16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
287	ПС 110 кВ Ульбаевская, ЗРУ-6 кВ, 1С-6 кВ, яч. 9, КЛ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
288	ПС 110 кВ Ульбаевская, ЗРУ-6 кВ, 2С-6 кВ, яч.10, КЛ-6 кВ	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 15128-03 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
289	ПС 110 кВ Звездная, ОРУ-35 кВ, СШ1, ВЛ 35 кВ Цен- тральная-1	ТВЭ-35 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 44359-10 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	HP Pro- liant DL380 Gen 9	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
290	ПС 110 кВ Звездная, ОРУ-35 кВ, СШ2, ВЛ 35 кВ Цен- тральная-2	ТВЭ-35 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 44359-10 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,6	1,6 2,6
291	ПС 110 кВ Звездная, ОРУ-35 кВ, СШ1, ВЛ 35 кВ Луч-1	ТВЭ-35 Кл.т. 0,2S 200/5 Рег. № 44359-10 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,6	1,6 2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
292	ПС 110 кВ Звездная, ОРУ-35 кВ, СШ2, ВЛ 35 кВ Луч-2	ТВЭ-35 Кл.т. 0,2S 200/5 Рег. № 44359-10 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,6	1,6 2,6
293	ПС 110 кВ Сибирь, ОРУ-35 кВ, СШ1, ВЛ 35 кВ Сатурн-1	АСН-36 Кл.т. 0,2 400/5 Рег. № 27818-04 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04		Актив- ная Реак- тивная	0,6 1,1	1,4 2,3
294	ПС 110 кВ Сибирь, ОРУ-35 кВ, СШ2, ВЛ 35 кВ Сатурн-2	АСН-36 Кл.т. 0,2 400/5 Рег. № 27818-04 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	0,6 1,1	1,4 2,3
295	ПС 110 кВ Сибирь, ОРУ-35 кВ, СШ1, ВЛ 35 кВ Сириус-1	АСН-36 Кл.т. 0,2 400/5 Рег. № 27818-04 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04		Актив- ная Реак- тивная	0,6 1,1	1,4 2,3
296	ПС 110 кВ Сибирь, ОРУ-35 кВ, СШ2, ВЛ 35 кВ Сириус-2	АСН-36 Кл.т. 0,2 400/5 Рег. № 27818-04 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04		Актив- ная Реак- тивная	0,6 1,1	1,4 2,3
297	ПС 110 кВ Мамонтов- ская, РУ-110 кВ, В 110 кВ 1Т	TG Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	СРВ 123 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-06 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
298	ПС 110 кВ Мамонтов- ская, РУ-110 кВ, В 110 кВ 2Т	TG Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-06 Фазы: А; С CPB 123 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96 Фаза: В	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,9
299	ПС 110 кВ Бекметьев- ская, РУ- 110 кВ, В 110 кВ 1Т	TG 145 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-06 Фазы: А; В; С	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	0,6 1,1	1,4 2,8
300	ПС 110 кВ Приморская, РУ-110 кВ, В 110 кВ 2Т	TG 145N Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11 Фазы: А; В; С	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	0,6 1,1	1,4 2,8
301	ПС 110 кВ Бекметьев- ская, РУ- 110 кВ, В 110 кВ 2Т	TG 145N Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-06 Фазы: А; В; С	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	0,6 1,1	1,4 2,8
302	ПС 110 кВ Приморская, РУ-110 кВ, В 110 кВ 1Т	TG 145N Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11 Фазы: А; В; С	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная Реак- тивная	0,6 1,1	1,4 2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
303	ПС 110 кВ Евсеенков- ская, ЗРУ-6 кВ ЦПС №3 Приразлом- ного, СШ1, яч. №23	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 25433-11 Фаза: А ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 15128-03 Фазы: В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	TK16L.31 Рег. № 36643-07	HP Pro- liant DL380 Gen 9 PCTB-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
304	ПС 110 кВ Евсеенков- ская, ЗРУ-6 кВ ЦПС №3 Приразлом- ного, СШ2, яч. №26	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 15128-03 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
305	ПС 110 кВ Корнилов- ская, РУ-110 кВ, В 110 кВ 1Т	TG 145N Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
306	ПС 110 кВ Корнилов- ская, РУ-110 кВ, В 110 кВ 2Т	TG 145N Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	CPB 123 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ - P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	TK16L.31 Рег. № 36643-07		Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
307	ПС 110 кВ Сибирь, ОРУ-35 кВ, СШ1, ВЛ 35 кВ Уют-1	АСН-36 Кл.т. 0,2 400/5 Рег. № 27818-04 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	НР Pro- liant DL380 Gen 9 РСТВ-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,3
308	ПС 110 кВ Сибирь, ОРУ-35 кВ, СШ2, ВЛ 35 кВ Уют-2	АСН-36 Кл.т. 0,2 400/5 Рег. № 27818-04 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04		Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,3
309	ПС 110 кВ Чупальская, ОРУ 35 кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Ялта-1	АСН-36 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 27818-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6
310	ПС 110 кВ Чупальская, ОРУ 35 кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Ялта-2	АСН-36 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 27818-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6
311	ПС 110 кВ Чупальская, ОРУ 35 кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Жемчуг-1	АСН-36 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 27818-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6
312	ПС 110 кВ Чупальская, ОРУ 35 кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Жемчуг-2	АСН-36 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 27818-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
313	ПС 110 кВ Чупальская, КРУМ 6 кВ, СШ1, Яч.№3, ВЛ-6 кВ Куст-2-1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	НР Pro- liant DL380 Gen 9 РСТВ-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
314	ПС 110 кВ Чупальская, КРУМ 6 кВ, СШ2, Яч.№4, ВЛ-6 кВ Куст-2-2	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,6	1,6 2,6
315	ПС 110 кВ Чупальская, КРУМ 6 кВ, СШ1, Яч.№5, ВЛ-6 кВ Куст-5-1	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,6	1,6 2,6
316	ПС 110 кВ Чупальская, КРУМ 6 кВ, СШ2, Яч.№6, ВЛ-6 кВ Куст-5-2	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,6	1,6 2,6
317	ПС 110 кВ Чупальская, КРУМ 6 кВ, СШ1, Яч.№7, ВЛ-6 кВ Пождепо- 1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
318	ПС 110 кВ Чупальская, КРУМ 6 кВ, СШ2, Яч.№8, ВЛ-6 кВ Пождепо- 2	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	НР Pro- liant DL380 Gen 9 РСТВ-01- 01 Рег. № 40586-12	Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6
319	ПС 110 кВ Чупальская, ОРУ 35 кВ, СШ1, ВЛ-35 кВ Керчь-1	АСН-36 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 27818-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6
320	ПС 110 кВ Чупальская, ОРУ 35 кВ, СШ2, ВЛ-35 кВ Керчь-2	АСН-36 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 27818-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09		Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6
321	ПС 110 кВ Сибирь, ОРУ-35 кВ, СШ1, ВЛ 35 кВ Юрьев- ская-1	АСН-36 Кл.т. 0,2 400/5 Рег. № 27818-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04		Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,3
322	ПС 110 кВ Сибирь, ОРУ-35 кВ, СШ2, ВЛ 35 кВ Юрьев- ская-2	АСН-36 Кл.т. 0,2 400/5 Рег. № 27818-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04		Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,3

Примечания:

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

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 3, 4, 7, 12, 16-31, 36-41, 44, 45, 47, 52, 53, 64-69, 74-77, 82-85, 94-103, 110, 111, 115-118, 120, 132, 133, 137, 143-149, 151, 152, 159-162, 169-178, 185-191, 193, 196, 198-201, 203, 205, 228, 263, 264, 276, 279, 282-286, 289-292, 298-302, 305, 306, 309-320, 323-326 указана для тока 2 % от $I_{\text{НОМ}}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{\text{НОМ}}$; $\cos\varphi = 0,8$ 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, радиосервера точного времени 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	326
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 3, 4, 7, 12, 16-31, 36-41, 44, 45, 47, 52, 53, 64-69, 74-77, 82-85, 94-103, 110, 111, 115-118, 120, 132, 133, 137, 143-149, 151, 152, 159-162, 169-178, 185-191, 193, 196, 198-201, 203, 205, 228, 263, 264, 276, 279, 282-286, 289-292, 298-302, 305, 306, 309-320, 323-326 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 3, 4, 7, 12, 16-31, 36-41, 44, 45, 47, 52, 53, 64-69, 74-77, 82-85, 94-103, 110, 111, 115-118, 120, 132, 133, 137, 143-149, 151, 152, 159-162, 169-178, 185-191, 193, 196, 198-201, 203, 205, 228, 263, 264, 276, 279, 282-286, 289-292, 298-302, 305, 306, 309-320, 323-326 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +15 до +25

Продолжение таблицы 3

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
для счетчиков типа Альфа А1800:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12):	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17):	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08), ПСЧ-4ТМ.05М:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03:	
среднее время наработки на отказ, ч	90000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для счетчиков типа EPQS:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
среднее время восстановления работоспособности, ч	72
для счетчиков типа BINOM3:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	150000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для ТК16L.31, ТК16L.10:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	55000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для Шлюз Е-422:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	50000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для ЭКОМ-3000:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	75000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для УСВ:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	55000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для серверов:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации:	
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03, ПСЧ-4ТМ.05М:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	40

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа Альфа А1800: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	180
при отключении питания, лет, не менее	30
для счетчиков типа BINOM3: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	340
при отключении питания, лет, не менее	10
для счетчиков типа EPQS: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	100
при отключении питания, лет, не менее	40
для ТК16L.31, ТК16L.10, Шлюз E-422, ЭКОМ-3000: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электро- энергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
при отключении питания, лет, не менее	10
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 счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- 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.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТФМ-35-II	7
Трансформаторы тока	ТФН-35М	10
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	10
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-35 III	46
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10-I	34
Трансформаторы тока	ТОЛ-35 III	27
Трансформаторы тока	GIF 40,5	67
Трансформаторы тока	ТЛК-10-6	9
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-I У1	3
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	37
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	42
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	15
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	10
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	40
Трансформаторы тока наружной установки	ТОЛ-НТЗ-35-IV	36
Трансформаторы тока	ТЛО-10	21
Трансформаторы тока	АСН-36	54
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-ХЛ	26
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	6
Трансформаторы тока встроенные	ТВЭ-35	18
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	12
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	22

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	Т-0,66	5
Трансформаторы тока	ТШЛ-СЭЩ-0,66	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 УТ	8
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2
Трансформаторы тока	Т-0,66УЗ	7
Трансформаторы тока стационарные	ТК-20	2
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	6
Трансформаторы тока	ТЛШ10	4
Трансформаторы тока измерительные	ASK	1
Трансформаторы тока климатического исполнения VI, ХЛ1	ТФЗМ-110Б-ІХЛ1	6
Трансформаторы тока	ТЛК10	5
Трансформаторы тока встроенные	ТВЭ-35 УХЛ2	30
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-ІМ	8
Трансформаторы тока встроенные	ВСТ	15
Трансформаторы тока	TG 145	18
Трансформаторы тока	TG 145N	45
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-І	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	6
Трансформаторы тока	ТЛК-10	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока	АВК 10	18
Трансформаторы тока	ІМЗ	28
Трансформаторы тока элегазовые	ТРГ-110 ІІ	9
Трансформаторы тока	ТВ-35	6
Трансформаторы тока	ТЛП-10	6
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-35	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	10
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	5
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35 УХЛ1	25
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	16
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95 УХЛ2	7
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	10
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	13
Трансформаторы напряжения	GEF-40.5	12
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-6	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	10
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	13

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-83 У1	12
Трансформаторы напряжения	СРВ 245	34
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-10	9
Трансформаторы напряжения измерительные	СРВ 123	21
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-6	2
Трансформаторы напряжения	VSK 1 10b	15
Трансформаторы напряжения	UMZ	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-35-IV	6
Трансформаторы напряжения	СРВ 123	11
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-35	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	162
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	86
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	EPQS	62
Счетчики-измерители показателей качества электрической энергии многофункциональные	BINOM3	6
Устройства для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	Шлюз Е-422	9
Устройства сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	TK16L	44
Контроллеры терминальные	TK16L.10	4
Контроллеры терминальные	TK16L.14	1
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	3
Радиосерверы точного времени	PCTB-01-01	1
Сервер сбора данных	HP Proliant DL380 Gen 9	1
Сервер баз данных	HP Proliant DL380 Gen 9	1
Формуляр	A212331.422231.1197.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «РН-Юганскнефтегаз» (6-я очередь), аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Юганскнефтегаз» (6-я очередь)

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

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

Изготовитель

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

ИНН 7706525041

Адрес: 143502, Московская обл., г. Красногорск, ул. Международная, д. 14, секция 5-001

Телефон: (495) 777-47-42

Факс: (499) 576-65-96

Web-сайт: www.rn-energo.ru

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

Испытательный центр

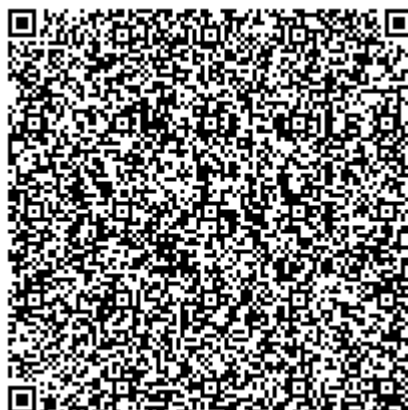
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83309-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки поверочные переносные NAUTILUS

Назначение средства измерений

Установки поверочные переносные NAUTILUS (далее – установки) предназначены для измерений, воспроизведения, хранения и передачи единиц объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости, измерений температуры и избыточного давления жидкости, а также интервалов времени.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на измерении объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости с помощью преобразователя расхода, измерений температуры и давления жидкости с помощью термопреобразователей сопротивления и датчиков давления, за определенный интервал времени, включенных в единый гидравлический тракт с поверяемым средством измерений.

Установки состоят из преобразователя расхода, гидравлического тракта рабочего контура и измерительно-вычислительного блока, которые находятся в переносном корпусе и управляются либо с клавиатуры на панели управления, либо с дистанционного устройства управления. Установки имеют исполнение базовое или заказное. В исполнении базовом дополнительно установлен частотно-измерительный канал и канал времени, дистанционное устройство управления выполнено на базе смартфона или планшета и опционально в состав могут включаться термопреобразователь сопротивления, датчик давления жидкости. В исполнении заказном дополнительно установлен дисплей и (или) клавиатура.

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.

Информацию с поверяемого средства измерений считывают:

- визуально по показаниям счетного устройства (шкалы) поверяемого средства измерений и вводом с клавиатуры устройства дистанционного управления или клавиатуры измерительно-вычислительного блока;

- автоматически с выхода (аналогового/цифрового) поверяемого средства измерений, соединенного с измерительным каналом установки;

- автоматически с помощью оптоэлектронного узла съема (оптосчитывателя) (поставляется опционально);

- автоматически с помощью фотофиксации показаний индикатора поверяемого средства измерений (при наличии устройства дистанционного управления на базе смартфона);

Контроль установленного объемного расхода жидкости и прошедшего объема жидкости в потоке осуществляется по показаниям индикатора дистанционного устройства управления или индикатора измерительно-вычислительного блока.

После проведения процедуры поверки в энергонезависимой памяти установки сохраняются результаты измерений.

При использовании дистанционного устройства управления, подключенного к сети интернет, результаты могут быть переданы на удаленные серверы или устройства.

Общий вид установок представлен на рисунке 1.



Установки поверочные переносные
NAUTILUS исполнение базовое



Установки поверочные переносные
NAUTILUS исполнение заказное

Рисунок 1 – Общий вид установок

Пломбировка установок осуществляется при помощи самоклеющейся пломбы, установленной на лицевой панели, с нанесением на нее знака поверки.

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



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

Заводской номер наносится на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе установки, методом лазерной гравировки.

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



Рисунок 3 – Место нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение установок встроенное и автономное.

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.

Программное обеспечение установок встроенное в микросхемы системы управления, сбора и обработки информации, не изменяемое и не считываемое.

Автономное программное обеспечение, установленное на дистанционное устройство управления, предназначено для обработки массивов информации, обеспечивает связь с установкой.

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

Метрологические характеристики средства измерений нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

Таблица 1– Идентификационные данные встроенного программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	NTLS_METR
Номер версии (идентификационный номер) ПО ¹⁾	не ниже 1.XXX
Цифровой идентификатор ПО	—
¹⁾ – конкретное значение указано в паспорте	

Таблица 2– Идентификационные данные автономного программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	FlowService
Номер версии (идентификационный номер) ПО ¹⁾	не ниже 1.XXX
Цифровой идентификатор ПО	—
¹⁾ – конкретное значение указано в паспорте	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	Базовое		Заказное
Исполнение			
Диапазон измерений (воспроизведения единиц) объемного расхода жидкости, м ³ /ч	от 0,015 до 5,0	от 0,016 до 3,0	от 0,016 до 3,0
Пределы допускаемой относительной погрешности (доверительные границы суммарной погрешности) установок при измерении (воспроизведении единиц) объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости, %:			
– от $Q_{\text{наим}}^{1)}$ до 0,1 м ³ /ч включительно	±0,5	±0,6	±0,6
– от 0,1 м ³ /ч до $Q_{\text{наиб}}^{2)}$	±0,33	±0,6	±0,6
Диапазон измерений температуры жидкости, °C ³⁾	от +5 до +90	–	–
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры жидкости, °C ³⁾	±0,5	–	–
Диапазон измерений избыточного давления жидкости, МПа ³⁾	от 0 до 1,0	–	–
Пределы допускаемой приведенной ⁴⁾ погрешности при измерении избыточного давления жидкости, % ³⁾	±0,5	–	–
Диапазон измерений интервалов времени, с ³⁾	от 5 до 3600	–	–
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении интервалов времени, с ³⁾	±0,2	–	–
¹⁾ $Q_{\text{наим}}$ – наименьший расход; ²⁾ $Q_{\text{наиб}}$ – наибольший расход; ³⁾ – опционально; ⁴⁾ – к верхнему значению диапазона измерений.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальный диаметр поверяемых средств измерений	DN 10, DN 15, DN 20
Измеряемая среда	жидкость (вода водопроводная)
Температура измеряемой среды, °C	от +5 до +90
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0 до 1,0
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока, В	220±22
– частота переменного тока, Гц	50±5
– напряжение постоянного тока, В	5±0,5
Потребляемая мощность, Вт, не более	7
Частота импульсов частотно-импульсного сигнала, Гц ¹⁾	от 0,1 до 1000
Габаритные размеры, мм, не более:	
– высота	200
– ширина	340
– длина	430
Масса, кг, не более	9
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды, °C	от +5 до +55
– относительная влажность, %	от 30 до 80
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106
Средний срок службы, лет	12
Средняя наработка на отказ, ч	30000
¹⁾ – только для базового исполнения	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе установки, методом лазерной гравировки, и в верхней части по центру титульных листов паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка поверочная переносная	NAUTILUS	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	НС10.100 РЭ	1 экз.
Методика поверки	МП 1310-1-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Подготовка установки к использованию» документа «Установки поверочные переносные NAUTILUS. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам поверочным переносным NAUTILUS

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 26.51.52.110-001-20193610-2020 Установки поверочные переносные NAUTILUS. Технические условия.

Изготовитель

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

ИНН 7802641160

Адрес: 188508, Ленинградская область, район Ломоносовский, квартал 2 (Южная часть промзоны Горелово тер), дом 31, офис 2

Телефон (факс): +7 (812) 309-46-34

E-mail: nisspb2017@mail.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

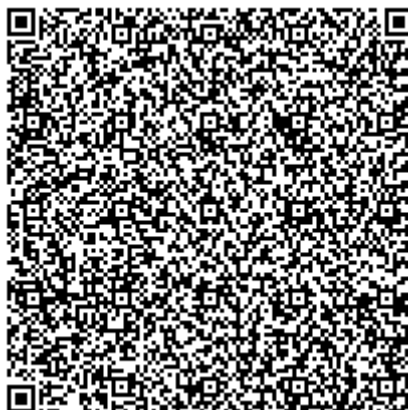
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

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

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83310-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы серы в нефти рентгено-абсорбционные поточные СПЕКТРОСКАН IS-T

Назначение средства измерений

Анализаторы серы в нефти рентгено-абсорбционные поточные СПЕКТРОСКАН IS-T (далее – анализаторы) предназначены для измерений массовой доли серы в потоке нефти или нефтепродуктов (далее – анализируемая среда).

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов основан на использовании зависимости абсорбции рентгеновского излучения анализируемой средой от массовой доли серы в ней. Измеряется интенсивность прошедшего через слой анализируемой среды рентгеновского излучения в заданном энергетическом диапазоне. Измеренная интенсивность прошедшего излучения связана функциональной зависимостью с массовой долей серы. Расчет массовой доли серы проводится по градуировочной характеристике, занесенной в энергонезависимую память, используемую для хранения параметров и данных анализатора.

Слой анализируемой среды заданной толщины обеспечивается использованием проточной измерительной кюветы, имеющей с противоположных сторон прозрачные для рентгеновского излучения окна. Со стороны одного окна (входного) установлен источник рентгеновского излучения – рентгеновская трубка, со стороны второго окна (выходного) находится приемник - детектор рентгеновского излучения. Конструкция проточной измерительной кюветы позволяет проводить измерения при давлении анализируемой среды в ней до 6,3 МПа.

Анализаторы выпускаются во взрывозащищенном исполнении.

Конструктивно анализаторы состоят из следующих основных элементов: блок измерительный, блок вспомогательной электроники и два отсечных узла. Блок вспомогательной электроники присутствует только в двухблочном исполнении. Отсечные узлы (нижний и верхний), позволяют отсекают поток анализируемой среды от измерительного блока при остановке измерений, а также производить заливку стандартных образцов или промывку проточной кюветы.

Анализаторы изготавливаются в исполнениях, обозначаемых буквенными и цифровыми индексами:

Мх¹ – моноблочное корпусное исполнение;

Д – двухблочное корпусное исполнение;

ФП – функция подогрева блока измерительного;

АОУ – автоматические отсечные узлы;

РОУ – ручные отсечные узлы;

24 – питание анализатора от внешнего источника питания 24 VDC.

¹ Вместо индекса х – для конкретного исполнения используется первая буква наименования производителя взрывозащищенной оболочки, например, МГ или МВ.

Внешний вид анализаторов определяется: корпусным исполнением, видом отсечных узлов (ручные или автоматические), внешним видом блока измерительного и блока вспомогательной электроники (при наличии), расположением управляющих элементов на блоке измерительном и блоке вспомогательной электроники (при наличии).

Тип электрического питания, а также наличие функции подогрева блока измерительного, не влияют на внешний вид анализаторов.

Блок измерительный включает измерительную проточную кювету, рентгеновский излучатель и детектор рентгеновского излучения. Спектральный состав первичного рентгеновского излучения формируется таким образом, чтобы результат измерения не зависел от отношения массовой доли углерода к массовой доле водорода анализируемой среды в широком диапазоне значений этого отношения.

Анализаторы имеют возможность учета влияния плотности анализируемой среды, а также содержания в ней воды и хлористых солей, на результат измерения массовой доли серы. Значения плотности, объемной (или массовой) доли воды и объемной (или массовой) доли хлористых солей в анализируемой среде передаются в анализатор по интерфейсу «токовая петля» 4...20 мА или по интерфейсу RS-485 (Modbus RTU).

Анализаторы измеряют массовую долю серы в анализируемой среде непрерывно. Значение массовой доли серы вычисляется по истечении заданной экспозиции измерений, визуально отображается на панели оператора в окне «Измерения» и передается по интерфейсу «токовая петля» 4...20 мА или по интерфейсу RS-485.

Электрическая схема блока измерительного содержит две пары пассивных контактов, которые могут быть использованы для передачи на внешний пульт оператора сигналов о не критических и критических ошибках («Предупреждение» и «Отказ»).

Управление режимами работы и параметрами анализатора осуществляется кнопками, имеющими контекстно-зависимые функции, указанными на панели оператора, и с помощью переключателя, управляющего отсечными узлами. Панель оператора служит для отображения/редактирования параметров анализаторов, а также информации о работе и результатах измерений.

Каждый экземпляр анализатора имеет идентификационные таблички, прикрепляемые на передней части оболочек и прочих узлов в хорошо обозримом месте, определяемом конструкторской документацией. На них травлением, гравированием или иным пригодным способом наносятся заводские номера узлов прибора и анализатора в целом.

Пломбирование анализаторов не предусмотрено.

Предусмотрено нанесение знака поверки на лицевую поверхность блока измерительного средства измерений.

Общий вид анализаторов и обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 1.

Место нанесения знака поверки



Анализаторы серы в нефти
рентгено-абсорбционные поточные
СПЕКТРОСКАН IS-T Д РОУ

Анализаторы серы в нефти рентгено-абсорбционные поточные
СПЕКТРОСКАН IS-T Мх¹ АОУ

Рисунок 1 – Общий вид анализаторов и обозначение места нанесения знака поверки

Программное обеспечение

Анализаторы оснащены встроенным программным обеспечением (ПО) и ПО панели оператора. ПО является метрологически значимым и выполняет следующие функции:

- управление анализатором;
- определение и хранение градуировочных (калибровочных) коэффициентов;
- вычисление, хранение, передача результатов измерений;
- редактирование параметров анализатора.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014. Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при их нормировании.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

¹ Вместо индекса х — для конкретного исполнения используется первая буква наименования производителя взрывозащищенной оболочки, например, МГ или МВ.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Встроенное ПО	ПО панели оператора
Идентификационное наименование ПО	-	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.75	не ниже 1.45
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2– Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний массовой доли серы, %	от 0 до 6,5
Диапазон измерений массовой доли серы, %	от 0,020 до 6,00
Пределы допускаемой абсолютной погрешности, %, в поддиапазонах измерений: от 0,020 до 0,60 % включ. св. 0,60 до 6,00 % включ.	$\pm(0,014 \cdot C_S + 0,012)$ $\pm 0,034 \cdot C_S^*$
* C_S – результат измерения массовой доли серы, за время экспозиции 100 с, %	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры анализатора в моноблочном корпусном исполнении, мм, не более: - высота - ширина - длина	2300 850 900
Габаритные размеры анализатора в двухблочном корпусном исполнении, мм, не более: - высота - ширина - длина	2100 850 900
Масса, кг, не более	400
Средний срок службы, лет	10
Наработка на отказ, ч, не менее	20000
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц - напряжение постоянного тока, В	230_{-35}^{+23} 50 ± 2 24_{-4}^{+2}
Полная потребляемая мощность, В·А, не более	600
Маркировка взрывозащиты	1Ex db [ia] IIB T4 Gb X*
Условия эксплуатации: температура окружающей среды, °С: - исполнение без функции подогрева блока измерительного - исполнение с функцией подогрева блока измерительного	от +5 до +40 от -15 до +40
* - Особые условия применения во взрывоопасных средах	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор серы в нефти рентгено-абсорбционный поточный СПЕКТРОСКАН IS-T	по заказу	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РПНФ.414435.003 РЭ	1 экз.
Паспорт	РПНФ.414435.003 ПС	1 экз.
Комплект ЗИП	по заказу	по заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации РПНФ.414435.003 РЭ раздел «Измерения».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам серы в нефти рентгено-абсорбционным поточным СПЕКТРОСКАН IS-T

РПНФ.414435.003ТУ. Анализаторы серы в нефти рентгено-абсорбционные поточные СПЕКТРОСКАН IS-T. Технические условия;

Приказ Росстандарта № 2818 от 29.12.2018 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений массы».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «СПЕКТРОН» (ООО «НПО «СПЕКТРОН»)

Адрес: Россия, 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Циолковского, д. 10, лит. А, пом. 203.

ИНН 7826101943

Тел: +7(812) 325-81-83, факс: +7(812) 325-85-03.

Web-сайт: www.spectronxray.ru

E-mail: info@spectronxray.ru.

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

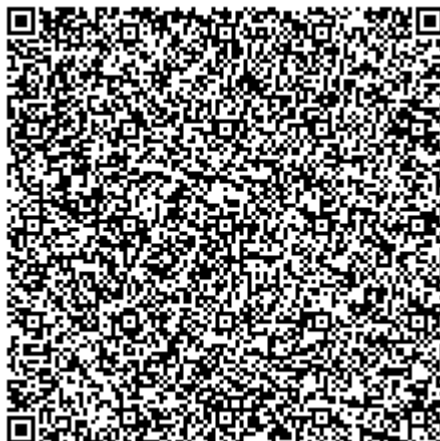
Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 4

Телефон: +7 (343) 350-26-18; факс: (343) 350-20-39

Web-сайт: www.uniim.ru

E-mail: uniim@uniim.ru

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» № RA.RU.311373 от 19.10.2015 по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительно-вычислительные контроля и учета энергоресурсов АСУД-248М

Назначение средства измерений

Комплексы измерительно-вычислительные контроля и учета энергоресурсов АСУД-248М (далее – ИВК) предназначены для:

- измерений и преобразований аналоговых электрических сигналов (сила и напряжение постоянного тока, количество электрических импульсов, сопротивление) поступающих от первичных измерительных преобразователей (далее – ПИП) в значения физических величин с последующей обработкой, представлением и регистрацией информации;
- сбора измерительной информации по цифровым интерфейсам со средств измерений утвержденного типа, предназначенных для:
 - измерений объема горячей или холодной воды;
 - измерений тепловой энергии, количества и параметров теплоносителя;
 - измерений электрической энергии и ее качества;
 - измерений объема природного газа;
- обеспечения автоматизированного сбора, обработки, хранения, регистрации и передачи результатов измерений;
- обеспечения автоматизированного контроля параметров энергоресурсов на объектах учёта и мониторинга за состоянием оборудования;
- предоставления измерительной информации в формах коммерческого учёта заинтересованным организациям и в существующие автоматизированные системы учёта энергоресурсов.

Описание средства измерений

Принцип действия ИВК основан на измерениях с помощью измерительных компонентов аналоговых сигналов (сила и напряжение постоянного тока, количество электрических импульсов, сопротивление), далее измерительная информация с помощью связующих компонентов передается на сервер сбора данных, который обеспечивает сохранение данных, формирование отчетных форм, выгрузку данных в другие программы и системы.

ИВК представляют собой многофункциональную трехуровневую иерархическую структуру, состоящую из измерительных, связующих и вычислительных компонентов, которые образуют измерительные каналы (ИК). ИВК являются проектно-компонентным изделием и в соответствии с ГОСТ Р 8.596-2002 определяются как комплексный компонент измерительной системы. Количество и состав ИК в соответствии с заказом.

Первый уровень ИВК - измерительные концентраторы (КИР и/или КТП), предназначены для измерений аналоговых электрических сигналов (сила и напряжение постоянного тока, количество электрических импульсов, сопротивление) поступающих от средств измерений утвержденного типа (далее - СИ) и преобразований в значения физических величин с последующей обработкой, представлением и регистрацией информации, а также для получения и передачи измерительной информации по цифровым каналам связи (RS-485, радиointерфейс) на второй уровень ИВК.

Функциональные возможности комплексов позволяют устанавливать на первом уровне СИ утвержденного типа, непосредственно передающие измерительную информацию на второй уровень по цифровому интерфейсу без дополнительных преобразований.

Второй уровень ИБК – устройства сбора и передачи данных, с помощью которых реализованы сбор и передача данных (GPRS-каналы, коммутируемые и некоммутируемые проводные линии связи, радиоканалы, сети Ethernet/Internet и т.д.). В качестве собираемых и передаваемых данных используется измерительная информация, полученная по цифровым интерфейсам связи (RS-232, RS-485, USB, Ethernet, CAN, M-Bus) от СИ энергоресурсов, либо от измерительных концентраторов, расположенных на первом уровне. Сбор и передача данных вводится с заданной периодичностью, а также может осуществляться по запросу сервера сбора данных.

В качестве УСПД используются концентраторы предназначенные для удаленного съема и передачи архивных и текущих параметров с первичных СИ, а также сообщений о нештатных ситуациях на сервер. При необходимости используются контроллеры инженерного оборудования (КИО), а также дополнительные устройства, обеспечивающие согласование и усиление сигнала при передаче цифровой информации по каналам связи.

Виды концентраторов:

- концентраторы универсальные (КУН-2Д.1, КУН-2ДМ, КУН-4Д.1), входы которых допускают подключение цифровых датчиков температуры;
- концентраторы цифровых сигналов (КЦС), предназначенные для подключения СИ, снабженных интерфейсами RS-232/485, CAN;
- концентраторы измерителей расхода (КИР-16), предназначенные для подключения СИ с импульсным выходом;
- концентраторы измерителей расхода – квартирные модули (КИР-КМ), передающие данные по радиоинтерфейсу;
- концентраторы измерителей расхода - радиоприемники (КИР-РП), осуществляющие ретрансляцию данных от КИР-КМ до пульта или КИО;
- концентраторы теплового пункта (КТП), предназначенные для подключения цифровых датчиков температуры, термосопротивлений (Pt500, Pt1000), устройств с аналоговыми выходами токов (от 0 до 20 мА) и/или напряжений (от 0 до 10 В);
- концентраторы универсальные-ИРМ (КУН-ИРМ), концентраторы цифровых сигналов-ИРМ (КЦС-ИРМ), обеспечивают возможность информационного обмена с устройствами, поддерживающими цифровые интерфейсы RS-232, RS-485, M-Bus, в частности, теплосчетчиками, электросчетчиками и RS-концентраторами
- концентраторы дискретных датчиков (КДД-RS), входы которых допускают подключение цифровых датчиков температуры.

Третий уровень ИБК - уровень сбора, хранения и анализа информации, представляет собой оперативно-информационный комплекс, построенный по клиент-серверной технологии – сервер сбора данных. Сервер представляет собой ПК или Пульт-ПК8(4). Сервер может совмещать в себе функцию АРМ ИБК. Сервер обеспечивает ведение времени ИБК. Программная часть системы реализована на основе специализированного программного обеспечения под управлением ОС Windows.

Информация со СИ поступает на сервер сбора данных через УСПД, устройства связи в цифровом виде. Сервер сбора данных обеспечивает автоматический опрос УСПД, СИ в соответствии с заданным расписанием, сохранение данных в базе данных, формирование отчетных форм, выгрузку данных в другие программы и системы.

Структурная схема ИБК приведена на рисунке 1.

ИБК позволяет по цифровым интерфейсам опрашивать датчики температуры DS18S20, при этом метрологические характеристики данных измерительных каналов не нормируются.

ИБК выполняет следующие функции:

- измерение количественных и качественных параметров энергоресурсов, используемых для формирования данных коммерческого учета;
- периодический (часовые, суточные, месячные значения) сбор результатов измерений;

- дистанционный сбор архивных данных, мгновенных значений (по запросу) со СИ нижнего уровня;
- хранение и ведение базы данных;
- обеспечение доступа операторов к текущей и архивной информации в виде таблиц, графиков, ведомостей, отчетов, отображаемых на экране и выводимых на печать;
- информационное взаимодействие с внешними и смежными системами;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне.

Для защиты компонентов ИВК от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование кроссовых и клеммных коробок, использование запираемых шкафов, содержащих средства связи. Пломбирование СИ нижнего уровня, а также связующих и вычислительных компонентов среднего и верхнего уровней ИВК, проводится в соответствии с конструкторской, технической и эксплуатационной документацией на них. Доступ к настройкам функций сервера сбора данных защищен персональными логинами и паролями. Нанесение знака поверки на ИВК не предусмотрено. Заводской номер ИВК указывается в [паспорте](#).

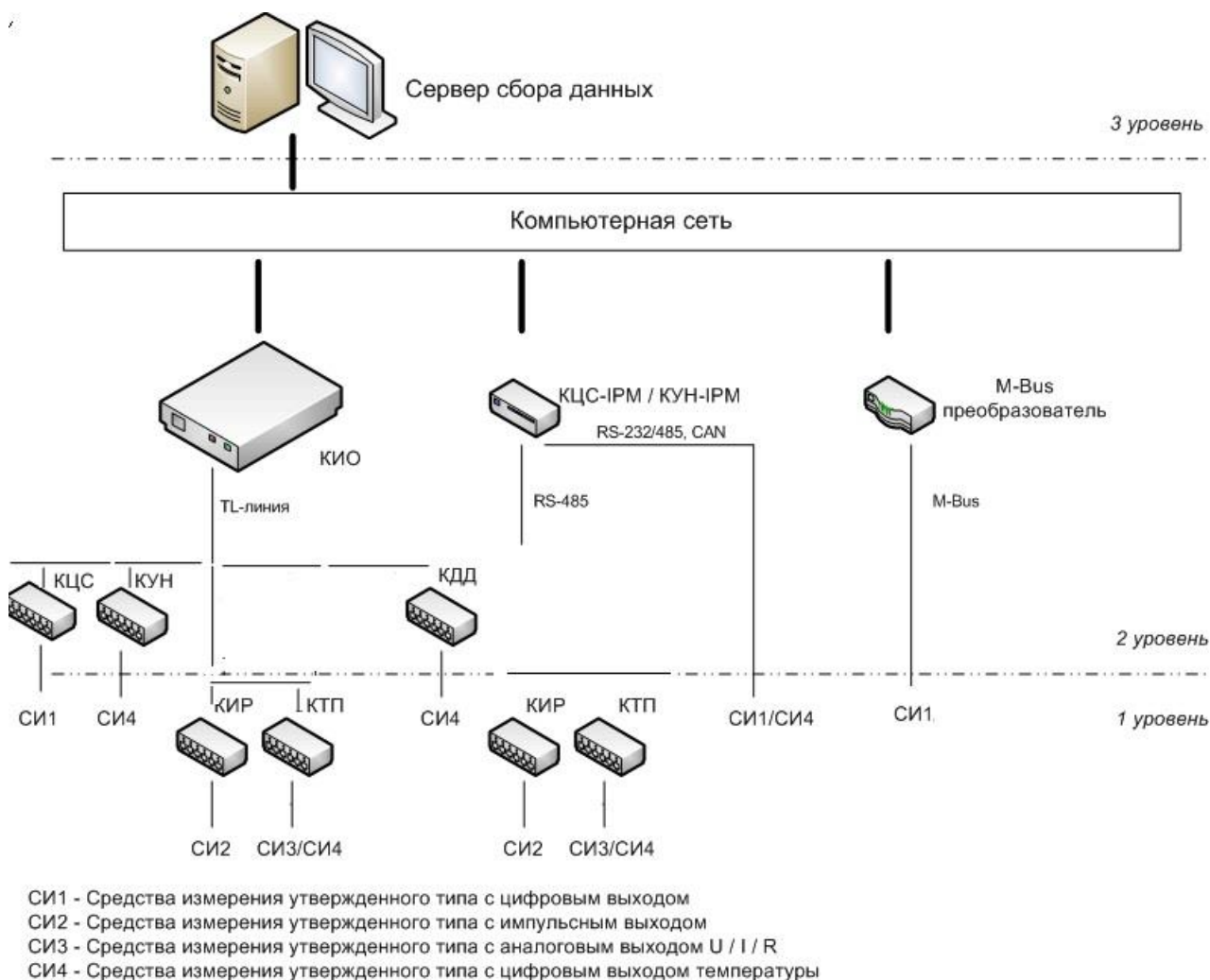


Рисунок 1 - Структурная схема АСУД

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) ИВК включает в свой состав:

- ПО первого уровня (ПУ) и ПО второго уровня (ВУ), идентификационные данные в соответствии с таблицами 1 и 2. Данное ПО устанавливается в концентраторы и реализует следующие функции:

- сбор измерительной информации;
- передача измерительной информации на третий уровень.

- ПО третьего уровня (ТУ), идентификационные данные ПО ТУ в соответствии с таблицей 3. ПО ТУ устанавливается на сервер сбора данных ИВК и реализует следующие функции:

- сбор, хранение и обработка первичных (немодифицированных) данных об отпуске энергоресурсов, полученных с нижнего и среднего уровней;
- формирование итоговых ведомостей, протокола и акта отпуска тепловой энергии и расхода теплоносителей от объекта генерации;
- накопление и обработка данных в отдельном аналитическом хранилище данных, их анализ и отображение, а также предоставление регламентированной отчетности;
- мониторинг, аудит работоспособности и обработки диагностической информации от компонентов нижнего, среднего и верхнего уровней;
- централизованное ведение паспортов по объектам коммерческого учета и справочников, используемых для обеспечения информационной совместимости функциональных подсистем;
- обмен данными с внешними и смежными информационными системами;
- настройка ролей пользователей, администрирования действий пользователей, в соответствии с разработанной и утвержденной ролевой моделью;
- мониторинг (аудит) программных модулей;
- журналирование действий пользователей и работы ИВК.

Конструкция и монтаж оборудования ПУ и ВУ ИВК предусматривает полное ограничение доступа к метрологически значимой части ПО и измерительной информации (отсутствие программно-аппаратных интерфейсов связи, наличие механической защиты). Ограничение доступа к метрологически значимой части ПО ТУ и измерительной информации обеспечивается логином и паролем, а также введением журнала событий.

Уровень защиты ПО в соответствии с Р 50.2.077-2014:

- для ПО ПУ – «высокий»;
- для ПО ВУ – «высокий»;
- для ПО ТУ – «средний».

Нормирование метрологических характеристик АСУД проведено с учетом влияния ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО ПУ

N	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор метрологически значимой части ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
1	КИР-16	21.x	-	-
2	КТП-2	2.x	-	-

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ВУ

N	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор метрологически значимой части ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
1	КЦС-IPM	10.12.2019	-	-
2	КУН-IP8(4)	5.x	-	-
3	КЦС	010617	-	-
4	КУН-2Д.1	2020-11-26	-	-
5	КДД-RS	Нет	-	-

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО ТУ

N	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор метрологически значимой части ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
1	opcsrv.exe	2.x	BB626C4C42D9D25EAAADD1E9 26F5B4F5	MD5
2	kcslogger.exe	8.x	50BB1C38F12CB6A5A6CAA969 D4341F35	
3	asudbase.exe	1.x	1B1530D5FBE8FAEB2465B6579 D6E736E	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений силы постоянного тока, мА	от 0 до 20
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности измерений силы постоянного тока, %	±0,5
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности измерений силы постоянного тока вызванной изменением температуры окружающей среды, % на 10 °С	±0,5
Диапазоны измерений напряжения постоянного тока, В	от 0 до 10
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности измерений напряжения постоянного тока, %	±0,75
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности измерений напряжения постоянного тока вызванной изменением температуры окружающей среды, % на 10 °С	±0,75
Диапазоны измерений электрического сопротивления, Ом	от 400 до 1500
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности измерений электрического сопротивления, %	±0,75
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности измерений электрического сопротивления вызванной изменением температуры окружающей среды, % на 10 °С	±0,75
Параметры импульсных входов: - длительность импульса, мс, не менее - верхний предел частоты следования импульсов, Гц - максимальное количество импульсов, регистрируемое на каждом входе, до переполнения, шт.	4 20,4 4294967296
Пределы допускаемой погрешности измерений количества импульсов, % на 1000 импульсов	±0,1
Погрешность ведения календарного времени, с/сут, не более	±5
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +20 до +25 от 30 до 80 от 84 до 106,7

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
Габаритные размеры элементов ИВК				
Наименование элемента ИВК	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более
	Длина	Ширина	Высота	
Пульт-ПК, КИО-8(4)L	446	427	88	7,6
КИО-2М, КИО-1М, КИО-2М-RS	310	230	90	3,0
КУН-2Д.1, КУН-4Д.1, КТП	255	210	97	1,1
КЦС, КУН-2ДМ	215	165	88	0,7
КИР-16	260	101	38	1,0
КИР-РП	160	80	55	0,8
КИР-КМ	90	70	35	0,5
КУН-IPM8	320	250	130	2,1
КУН-IPM4	245	200	95	1,3
КЦС-IPM	215	165	88	0,8
КДД-RS	215	165	88	0,6
Параметры питания: Пульт-ПК, КИО, КУН-IPM8(4), КЦС-IPM, не более КУН-2Д.1, КУН-4Д.1, КТП, КЦС,КУН-2ДМ, КИР-16, КДД-RS, не более	220В 60В			
Потребляемая электрическая мощность, ВА, не более: пультом-ПК, КИО-8(4)L КИО-1М, КИО-2М, КИО-2М-RS КУН-IP8(4) КЦС-IPM	300 50 20 6			
Работоспособность при отклонениях напряжения питающей сети от номинального значения, %	+10; -15			
Время установления рабочего режима АСУД после включения питающего напряжения, минут, не более	5			
Условия эксплуатации – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % (при температуре +35 °С) – атмосферное давление, кПа	от +1 до +40 80 от 84,0 до 106,7 ?			

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Комплексы измерительно-вычислительные контроля и учета энергоресурсов	АСУД-248М	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	2.136.100 РЭ	1 экз.
Эксплуатационные документы и паспорта на оборудование входящие в состав ИВК	-	1 компл.
¹ комплектность в соответствии с заказом		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 9 Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к Комплексам измерительно-вычислительным контроля и учета энергоресурсов АСУД-248М

ТУ-4232-003-64425346-21 «Комплексы измерительно-вычислительные контроля и учета энергоресурсов АСУД-248М»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью НПК «Текон-Автоматика» (ООО НПК «Текон-Автоматика»)

ИНН 7733322682

Адрес: 124460, город Москва, город Зеленоград, улица Конструктора Гуськова, дом 14, строение 2, этаж 1 кабинет 5

Телефон: +74999950053

Web-сайт: <https://tekon.ru/>

E-mail: tekon@tekon.ru

Испытательный центр

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)

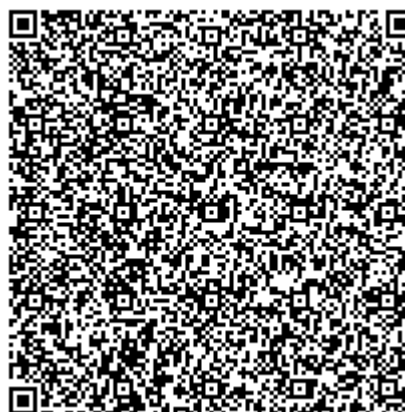
Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское шоссе, д. 88, стр. 8

Телефон (факс): +7 (495) 491-78-12

Web-сайт: <https://www.kip-mce.ru>

E-mail: sittek@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311313.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83312-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Мордовская энергосбытовая компания» для энергоснабжения ПАО «Электровыпрямитель»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер под управлением гипервизора XEN на основе CentOS на базе закрытой облачной системы (сервер), программный комплекс (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ 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 оптового рынка электроэнергии (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 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 при каждом сеансе связи, корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УСВ на величину более ± 1 с.

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Мордовская энергосбытовая компания» для энергоснабжения ПАО «Электровыпрямитель».

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
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- энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Север- ная, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 18, КЛ-6 кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-00 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фаза: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,9
2	ПС 110 кВ Север- ная, ЗРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 47, КЛ-6 кВ	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фаза: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	ХЕН на основе CentOS	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,9
			НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фаза: АВС						

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{ном} \cos\varphi = 0,8$ инд.
4. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена гипервизора и (или) сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	4
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 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 $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -30 до +40 от -10 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: 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	165000 2 45000 2 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	114 40

Продолжение таблицы 3

1	2
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛК10-5	2
Трансформаторы тока	ТВК-10	2
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95 УХЛ2	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер на базе закрытой облачной системы	ХЕН на основе CentOS	1
Паспорт-формуляр	ЭНСТ.411711.217.2.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Мордовская энергосбытовая компания» для энергоснабжения ПАО «Электровыпрямитель»

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосистемы» (ООО «Энергосистемы») ИНН 3328498209

Адрес: 607061, Нижегородская обл., г. Выкса, ул. Луначарского, зд. 11А, каб. 216

Телефон (факс): (4922) 60-23-22

Web-сайт: ensys.su

E-mail: post@ensys.su

Испытательный центр

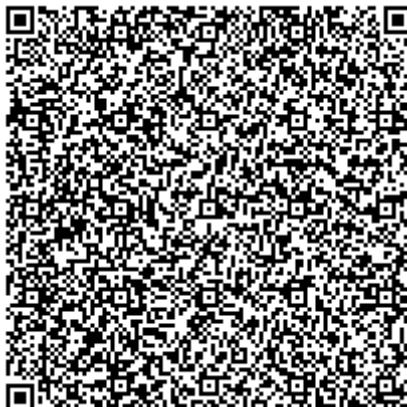
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83313-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТВД-35МКП

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТВД-35МКП (далее - трансформаторы) предназначены для преобразований переменного тока в электрических цепях с целью передачи сигнала измерительной информации средствам измерений, устройствам защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических установках переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на использовании явления электромагнитной индукции, то есть на создании электродвижущей силы (далее – ЭДС) переменным магнитным полем. Первичный ток, протекая по первичной обмотке, создает в магнитопроводе вторичной обмотки ЭДС. Так как вторичная обмотка замкнута на внешнюю нагрузку, ЭДС вызывает появление во вторичной обмотке и внешней нагрузке электрического тока, пропорционального первичному току.

Трансформаторы по типу конструкции – встроенные и представляют собой тороидальный магнитопровод, изготовленный из ленточной электротехнической стали. Вторичная обмотка, намотанная из маслостойкого провода, расположена равномерно по периметру магнитопровода. Первичной обмоткой трансформаторов служит высоковольтный отвод масляного выключателя или силового трансформатора. Для получения различных коэффициентов трансформации вторичная обмотка имеет несколько ответвлений. Поверх вторичной обмотки трансформаторы изолируются маслостойкими изоляционными материалами. Сверху и снизу на магнитопроводе трансформаторов имеются клинья, служащие для его установки. Трансформаторы встраиваются в масляные выключатели.

К трансформаторам данного типа относятся трансформаторы тока ТВД-35МКП с зав. №№ 5447-А, 5447-В, 5447-С.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку трансформаторов любым технологическим способом в виде буквенно-цифрового кода.

Общий вид трансформаторов представлен на рисунке 1. Нанесение знака поверки на трансформаторы не предусмотрено. Пломбирование трансформаторов не предусмотрено.



Рисунок 1 - Общий вид трансформаторов

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	600	750	1000	1500
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	5			
Класс точности вторичной обмотки для измерений по ГОСТ 7746-55	0,5			
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2ном}$ с индуктивно-активным коэффициентом мощности $\cos \varphi_2 = 0,8$, В·А	10	30	30	30
Номинальный коэффициент безопасности $K_{Бном}$ вторичной обмотки для измерений	5			
Номинальная частота переменного тока, Гц	50			

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	90×290×125
Масса, кг, не более	20
Рабочие условия измерений: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТВД-35МКП	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Методы измерений» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока ТВД-35МКП

ГОСТ 7746-55 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27.12.2018 г. № 2768 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»

Изготовитель

ССНХ УЭП «Уралэлектроаппарат» (изготовлены в 1961 г.)

Адрес деятельности: г. Свердловск, ул. Фронтовых Бригад, 22

Место нахождения и адрес юридического лица: г. Свердловск, ул. Фронтовых Бригад,

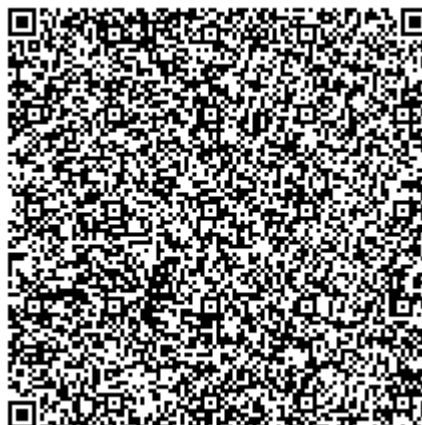
22

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 117546, г. Москва, Харьковский проезд, д.2, этаж 2, пом. I, ком. 35,36

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83314-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТК Энергосбыт» (ООО «ЦХД» (ЦОД Санкт-Петербург))

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТК Энергосбыт» (ООО «ЦХД» (ЦОД Санкт-Петербург)) (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 multifunctional двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер на базе закрытой облачной системы Nureg-V (сервер), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0 Пром», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера 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 один раз в час, корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождения часов сервера с УСВ.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи (1 раз в сутки), корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчика с часами сервера на величину более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТК Энергосбыт» (ООО «ЦХД» (ЦОД Санкт-Петербург)).

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0 Пром». ПО «Пирамида 2.0 Пром» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2.0 Пром». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2.0 Пром» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2.0 Пром» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0 Пром»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	Binary Pack Controls.dll	Check Data Integrity.dll	Coml ECFunc-tions.dll	ComMod-busFunc-tions.dll	Com StdFunc-tions.dll	DateTime Pro-cessing.dll	Safe Values DataUp-date.dll	Simple Verify Data Sta-tuses.dll	Summary Check CRC.dll	Values DataProce-ssing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.3.1									
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373	D1C26A2F55C7FE CFF5CAF8B1C056FA4D	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	ТП 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кв, яч. 6	ARU1/N1 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 67966-17 Фазы: А; В; С	VRU1n/S2 Кл.т. 0,2 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 55131-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Hyper-V	Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,7
2	ТП 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кв, яч. 9	ARU1/N1 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 67966-17 Фазы: А; В; С	VRU1n/S2 Кл.т. 0,2 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 55131-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									± 5 с

Примечания:

- В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -5 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: 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	220000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 10 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ARU1/N1	6
Трансформаторы напряжения	VRU1n/S2	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер на базе закрытой облачной системы	Hyper-V	1
Формуляр	ЭНПР.411711.058.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «РТК Энергосбыт» (ООО «ЦХД» (ЦОД Санкт-Петербург))», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТК Энергосбыт» (ООО «ЦХД» (ЦОД Санкт-Петербург))

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

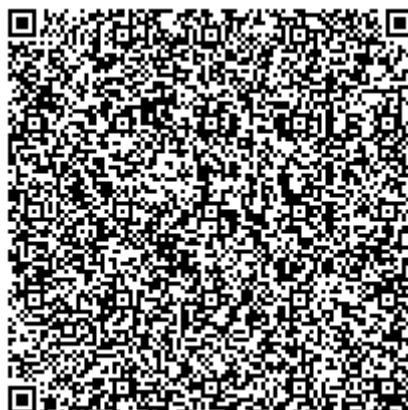
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
ИНН 5024145974
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

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, офис 19
Телефон: (495) 380-37-61
E-mail: energopromresurs2016@gmail.com
Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83315-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Вискозиметры стеклянные капиллярные эталонные

Назначение средства измерений

Вискозиметры стеклянные капиллярные эталонные (далее – вискозиметры) предназначены для измерения кинематической вязкости исследуемых жидкостей в лабораторных условиях.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на измерении времени истечения определенного объема исследуемой жидкости через капилляр вискозиметра под действием собственного веса и при постоянном контроле температуры.

Вискозиметры состоят из трех соединенных между собой стеклянных трубок, в одной из которых расположен капилляр и измерительный резервуар, ограниченный двумя кольцевыми рисками.

Вискозиметры представляют собой U-образную стеклянную трубку.

Вискозиметры изготавливают из химически стойкого лабораторного стекла. На широкой трубке каждого вискозиметра указывают заводской номер и год выпуска. Вискозиметры маркируют путем нанесения на сферической поверхности измерительного резервуара его номинального значения объема, а также меток, определяющих измерительный резервуар вискозиметра.

К вискозиметрам данного типа относятся вискозиметры стеклянные капиллярные эталонные с заводскими номерами 740402, 740404, 740305, 740302, 170272, 740314, 740214, 740205, 760422, 740224, 010789, 740420, 740242, 740235, 740210, 313, 130591, 740339.

Общий вид вискозиметров представлен на рисунке 1.

Пломбирование вискозиметра не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид вискозиметра

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики вискозиметров представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики вискозиметров

Заводской номер вискозиметра	Номинальное значение постоянной C , $\text{мм}^2/\text{с}^2$	Диапазон измерений вязкости, $\text{мм}^2/\text{с}$	Пределы допускаемой относительной погрешности определения постоянных вискозиметров, %	Отклонение постоянной вискозиметра от номинального значения, %, не более
740402 740404	0,0017	0,4 – 3,4	$\pm (0,0109 \cdot \ln(C) + 0,1214)^*$, где C – номинальное значение постоянной вискозиметра, $\text{мм}^2/\text{с}^2$	30
740305 740302	0,005	1 – 10		
170272 740314	0,017	3,4 – 34,0		
740214 740205	0,05	10 – 100		
760422 740224	0,17	34 – 340		
010789 740420	0,5	100 – 1000		
740242 740235	1,7	340 – 3400		
740210 313	5,0	1000 – 10000		
130591 740339	17,0	3400 – 34000		
* не более 0.2 %				

Таблица 2 – Основные технические характеристики вискозиметров

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации вискозиметров: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа	20 ± 2 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Габаритные размеры (Д×Ш), мм, не более	55 × 610
Масса, кг, не более	0,2
Средний срок службы, лет	25
Наработка на отказ, ч	48000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации Хд 2.842.001 РЭ типографическим способом.

Комплектность средства измерений

В таблице 3 представлена комплектность средства измерений.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Вискозиметр стеклянный капиллярный эталонный	заводские номера 740402, 740404, 740305, 740302, 170272, 740314, 740214, 740205, 760422, 740224, 010789, 740420, 740242, 740235, 740210, 313, 130591, 740339	18 шт.
Футляр для вискозиметров	-	4 шт.
Руководство по эксплуатации	Хд 2.842.001 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 11 руководства по эксплуатации Хд 2.842.001 РЭ

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к вискозиметрам стеклянным капиллярным эталонным

Техническая документация ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Изготовитель

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

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр. д. 19

Телефон: +7 (812) 251-7601, факс: +7 (812) 713-0114

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Испытательный центр

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

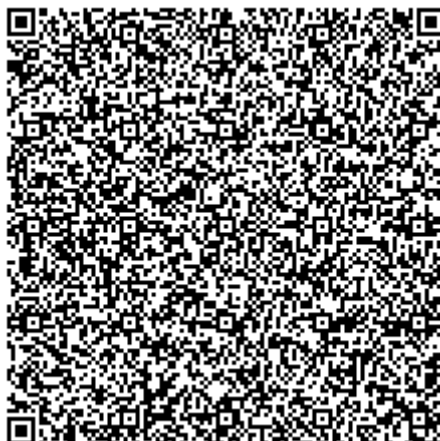
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр. д. 19

Телефон: +7 (812) 251-7601, факс: +7 (812) 713-0114

Web-сайт: 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 «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83316-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «НЭСК» для ГТП «Новокубанск»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «НЭСК» для ГТП «Новокубанск» (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 устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Для измерительных каналов (ИК) №№ 10-13 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на соответствующие модемы и далее по каналам связи стандарта GSM (основному или резервному) поступает на сервер, на котором 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.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование, хранение и передача полученных данных, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Далее измерительная информация от УСПД по каналам связи стандарта GSM (основному или резервному) поступает на сервер, на котором выполняется обработка, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Также сервер обеспечивает прием информации о результатах измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии, выполненных с учетом возможных потерь электроэнергии, от АИИС КУЭ утвержденного типа, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, 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 (ОРЭМ), и ее передачу всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы 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 не реже 1 раза в час, корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение часов УСПД с часами сервера осуществляется не реже одного раза в сутки, корректировка часов УСПД осуществляется автоматически независимо от величины расхождений.

Для ИК №№ 10-13 сравнение показаний часов счетчика с часами сервера осуществляется не реже одного раза в сутки, корректировка часов счетчика производится при расхождении показаний часов счетчика и часов сервера более ± 2 с.

Для остальных ИК сравнение показаний часов счётчиков с часами УСПД осуществляется не реже одного раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении с часами УСПД более ± 2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «НЭСК» для ГТП «Новокубанск».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2000» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroN SI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но мер ИК	Наименова- ние точки измерений	Измерительные компоненты					Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти (±δ), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в рабо- чих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 110 кВ КНИИТИМ, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ КН- 3	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL380G7	Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,9
2	ПС 110 кВ КНИИТИМ, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ КН- 7	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,9
3	ПС 110 кВ КНИИТИМ, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ КН- 9	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	ПС 110 кВ КНИИТИМ, КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ КН-8	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL380G7	Актив- ная	1,3	3,5
								Реак- тивная	2,5	7,4
5	ПС 35 кВ Но- вокубанская, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ НВ-3	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,7
6	ПС 35 кВ Но- вокубанская, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ НВ-5	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08				Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,9
7	ПС 35 кВ Но- вокубанская, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ НВ-7	ТПЛ-10-М-1 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 22192-07 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Актив- ная	1,3	3,5
								Реак- тивная	2,5	5,9
8	ПС 35 кВ Но- вокубанская, КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ НВ-4	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Примечания:

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

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 4, 7 для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	13
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 4, 7 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 4, 7 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -10 до +50 от +10 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17): 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	220000 2 165000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2
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	140000 2
для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 2
для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	45000 2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	113060 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 10
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	45 10
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;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;

пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

УСПД (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М-1	2
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТЛК10-6	2
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	2
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	7
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	6
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	HP Proliant DL380G7	1
Формуляр	ЕКМН.466453.022-9.21 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Новокубанск», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «НЭСК» для ГТП «Новокубанск»

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» (АО «НЭСК»)

ИНН 2308091759

Адрес: 350033, г. Краснодар, переулок Переправный, 13, офис 101

Телефон: (861) 992-70-00

Факс: (861) 992-70-55

Web-сайт: www.nesk.ru

E-mail: nesk@nesk.ru

Испытательный центр

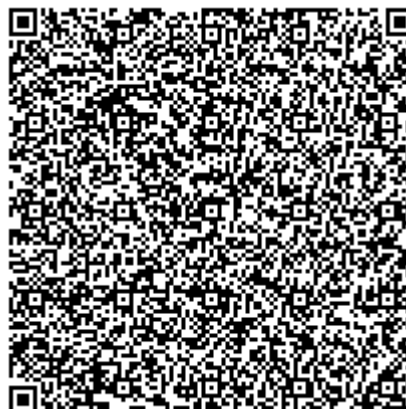
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83317-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения JSQXF

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения JSQXF (далее по тексту – трансформаторы) для масштабного преобразования напряжения переменного тока с целью последующей передачи сигналов измерительной информации средствам измерений, устройствам защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических установках переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов заключается в преобразовании напряжения промышленной частоты в напряжение для измерений, а также для обеспечения гальванического разделения измерительных приборов от цепи высокого напряжения.

Трансформаторы располагаются в баке из алюминиевого сплава, заполненном элегазом. Каждый трансформатор имеет одну первичную обмотку и до девяти вторичных обмоток - измерительных и/или защитных. Сердечники трансформаторов набраны из листов трансформаторной стали квадратного сечения и имеют низкие потери. Для обеспечения безопасности предусмотрены предохранительные клапаны с разрывной мембраной. Первичные обмотки вводятся в бак через изоляционную перегородку из литой эпоксидной смолы. Выводы вторичных обмоток подключены к клеммам распределительной контактной коробки, которая размещена на корпусе трансформатора. Крышка коробки пломбируется для предотвращения несанкционированного доступа. Трансформатор напряжения является встроенным и предназначен для присоединения к элегазовому комплектному распределительному устройству (КРУЭ).

Трансформаторы выпускаются в двух модификациях JSQXF-145 и JSQXF-252, различающихся между собой номинальными значениями первичной обмотки, габаритными размерами и массой.

Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится методом холодной штамповки на табличку трансформатора, что обеспечивает идентификацию каждого экземпляра в течении всего срока эксплуатации.

Знак поверки наносится в паспорт трансформатора и (или) свидетельство о поверке в соответствии с действующим законодательством. Нанесение знака поверки на трансформаторы не предусмотрено.

Знак утверждения типа на трансформаторы не наносится.

Общий вид трансформаторов с указанием мест пломбирования представлен на рисунках 1 и 2.



Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов модификации JSQXF-145 с указанием места пломбирования



Рисунок 2 – Общий вид трансформаторов модификации JSQXF-252 с указанием места пломбирования

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	JSQXF-145	JSQXF-252
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	110/ $\sqrt{3}$	220/ $\sqrt{3}$
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126/ $\sqrt{3}$	252/ $\sqrt{3}$
Номинальное напряжение основной вторичной обмотки, В	100/ $\sqrt{3}$, 110/ $\sqrt{3}$	
Номинальное напряжение дополнительной вторичной обмотки, В	100, 100/ $\sqrt{3}$	
Классы точности основной вторичной обмотки	0,2; 0,5; 1,0; 3,0; 3P; 6P	
Класс точности дополнительной вторичной обмотки	3P; 6P	
Номинальная мощность основных вторичных обмоток, В·А, при их суммарной нагрузке при коэффициенте мощности 0,8 (нагрузка типа II по ГОСТ 1983-2015)	от 3 до 200 включ.	
Номинальная мощность дополнительных вторичных обмоток, В·А, при их суммарной нагрузке при коэффициенте мощности 0,8 (нагрузка типа II по ГОСТ 1983-2015)	от 3 до 300 включ.	
Номинальная частота, Гц	50	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	JSQXF-145	JSQXF-252
Габаритные размеры, мм, не более:		
- длина	900	1200
- ширина	900	1200
- высота	1300	1600
Масса, кг, не более	900	1200
Рабочие условия эксплуатации:		
- температура окружающей среды, °C	от -30 до +40	
Средний срок службы, лет, не менее	30	
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	350000	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность трансформаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения JSQXF	- ¹⁾	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
¹⁾ – обозначение изменяется в зависимости от модификации.		

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в разделе «1.4 ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам напряжения JSQXF

ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 года № 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»

Техническая документация Guangdong Sihui Instrument Transformer Works Co., Ltd., Китай

Изготовитель

Guangdong Sihui Instrument Transformer Works Co., Ltd., Китай

Адрес: No.8 Fuhua Road, Dongcheng Street, Sihui City, Guangdong 526200, China

Телефон (факс): +86 758 3233647

Web-сайт: <http://www.gdshp.com/>

E-mail: yongjiu.li@gdshp.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»

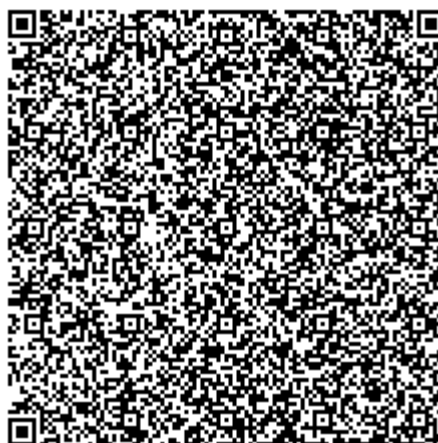
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119530, г. Москва, Очаковское ш., д. 34, пом. VII, комн. 6.

Телефон: + 7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Регистрационный номер RA.RU.312126 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83318-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Хехцир

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на ± 1 с., с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД/УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220 кВ Хехцир, ВЛ 220 кВ Хехцир-Гидролизная с отпайкой на ПС Кругликово-Т (Л-227)	ТГМ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 1200/5 рег. № 59982-15	НАМИ-220 кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08 РСТВ-01 рег. № 40586-12
2	ПС 220 кВ Хехцир, ВЛ 220 кВ Хехцир – Дормидонтовка/т с отпайкой на ПС Кругликово-Т (Л-228)	ТГМ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 1200/5 рег. № 59982-15	ДФК-245 кл.т. 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 82353-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
3	ПС 220 кВ Хехцир, ОМВ-220 кВ	ТФЗМ 220Б-ШУ1 кл.т. 0,5 Ктт = 1200/5 рег. № 3694-73	ДФК-245 кл.т. 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 82353-21 НАМИ-220 кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
4	ПС 220 кВ Хехцир, Ввод 1АТ 110 кВ	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	НКФ110-83ХЛ1 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ПС 220 кВ Хехцир, Ввод 2АТ 110кВ	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08 РСТВ-01 рег. № 40586-12
6	ПС 220 кВ Хехцир, ОРУ-110 кВ, яч.№1, ВЛ-110 кВ Хехцир- Южная №1 (С-13)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 56255-14	НКФ110-83ХЛ1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
7	ПС 220 кВ Хехцир, ОРУ-110 кВ, яч.№ 2, ВЛ-110 кВ Хехцир - Южная №2 (С-14)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
8	ПС 220 кВ Хехцир, ОРУ-110 кВ, яч.№ 7, ВЛ-110 кВ Хехцир - Корфовская (С-23)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 56255-14	НКФ110-83ХЛ1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
9	ПС 220 кВ Хехцир, ОРУ-110 кВ, яч.№ 5, ВЛ-110 кВ Хехцир - Сита (С-24)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
10	ПС 220 кВ Хехцир, ОРУ-110 кВ, яч.№3, ОСМВ-110 кВ	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S К _{тт} = 1000/5 рег. № 56255-14	НКФ110-83ХЛ1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84 НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
11	ПС 220 кВ Хехцир, КРУН-10 кВ, яч.№13, Ф-13	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 100/5 рег. № 7069-79	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	ПС Хехцир, ЩСН-0,4 кВ, ПСН №26 (Жилой дом)	T-0,66 кл.т. 0,5 К _{тт} = 100/5 рег. № 17551-06	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08 PCTB-01 рег. № 40586-12

Примечания

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

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

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

Продолжение таблицы 3

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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 5, 7, 9, 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
2, 4, 6, 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,4
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
3, 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	1,9
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,4	2,3	1,6
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4

Продолжение таблицы 4

диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325L: - средняя наработка до отказа, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	 120000 72 100000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТГМ	6
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-ШУ1	3
Трансформатор тока	ТВ-ЭК исп. МЗ	21
Трансформатор тока	ТОЛ 10	2
Трансформатор тока	Т-0,66	3
Трансформатор напряжения	НАМИ	6
Трансформатор напряжения емкостный	ДФК-245	3
Трансформатор напряжения	НКФ110-83ХЛ1	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	12
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.ВСТ010-ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Хехцир», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Хехцир

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

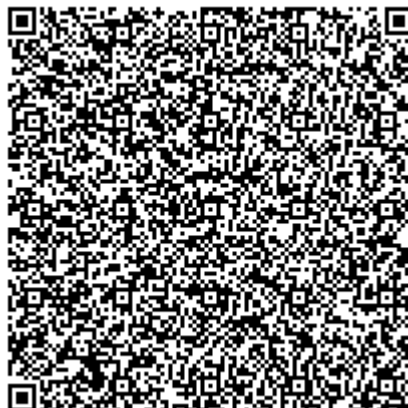
Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., Пролетарский пр-кт, д. 12, кв. 342

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83319-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Лесная

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД может быть оснащено собственным резервным устройством синхронизации системного времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на ± 1 с., с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД, УССВ
1	2	3	4	5	6
1	В-110 Т-1	ТОГФ кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
2	В-110 Т-2	ТОГФ кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78712-20 НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
3	В-110 АТ-1	ТГ кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 75894-19	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
4	В-110 АТ-2	ТОГФ кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78712-20 НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ВЛ 110 кВ Лесная – Вторая с отпайкой на ПС Ингода (ВЛ-110-51)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
6	ОВ-110 кВ	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78712-20 НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
7	ф.10 ПТФ-1	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
8	ф.13 Курорт Кука	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
9	ф.14 ПТФ-2	ТОЛ 10-I кл.т 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 15128-03	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
10	ф.15 Лесной городок	ТЛМ-10-1 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 150/5 рег. № 2473-69	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
11	ф.16 Голубичная	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
12	ф.3 Луч	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 1856-63	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
13	ф.6 Черемхово	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	ф.9 Старая Кука	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2 – активная, реактивная.					

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2)%,}	δ _{5 %,}	δ _{20 %,}	δ _{100 %,}
		I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1, 2, 4 – 6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
3, 9, 10, 12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
7, 8, 11, 13, 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{2%,}	δ _{5 %,}	δ _{20 %,}	δ _{100 %,}
		I _{2% ≤ I_{изм} < I_{5 %}}	I _{5 % ≤ I_{изм} < I_{20 %}}	I _{20 % ≤ I_{изм} < I_{100%}}	I _{100 % ≤ I_{изм} ≤ I_{120%}}
1, 2, 4 – 6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9
3, 9, 10, 12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
7, 8, 11, 13, 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2

Продолжение таблицы 3

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

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4

Продолжение таблицы 4

диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД, УССВ ИВКЭ - для сервера, УССВ ИВК	от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка до отказа, ч, не менее Устройство синхронизации системного времени УССВ-2: - средняя наработка на отказ, ч, не менее Радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	 120000 72 55000 74500 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 45 5 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТОГФ	61432-15	15
Трансформатор тока	ТВ	80233-20	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	25433-11	15
Трансформатор тока	ТОЛ 10-I	15128-03	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2473-69	2
Трансформатор тока измерительный	ТВЛМ-10	1856-63	2
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	80015-20	4
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	78712-20	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-06	14
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	40586-12	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	44626-10	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	54074-13	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.С024-ФО	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Лесная», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Лесная

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

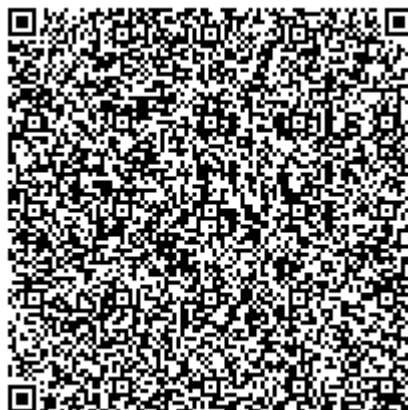
Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., Пролетарский пр-кт, д. 12, кв. 342

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83320-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Абакан-Районная

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;

- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);

- хранение информации по заданным критериям;

- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская ТЭЦ (Д-61)	ТВ 220/25 кл.т 0,5 КТТ = 1000/5 рег. № 3191-72	НКФ-220-58 кл.т 0,5 КТН = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 81620-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08
2	ОВ 220 кВ	ТДУ-220 кл.т 0,5 КТТ = 1000/5 рег. № 68575-17	НКФ-220-58 кл.т 0,5 КТН = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 81620-21 НАМИ-220 УХЛ1 кл.т 0,2 КТН = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
3	1АТ 110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S КТТ = 1000/5 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
4	2АТ 110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S КТТ = 1000/5 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
5	ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Абаканская ТЭЦ I цепь (С-303)	ТВ-110/50 кл.т 0,5 КТТ = 600/5 рег. № 3190-72	НАМИ кл.т 0,2 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
6	ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Абаканская ТЭЦ II цепь (С-304)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S КТТ = 1000/5 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
7	ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Гидролизная с отпайками (С-90/С- 340)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S КТТ = 1000/5 рег. № 39966-10	НАМИ кл.т 0,2 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Калининская I цепь с отпайкой на ПС Западная (С-87)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 39966-10	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08
9	ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Калининская II цепь с отпайкой на ПС Западная (С-88)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 39966-10	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
10	ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Райково с отпайками (С-98)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 39966-10	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
11	ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Рассвет (С-89)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 39966-10	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
12	ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Южная с отпайками II цепь (С-100)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 39966-10	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
13	ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Южная с отпайками I цепь (С-99)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 39966-10	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
14	ОВ-110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
15	ф. 01-11	ТЛК-СТ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 58720-14	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
16	ф. 01-15	ТЛМ-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 2473-05	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
17	ф. 01-17	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 1276-59	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	ф. 01-18	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08
19	ф. 01-05	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
20	ф. 01-06	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
21	ф. 01-07	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1276-59	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
22	ВЛ 10 кВ Абакан-районная – СР-93 с отпайкой на ПС 500 кВ Абаканская (ф. 01-08)	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Примечания

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

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2)%,}	δ _{5%,}	δ _{20%,}	δ _{100%,}
		I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5%}	I _{5%} ≤ I _{изм} < I _{20%}	I _{20%} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100%} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1, 2, 18, 20, 22 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
3, 4, 6 – 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
5, 17, 19, 21 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
15, 16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допустимой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 18, 20, 22 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
3, 4, 6 – 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
5, 17, 19, 21 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,0
15, 16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,0	2,3	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,5	1,0	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допустимой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 18, 20, 22 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
3, 4, 6 – 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
5, 17, 19, 21 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
15, 16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,7	2,8	2,0	2,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допустимой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 18, 20, 22 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	1,9
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
3, 4, 6 – 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
5, 17, 19, 21 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,4	2,4	1,7
	0,5	-	2,7	1,5	1,2
15, 16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,4	2,6	1,8	1,7
	0,5	2,8	1,7	1,2	1,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД, УССВ ИВКЭ - для сервера, УССВ ИВК	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325L: - средняя наработка до отказа, ч, не менее Радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 100000 55000

Продолжение таблицы 4

Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
при отключенном питании, лет, не менее	5
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТВ 220/25	3191-72	3
Трансформатор тока	ТДУ-220	68575-17	3
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	74600-19	9
Трансформатор тока	ТВ-110/50	3190-72	3
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	39966-10	21

Продолжение таблицы 5

Трансформатор тока	ТВ-ЭК	56255-14	3
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	58720-14	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2473-05	2
Трансформатор тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	10
Трансформатор тока измерительный	ТВЛМ-10	1856-63	2
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	60353-15	9
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	81620-21	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	11094-87	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	831-53	1
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-06	22
УСПД	RTU-325L	37288-08	1
УССВ	РСТВ-01	40586-12	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.С022-ФО	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Абакан-районная», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Абакан-районная

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

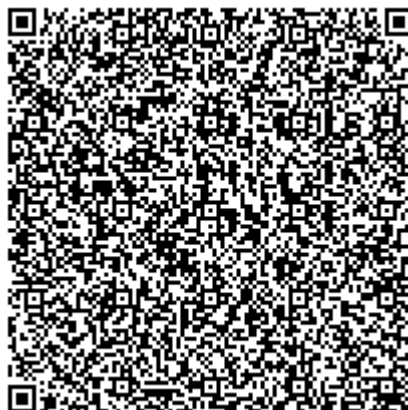
Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., Пролетарский пр-кт, д. 12, кв. 342

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83321-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс информационно-вычислительный системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «РЖД»

Назначение средства измерений

Комплекс информационно-вычислительный системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «РЖД» (далее по тексту – ИВК АИИС КУЭ ОАО «РЖД»)) предназначен для:

- автоматизированного сбора данных об измеренных значениях электрической энергии, мгновенных параметров электрической сети, сбора данных о состоянии средств измерений, а также для дальнейшего хранения, отображения, обработки и анализа полученной информации;
- измерения времени в национальной шкале координированного времени UTC (SU), коррекции времени часов подключенных средств измерений.

Описание средства измерений

Принцип действия ИВК АИИС КУЭ ОАО «РЖД» при измерении электрической энергии и параметров электрической сети основан на регистрации, обработке, хранении и отображении результатов измерений, получаемых с компонентов уровней информационно-измерительных комплексов (далее по тексту – ИИК), информационно-вычислительных комплексов электроустановок (далее по тексту – ИВКЭ), входящих в состав автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (далее по тексту – АИИС КУЭ) ОАО «РЖД».

Принцип действия ИВК АИИС КУЭ ОАО «РЖД» при измерении времени и коррекции времени часов подключенных средств измерений основан на получении, формировании, хранении и передачи шкалы времени, синхронизированной со шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК АИИС КУЭ ОАО «РЖД» включает в себя программно-аппаратный комплекс (далее по тексту – ПАК) на базе промышленных серверов (коммуникационных, баз данных, NTP-сервер) и программного обеспечения (далее по тексту – ПО) ГОРИЗОНТ, основное и резервное устройства синхронизации времени (далее по тексту – УССВ), каналаобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Передача информации в ПАК от ИИК, ИВКЭ опрашиваемых АИИС КУЭ ОАО «РЖД» осуществляется по каналам связи, входящим в состав сети передачи данных ОАО «РЖД», а также по каналам связи посредством GSM/CSD/GPRS.

Дальнейшая передача информации из ИВК АИИС КУЭ ОАО «РЖД» третьим лицам осуществляется в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ.

ИВК АИИС КУЭ ОАО «РЖД» также обеспечивает прием измерительной информации от автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты.

ИВК АИИС КУЭ ОАО «РЖД» обеспечивает:

- периодический (1 раз в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК, ИВКЭ, опрашиваемых непосредственно данным ИВК, и состоянии объектов измерений (при наличии автоматического сбора информации о состоянии объектов измерений);
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений, данных о состоянии объектов измерений (при наличии автоматического сбора информации о состоянии объектов измерений), данных о состоянии средств измерений («Журнал событий»);
- возможность масштабирования долей именованных величин количества электроэнергии;
- синхронизацию времени серверов, входящих в состав ПАК и коррекцию времени в устройствах сбора и передачи информации и счетчиках электроэнергии, передающих информацию в ИВК АИИС КУЭ ОАО «РЖД»;
- расчеты потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета;
- автоматический сбор результатов измерений и данных о состоянии средств измерений со всех ИИК, ИВКЭ, опрашиваемых ИВК АИИС КУЭ ОАО «РЖД», и состоянии объектов измерений (при наличии автоматического сбора информации о состоянии объектов измерений) после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- формирование и передачу в XML-формате по электронной почте коммерческому оператору и внешним организациям с электронной подписью:
 - результатов измерений;
 - данных о состоянии объектов измерений (при наличии автоматического сбора информации о состоянии объектов измерений);
- дистанционный доступ коммерческого оператора к компонентам АИИС КУЭ;
- ведение «Журнала событий», в котором фиксируется:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровней ИВКЭ и ИИК «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения ИВК АИИС КУЭ ОАО «РЖД».

NTP-сервер, входящий в состав ПАК ИВК АИИС КУЭ ОАО «РЖД», ежечасно синхронизируется по протоколу NTP от основного УССВ «Сервер синхронизации времени ССВ-1Г» (регистрационный № 58301-14), входящего в состав системы единого времени (далее по тексту - СЕВ) ОАО «РЖД». В случае отсутствия связи с СЕВ ОАО «РЖД», синхронизация NTP-сервера осуществляется ежечасно от резервного УССВ «Устройство синхронизации времени УСВ-3» (регистрационный № 51644-12).

NTP-сервер осуществляет синхронизацию и коррекцию времени часов компонентов, входящих в состав ИВК АИИС КУЭ ОАО «РЖД», ИВКЭ и ИИК АИИС КУЭ ОАО «РЖД» с заданной периодичностью (программируемый параметр).

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В ИВК АИИС КУЭ ОАО «РЖД» используется ПО ГОРИЗОНТ.

ПО ГОРИЗОНТ используется при учете электрической энергии и обеспечивает сбор, обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии (ОРЭМ).

ПО ГОРИЗОНТ имеет русифицированный интерфейс пользователя (включая вспомогательные и сервисные функции).

ПО ГОРИЗОНТ обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. ПО ГОРИЗОНТ обеспечивает работу по защищенным протоколам передачи данных.

Метрологически значимой частью ПО ГОРИЗОНТ является библиотека Eac.MetrologicallySignificantComponents.dll. Данная библиотека выполняет функции математической обработки информации, поступающей от ИИК и ИВКЭ, а также синхронизации времени компонентов ИВК, ИВКЭ, ИИК АИИС КУЭ ОАО «РЖД».

Идентификационные данные ПО ГОРИЗОНТ указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО (библиотека Eac.MetrologicallySignificantComponents.dll)	54b0a65fcdd6b713b20fff43655da81b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD 5

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности привязки шкалы времени относительно шкалы времени UTC (SU), с	± 1

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	от 198 до 242 от 49 до 51
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность воздуха, %, не более	от 15 до 25 90
Надежность применяемых компонентов: ПАК ИВК: – коэффициент готовности, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч ССВ-1Г: – средняя наработка на отказ, ч, не менее – время восстановления, ч УСВ-3: – среднее время наработки на отказ, ч – время восстановления, ч	0,99 1 22000 2 45000 2
Глубина хранения результатов измерений, состояния объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра ИВК АИИС КУЭ ОАО «РЖД» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Программно-аппаратный комплекс ИВК АИИС КУЭ ОАО «РЖД»	-	1 шт.
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Программное обеспечение	ГОРИЗОНТ	1 шт.
Формуляр	6109-166-17-00018-ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием комплекса информационно-вычислительного системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «РЖД», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц.

Нормативные документы, устанавливающие требования к комплексу информационно-вычислительному системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «РЖД»

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт информатизации, автоматизации и связи на железнодорожном транспорте» (АО «НИИАС»)

ИНН 7709752846

Адрес: 109029, г. Москва, ул. Нижегородская, д.27, стр.1

Телефон/факс: +7 (499) 262-70-70/ +7 (499) 262-74-43

Web-сайт: <http://www.vniias.ru>

E-mail: info@vniias.ru

Испытательный центр

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

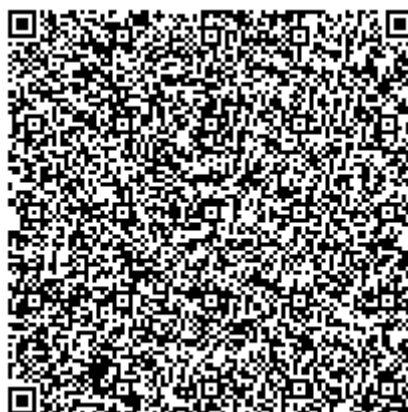
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83322-21

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Машины испытательные универсальные электромеханические НМ

Назначение средства измерений

Машины испытательные универсальные электромеханические НМ (далее – машины) предназначены для измерений силы и перемещения подвижной траверсы при испытаниях образцов материалов на растяжение, сжатие и изгиб.

Описание средства измерения

Принцип действия машин основан на преобразовании тензометрическим датчиком силы (далее – датчик силы) нагрузки, прикладываемой к испытываемому образцу, в электрический сигнал, изменяющийся пропорционально прикладываемой нагрузке. Измерение перемещения подвижной траверсы осуществляется посредством преобразования сигнала от оптоэлектронного датчика угла поворота, связанного с ходовым винтом.

Конструктивно машины состоят из основания, на котором расположена нагружающая рама и направляющие (одна или две колонны, в зависимости от модификации) с подвижной и неподвижной траверсами, захватами образца на траверсах, привода подвижной траверсы, датчика силы, системы измерения и управления. Привод подвижной траверсы осуществляется с помощью шарико - винтовой передачи.

Испытываемый образец закрепляется в захватах или устанавливается в приспособлениях подвижной и неподвижной траверс в зависимости от режима нагрузки - растяжения или сжатия.

Управление машинами и получение информации в процессе испытаний осуществляется (в зависимости от модификации машины) с помощью встроенного в основание модуля управления и обработки, подключенного через порт USB, RS-232, Ethernet или интерфейсы Bluetooth, Wi-Fi персонального компьютера (далее – ПК) с установленным программным обеспечением.

Машины содержат два измерительных канала: канал измерения силы и канал измерения перемещения подвижной траверсы.

Машины по умолчанию комплектуются одним датчиком силы, но по заказу потребителя могут комплектоваться несколькими сменными датчиками силы с различными диапазонами измерений, но не более верхнего предела измерений (далее – ВПИ) силы машины. Также машины могут комплектоваться датчиками деформации (контактными и бесконтактными), температурными камерами, нагревательными печами и другими типами дополнительного оборудования.

В зависимости от ВПИ силы машины могут быть выполнены в двух вариантах исполнения – настольном и напольном.

Машины оснащены четырьмя концевыми выключателями (скользящими шайбами на вертикальном стержне), два из которых являются фиксированными и не должны перемещаться, поскольку они защищают механизмы; и еще двумя, которые можно перемещать для обеспечения возможности работы в более конкретных областях и на более ограниченных расстояниях.

К данному типу машин относятся машины испытательные универсальные электромеханические следующих модификаций: НМ-D 5, НМ-D 5 L, НМ-D 10, НМ-D 10 L, НМ-D 20, НМ-D 20 L, НМ-D 25, НМ-D 25 L, НМ-D 50, НМ-D 50 L, НМ-D 100, НМ-D 100 L, НМ-D 150, НМ-D 150 L, НМ-D 200, НМ-D 200 L, НМ-D 250, НМ-D 250 L, НМ-D 300, НМ-D 300 L, НМ-D 400, НМ-D 400 L, НМ-D 500, НМ-D 500 L, НМ-D 600, НМ-D 600 L, НМ-D 800, НМ-D 800 L, НМ-D 1000, НМ-D 1000 L, НМ-S 100, НМ-S 150, НМ-S 200, НМ-S 250 (цифры в обозначении всех модификаций машин означают наибольший предел нагрузки при испытаниях, в кН), НМ-V.

Модификации машин отличаются между собой внешним исполнением, диапазонами измерений силы и перемещения подвижной траверсы, вариантами систем управления машинами, массой и габаритными размерами.

Машины модификаций НМ-D 5, НМ-D 10, НМ-D 20, НМ-D 25, НМ-D 50, НМ-D 100, НМ-D 150, НМ-D 200, НМ-D 250, НМ-D 300, НМ-D 400, НМ-D 500, НМ-D 600, НМ-D 800, НМ-D 1000 могут иметь варианты исполнения колонн силовой рамы – стандартной или увеличенной высоты (с индексом «L»).

Машины модификаций НМ-V, НМ-S 100, НМ-S 150, НМ-S 200, НМ-S 250 используют для передачи перемещения на траверсу через шарико-винтовую и ременную передачу, а машины модификаций НМ-D 5, НМ-D 10, НМ-D 20, НМ-D 25, НМ-D 50, НМ-D 100, НМ-D 150, НМ-D 200, НМ-D 250, НМ-D 300, НМ-D 400, НМ-D 500, НМ-D 600, НМ-D 800, НМ-D 1000 – шарико-винтовую передачу и систему механической трансмиссии без ременных передач.

Нанесение знака поверки на машины не предусмотрено.

Заводские номера наносятся на металлическую идентификационную табличку машин методом гравировки в виде буквенно-цифрового обозначения.

Общий вид машин испытательных универсальных электромеханических НМ приведен на рисунках 1 – 6.

Пример идентификационной таблички датчиков силы с наименованием модификации и место её нанесения приведен на рисунке 7.

Пример типовой идентификационной таблички с заводским номером и место её нанесения приведен на рисунке 8.



Рисунок 1 – Общий вид машин испытательных универсальных электромеханических модификаций HM-D 5, HM-D 5 L, HM-D 10, HM-D 10 L, HM-D 20, HM-D 20 L



Рисунок 2 – Общий вид машин испытательных универсальных электромеханических модификаций HM-D 25, HM-D 25 L, HM-D 50, HM-D 50 L, HM-D 100 (настоельное исполнение), HM-D 100 L (настоельное исполнение)



Рисунок 3 – Общий вид машин испытательных универсальных электромеханических модификаций HM-D 100 (напольное исполнение), HM-D 100 L (напольное исполнение), HM-D 150, HM-D 150 L, HM-D 200, HM-D 200 L, HM-D 250, HM-D 250 L, HM-D 300, HM-D 300 L, HM-D 400, HM-D 400 L, HM-D 500, HM-D 500 L, HM-D 600, HM-D 600 L



Рисунок 4 – Общий вид машин испытательных универсальных электромеханических модификаций HM-D 800, HM-D 800 L, HM-D 1000, HM-D 1000 L



Рисунок 5 – Общий вид машин испытательных универсальных электромеханических модификаций HM-S 100, HM-S 150, HM-S 200, HM-S 250



Рисунок 6 – Общий вид машин испытательных универсальных электромеханических модификации HM-V



Рисунок 7 – Пример идентификационной таблички датчиков силы с наименованием модификации и место её нанесения



Рисунок 8 – Пример идентификационной таблички с заводским номером и место её нанесения

Пломбирование машин испытательных универсальных электромеханических HM-D, HM-S, HM-V не предусмотрено.

Программное обеспечение

Машины имеют встроенное программное обеспечение (далее – ВПО) и программное обеспечение (далее – ПО) «HoyWin».

Метрологически значимая часть ПО находится на встроенном компьютере в корпусе машины и разработано специально для машин и служит для управления ее функциональными возможностями.

Интерфейсами передачи данных могут быть USB, RS-232, Ethernet, Bluetooth, Wi-Fi.

ПО защищено от несанкционированного доступа ключом электронной защиты.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	«HoyWin»	ВПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 22.0	не ниже 22.0
Цифровой идентификатор ПО	2605875718	2605875718
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	SHA256	SHA256

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики машин представлены в таблицах 2-5.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Модификация	НМ-V, НМ-D 5, НМ-D 5 L
Диапазон измерений силы, Н: - с датчиком силы с ВПИ 5,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 10,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 20,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 50,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 100,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 250,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 500,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 1,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 2,5 кН - с датчиком силы с ВПИ 3,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 5,0 кН	от 0,02 до 5,00 от 0,04 до 10,00 от 0,08 до 20,00 от 0,20 до 50,00 от 0,40 до 100,00 от 1,00 до 250,00 от 2,00 до 500,00 от 4,00 до 1000,00 от 10,00 до 2500,00 от 12,00 до 3000,00 от 20,00 до 5000,00
Модификация	НМ-D 10, НМ-D 10 L
Диапазон измерений силы, Н: - с датчиком силы с ВПИ 5,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 10,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 20,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 50,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 100,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 250,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 500,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 1,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 2,5 кН - с датчиком силы с ВПИ 3,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 5,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 10,0 кН	от 0,02 до 5,00 от 0,04 до 10,00 от 0,08 до 20,00 от 0,20 до 50,00 от 0,40 до 100,00 от 1,00 до 250,00 от 2,00 до 500,00 от 4,00 до 1000,00 от 10,00 до 2500,00 от 12,00 до 3000,00 от 20,00 до 5000,00 от 40,00 до 10000,00
Модификация	НМ-D 20, НМ-D 20 L
Диапазон измерений силы, Н: - с датчиком силы с ВПИ 5,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 10,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 20,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 50,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 100,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 250,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 500,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 1,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 2,5 кН - с датчиком силы с ВПИ 3,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 5,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 10,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 20,0 кН	от 0,02 до 5,00 от 0,04 до 10,00 от 0,08 до 20,00 от 0,20 до 50,00 от 0,40 до 100,00 от 1,00 до 250,00 от 2,00 до 500,00 от 4,00 до 1000,00 от 10,00 до 2500,00 от 12,00 до 3000,00 от 20,00 до 5000,00 от 40,00 до 10000,00 от 80,00 до 20000,00

Продолжение таблицы 2

Модификация	НМ-D 25, НМ-D 25 L
Диапазон измерений силы, Н: - с датчиком силы с ВПИ 5,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 10,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 20,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 50,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 100,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 250,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 500,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 1,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 2,5 кН - с датчиком силы с ВПИ 3,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 5,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 10,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 20,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 25,0 кН	от 0,02 до 5,00 от 0,04 до 10,00 от 0,08 до 20,00 от 0,20 до 50,00 от 0,40 до 100,00 от 1,00 до 250,00 от 2,00 до 500,00 от 4,00 до 1000,00 от 10,00 до 2500,00 от 12,00 до 3000,00 от 20,00 до 5000,00 от 40,00 до 10000,00 от 80,00 до 20000,00 от 100,00 до 25000,00
Модификация	НМ-D 50, НМ-D 50 L
Диапазон измерений силы, Н: - с датчиком силы с ВПИ 5,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 10,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 20,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 50,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 100,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 250,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 500,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 1,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 2,5 кН - с датчиком силы с ВПИ 3,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 5,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 10,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 20,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 25,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 30,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 50,0 кН	от 0,02 до 5,00 от 0,04 до 10,00 от 0,08 до 20,00 от 0,20 до 50,00 от 0,40 до 100,00 от 1,00 до 250,00 от 2,00 до 500,00 от 4,00 до 1000,00 от 10,00 до 2500,00 от 12,00 до 3000,00 от 20,00 до 5000,00 от 40,00 до 10000,00 от 80,00 до 20000,00 от 100,00 до 25000,00 от 120,00 до 30000,00 от 200,00 до 50000,00
Модификация	НМ-D 100, НМ-D 100 L, НМ-S 100
Диапазон измерений силы, Н: - с датчиком силы с ВПИ 5,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 10,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 20,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 50,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 100 Н - с датчиком силы с ВПИ 250,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 500,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 1,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 2,5 кН	от 0,02 до 5,00 от 0,04 до 10,00 от 0,08 до 20,00 от 0,20 до 50,00 от 0,40 до 100,00 от 1,00 до 250,00 от 2,00 до 500,00 от 4,00 до 1000,00 от 10,00 до 2500,00

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Модификация	НМ-D 100, НМ-D 100 L, НМ-S 100
Диапазон измерений силы, Н: - с датчиком силы с ВПИ 3,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 5,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 10,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 20,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 25,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 30,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 50,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 100,0 кН	от 12,00 до 3000,00 от 20,00 до 5000,00 от 40,00 до 10000,00 от 80,00 до 20000,00 от 100,00 до 25000,00 от 120,00 до 30000,00 от 200,00 до 50000,00 от 400,00 до 100000,00
Модификация	НМ-D 150, НМ-D 150 L, НМ-S 150
Диапазон измерений силы, Н: - с датчиком силы с ВПИ 5,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 10,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 20,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 50,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 100,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 250,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 500,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 1,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 2,5 кН - с датчиком силы с ВПИ 3,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 5,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 10,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 20,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 25,00 кН - с датчиком силы с ВПИ 30,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 50,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 100,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 150,0 кН	от 0,02 до 5,00 от 0,04 до 10,00 от 0,08 до 20,00 от 0,20 до 50,00 от 0,40 до 100,00 от 1,00 до 250,00 от 2,00 до 500,00 от 4,00 до 1000,00 от 10,00 до 2500,00 от 12,00 до 3000,00 от 20,00 до 5000,00 от 40,00 до 10000,00 от 80,00 до 20000,00 от 100,00 до 25000,00 от 120,00 до 30000,00 от 200,00 до 50000,00 от 400,00 до 100000,00 от 600,00 до 150000,00
Модификация	НМ-D 200, НМ-D 200 L, НМ-S 200
Диапазон измерений силы, Н - с датчиком силы с ВПИ 5,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 10,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 20,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 50,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 100,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 250,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 500,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 1,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 2,5 кН	от 0,02 до 5,00 от 0,04 до 10,00 от 0,08 до 20,00 от 0,20 до 50,00 от 0,40 до 100,00 от 1,00 до 250,00 от 2,00 до 500,00 от 4,00 до 1000,00 от 10,00 до 2500,00

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Модификация	НМ-D 200, НМ-D 200 L, НМ-S 200
Диапазон измерений силы, Н - с датчиком силы с ВПИ 3,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 5,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 10,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 20,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 25,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 30,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 50,00 кН - с датчиком силы с ВПИ 100,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 200,0 кН	от 12,00 до 3000,00 от 20,00 до 5000,00 от 40,00 до 10000,00 от 80,00 до 20000,00 от 100,00 до 25000,00 от 120,00 до 30000,00 от 200,00 до 50000,00 от 400,00 до 100000,00 от 800,00 до 200000,00
Модификация	НМ-D 250, НМ-D 250 L, НМ-S 250
Диапазон измерений силы, Н: - с датчиком силы с ВПИ 5,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 10,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 20,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 50,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 100,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 250,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 500,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 1,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 2,5 кН - с датчиком силы с ВПИ 3,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 5,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 10,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 20,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 25,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 30,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 50,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 100,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 250,0 кН	от 0,02 до 5,00 от 0,04 до 10,00 от 0,08 до 20,00 от 0,20 до 50,00 от 0,40 до 100,00 от 1,00 до 250,00 от 2,00 до 500,00 от 4,00 до 1000,00 от 10,00 до 2500,00 от 12,00 до 3000,00 от 20,00 до 5000,00 от 40,00 до 10000,00 от 80,00 до 20000,00 от 100,00 до 25000,00 от 120,00 до 30000,00 от 200,00 до 50000,00 от 400,00 до 100000,00 от 1000,00 до 250000,00
Модификация	НМ-D 300, НМ-D 300 L
Диапазон измерений силы, Н: - с датчиком силы с ВПИ 5,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 10,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 20,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 50,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 100,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 250,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 500,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 1,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 2,5 кН	от 0,02 до 5,00 от 0,04 до 10,00 от 0,08 до 20,00 от 0,20 до 50,00 от 0,40 до 100,00 от 1,00 до 250,00 от 2,00 до 500,00 от 4,00 до 1000,00 от 10,00 до 2500,00

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Модификация	НМ-D 300, НМ-D 300 L
Диапазон измерений силы, Н: - с датчиком силы с ВПИ 3,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 5,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 10,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 20,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 25,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 30,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 50,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 100,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 300,0 кН	от 12,00 до 3000,00 от 20,00 до 5000,00 от 40,00 до 10000,00 от 80,00 до 20000,00 от 100,00 до 25000,00 от 120,00 до 30000,00 от 200,00 до 50000,00 от 400,00 до 100000,00 от 1200,00 до 300000,00
Модификация	НМ-D 400, НМ-D 400 L
Диапазон измерений силы, Н: - с датчиком силы с ВПИ 5,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 10,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 20,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 50,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 100,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 250,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 500,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 1,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 2,5 кН - с датчиком силы с ВПИ 3,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 5,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 10,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 20,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 25,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 30,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 50,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 100,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 400,0 кН	от 0,02 до 5,00 от 0,04 до 10,00 от 0,08 до 20,00 от 0,20 до 50,00 от 0,40 до 100,00 от 1,00 до 250,00 от 2,00 до 500,00 от 4,00 до 1000,00 от 10,00 до 2500,00 от 12,00 до 3000,00 от 20,00 до 5000,00 от 40,00 до 10000,00 от 80,00 до 20000,00 от 100,00 до 25000,00 от 120,00 до 30000,00 от 200,00 до 50000,00 от 400,00 до 100000,00 от 1600,00 до 400000,00
Модификация	НМ-D 500, НМ-D 500 L
Диапазон измерений силы, Н: - с датчиком силы с ВПИ 5,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 10,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 20,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 50,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 100,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 250,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 500,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 1,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 2,5 кН	от 0,02 до 5,00 от 0,04 до 10,00 от 0,08 до 20,00 от 0,20 до 50,00 от 0,40 до 100,00 от 1,00 до 250,00 от 2,00 до 500,00 от 4,00 до 1000,00 от 10,00 до 2500,00

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Модификация	НМ-D 500, НМ-D 500 L
Диапазон измерений силы, Н: - с датчиком силы с ВПИ 3,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 5,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 10,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 20,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 25,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 30,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 50,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 100,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 500,0 кН	от 12,00 до 3000,00 от 20,00 до 5000,00 от 40,00 до 10000,00 от 80,00 до 20000,00 от 100,00 до 25000,00 от 120,00 до 30000,00 от 200,00 до 50000,00 от 400,00 до 100000,00 от 2000,00 до 500000,00
Модификация	НМ-D 600, НМ-D 600 L
Диапазон измерений силы, Н: - с датчиком силы с ВПИ 5,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 10,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 20,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 50,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 100,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 250,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 500,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 1,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 2,5 кН - с датчиком силы с ВПИ 3,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 5,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 10,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 20,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 25,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 30,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 50,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 100,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 600,0 кН	от 0,02 до 5,00 от 0,04 до 10,00 от 0,08 до 20,00 от 0,20 до 50,00 от 0,40 до 100,00 от 1,00 до 250,00 от 2,00 до 500,00 от 4,00 до 1000,00 от 10,00 до 2500,00 от 12,00 до 3000,00 от 20,00 до 5000,00 от 40,00 до 10000,00 от 80,00 до 20000,00 от 100,00 до 25000,00 от 120,00 до 30000,00 от 200,00 до 50000,00 от 400,00 до 100000,00 от 2400,00 до 600000,00
Модификация	НМ-D 800, НМ-D 800 L
Диапазон измерений силы, Н: - с датчиком силы с ВПИ 5,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 10,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 20,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 50,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 100,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 250,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 500,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 1,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 2,5 кН	от 0,02 до 5,00 от 0,04 до 10,00 от 0,08 до 20,00 от 0,20 до 50,00 от 0,40 до 100,00 от 1,00 до 250,00 от 2,00 до 500,00 от 4,00 до 1000,00 от 10,00 до 2500,00

Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Модификация	НМ-D 800, НМ-D 800 L
Диапазон измерений силы, Н: - с датчиком силы с ВПИ 3,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 5,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 10,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 20,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 25,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 30,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 50,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 100,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 800,0 кН	от 12,00 до 3000,00 от 20,00 до 5000,00 от 40,00 до 10000,00 от 80,00 до 20000,00 от 100,00 до 25000,00 от 120,00 до 30000,00 от 200,00 до 50000,00 от 400,00 до 100000,00 от 3200,00 до 800000,00
Модификация	НМ-D 1000, НМ-D 1000 L
Диапазон измерений силы, Н: - с датчиком силы с ВПИ 5,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 10,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 20,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 50,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 100,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 250,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 500,0 Н - с датчиком силы с ВПИ 1,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 2,5 кН - с датчиком силы с ВПИ 3,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 5,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 10,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 20,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 25,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 30,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 50,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 100,0 кН - с датчиком силы с ВПИ 1000,0 кН	от 0,02 до 5,00 от 0,04 до 10,00 от 0,08 до 20,00 от 0,20 до 50,00 от 0,40 до 100,00 от 1,00 до 250,00 от 2,00 до 500,00 от 4,00 до 1000,00 от 10,00 до 2500,00 от 12,00 до 3000,00 от 20,00 до 5000,00 от 40,00 до 10000,00 от 80,00 до 20000,00 от 100,00 до 25000,00 от 120,00 до 30000,00 от 200,00 до 50000,00 от 400,00 до 100000,00 от 4000,00 до 1000000,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы, %	$\pm 0,5$; $\pm 1,0$ ¹⁾
¹⁾ – по отдельному заказу потребителя.	

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Модификация	Диапазон измерений перемещений траверсы, мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений перемещения подвижной траверсы в диапазоне от 0 до 2 мм включ., мм	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений перемещения подвижной траверсы в диапазоне св. 2 мм до верхнего предела измерений, %
HM-V	от 0 до 750 от 0 до 1000 ¹⁾	±0,02	±0,5; ±1,0 ⁵⁾
HM-D 5	от 0 до 800 от 0 до 1050 ¹⁾ от 0 до 1050 ²⁾		
HM-D 5 L	от 0 до 1300		
HM-D 10	от 0 до 800 от 0 до 1050 ¹⁾ от 0 до 1050 ²⁾		
HM-D 10 L	от 0 до 1300		
HM-D 20	от 0 до 800 от 0 до 1050 ¹⁾ от 0 до 1050 ²⁾		
HM-D 20 L	от 0 до 1300		
HM-D 25	от 0 до 1000 от 0 до 1250 ¹⁾ от 0 до 1250 ²⁾		
HM-D 25 L	от 0 до 1500		
HM-D 50	от 0 до 1000 от 0 до 1250 ¹⁾ от 0 до 1250 ²⁾		
HM-D 50 L	от 0 до 1500		
HM-D 100 ³⁾	от 0 до 1000 от 0 до 1250 ¹⁾ от 0 до 1250 ²⁾		
HM-D 100 ³⁾ L	от 0 до 1500		
HM-D 100 ⁴⁾	от 0 до 1100 от 0 до 1350 ¹⁾ от 0 до 1350 ²⁾		
HM-D 100 ⁴⁾ L	от 0 до 1600		
HM-D 150	от 0 до 1100 от 0 до 1350 ¹⁾ от 0 до 1350 ²⁾		

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение		
Модификация	Диапазон измерений перемещений траверсы, мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений перемещения подвижной траверсы в диапазоне от 0 до 2 мм включ., мм	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений перемещения подвижной траверсы в диапазоне св. 2 мм до верхнего предела измерений, %
НМ-D 150 L	от 0 до 1600	±0,02	±0,5; ±1,0 ⁵⁾
НМ-D 200	от 0 до 1100 от 0 до 1350 ¹⁾ от 0 до 1350 ²⁾		
НМ-D 200 L	от 0 до 1600		
НМ-D 250	от 0 до 1100 от 0 до 1350 ¹⁾ от 0 до 1350 ²⁾		
НМ-D 250 L	от 0 до 1600		
НМ-D 300	от 0 до 1100 от 0 до 1350 ¹⁾ от 0 до 1350 ²⁾		
НМ-D 300 L	от 0 до 1600		
НМ-D 400	от 0 до 1450 ²⁾ от 0 до 1700 ¹⁾²⁾		
НМ-D 400 L	от 0 до 1950 ²⁾		
НМ-D 500	от 0 до 1450 ²⁾ от 0 до 1700 ¹⁾²⁾		
НМ-D 500 L	от 0 до 1950 ²⁾		
НМ-D 600	от 0 до 1450 ²⁾ от 0 до 1700 ¹⁾²⁾		
НМ-D 600 L	от 0 до 1950 ²⁾		
НМ-D 800	от 0 до 1550 ²⁾ от 0 до 1800 ¹⁾²⁾		
НМ-D 800 L	от 0 до 2250 ²⁾		
НМ-D 1000	от 0 до 1550 ²⁾ от 0 до 1800 ¹⁾²⁾		
НМ-D 1000 L	от 0 до 2250 ²⁾		
НМ-S 100	от 0 до 460		

Продолжение таблицы 3

Пределы допускаемой погрешности			
Наименование характеристики	Значение		
Модификация	Диапазон измерений перемещений траверсы, мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений перемещения подвижной траверсы в диапазоне от 0 до 2 мм включ., мм	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений перемещения подвижной траверсы в диапазоне св. 2 мм до верхнего предела измерений, %
НМ-S 150	от 0 до 460	±0,02	±0,5; ±1,0 ⁵⁾
НМ-S 200	от 0 до 460		
НМ-S 250	от 0 до 460		
1) – для машин с увеличенным ходом траверсы; 2) – для двухзонного исполнения машин; 3) – настольное исполнение машин; 4) – напольное исполнение машин; 5) – по отдельному заказу потребителя.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Модификация	Наибольшая предельная нагрузка, кН	Габаритные размеры (Ш×Г×В), мм, не более	Масса, кг, не более
НМ-V	5	400×530×1160	80
НМ-D 5	5	900×650×1450 900×650×1750 ¹⁾ 900×650×1550 ²⁾	200
НМ-D 10	10		250 ¹⁾
НМ-D 20	20		220 ²⁾
НМ-D 5 L	5	900×650×2000 900×650×2000 ²⁾	300 300 ²⁾
НМ-D 10 L	10		
НМ-D 20 L	20		
НМ-D 25	25	900×650×1650 900×650×1900 ¹⁾ 900×650×1750 ²⁾	380
НМ-D 50	50		450 ¹⁾
НМ-D 100 ³⁾	100		400 ²⁾
НМ-D 25 L	25	900×650×2150 900×650×2150 ²⁾	500 500 ²⁾
НМ-D 50 L	50		
НМ-D 100 L ³⁾	100		
НМ-D 100 ⁴⁾	100	1100×600×2100 1100×600×2350 ¹⁾ 1100×600×2200 ²⁾	850 1000 ¹⁾ 900 ²⁾

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики		Значение	
Модификация	Наибольшая предельная нагрузка, кН	Габаритные размеры (Ш×Г×В), мм, не более	Масса, кг, не более
НМ-D 100 L ⁴⁾	100	1100×600×2500 1100×600×2500 ²⁾	1150 1150 ²⁾
НМ-D 150	150	1100×600×2100 1100×600×2350 ¹⁾ 1100×600×2200 ²⁾	900 1100 ¹⁾ 950 ²⁾
НМ-D 200	200		
НМ-D 250	250		
НМ-D 300	300		
НМ-D 150 L	150	1100×600×2500 1100×600×2500 ²⁾	1300 1300 ²⁾
НМ-D 200 L	200		
НМ-D 250 L	250		
НМ-D 300 L	300		
НМ-D 400	400	1160×900×2300 ²⁾ 1160×900×2550 ¹⁾²⁾	2000 2300 ¹⁾²⁾
НМ-D 500	500		
НМ-D 600	600		
НМ-D 400 L	400	1160×900×2800 ²⁾	2700 ²⁾
НМ-D 500 L	500		
НМ-D 600 L	600		
НМ-D 800	800	1110×950×2750 ²⁾ 1110×950×3000 ¹⁾²⁾	3000 3350 ¹⁾²⁾
НМ-D 800 L	800	1110×950×3250 ²⁾	3800 ²⁾
НМ-D 1000	1000	1110×950×2750 ²⁾ 1110×950×3000 ¹⁾²⁾	3000 3350 ¹⁾²⁾
НМ-D 1000 L	1000	1110×950×3250 ²⁾	3800 ²⁾
НМ-S 100	100	730×585×2070	560
НМ-S 150	150	730×585×2070	560
НМ-S 200	200		600
НМ-S 250	250		

1) – для машин с увеличенным ходом траверсы;

2) – для двухзонного исполнения машин;

3) – настольное исполнение машин;

4) – напольное исполнение машин.

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение питания переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 210 до 230 ¹⁾ от 380 до 400 ²⁾ 50±1
Рабочие условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность (без образования конденсата), %	от +15 до +25 от 10 до 90
¹⁾ – для модификаций НМ-V, НМ-D 5, НМ-D 5 L, НМ-D 10, НМ-D 10 L, НМ-D 20, НМ-D 20 L, НМ-D 25, НМ-D 25 L, НМ-D 50, НМ-D 50 L, НМ-D 100 (настольное исполнение), НМ-D 100 L (настольное исполнение), НМ-S 100, НМ-S 150, НМ-S 200, НМ-S 250; ²⁾ – для модификаций НМ-D 100 (напольное исполнение), НМ-D 100 L (напольное исполнение), НМ-D 150, НМ-D 150 L, НМ-D 200, НМ-D 200 L, НМ-D 250, НМ-D 250 L, НМ-D 300, НМ-D 300 L, НМ-D 400, НМ-D 400 L, НМ-D 500, НМ-D 500 L, НМ-D 600, НМ-D 600 L, НМ-D 800, НМ-D 800 L, НМ-D 1000, НМ-D 1000 L.	

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и на переднюю поверхность корпуса машины в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Машина испытательная универсальная электромеханическая НМ в комплекте (модификация в соответствии с заказом потребителя)	-	1 шт.
Дополнительный датчик силы в соответствии с модификацией	-	По запросу
Внешние направляющие	-	По запросу
Персональный компьютер	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах 2 «Общее описание» и 3 «Принцип работы» документа «Машины испытательные универсальные электромеханические НМ. Руководство по эксплуатации»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к машинам испытательным универсальным электромеханическим НМ

Техническая документация изготовителя «HOYTOM S.L.», Испания

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «05» мая 2012 года № 299 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерения силы»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «29» декабря 2018 года № 2831 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для координатно-временных измерений»

Изготовитель

«HOYTOM S.L.», Испания

Адрес: Avda. Iparraguirre, 96 48940 Leioa – (Bizkaia), Spain

Телефон: +34 944 639 422

E-mail: hoytom@6394hoytom.com

Испытательный центр

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

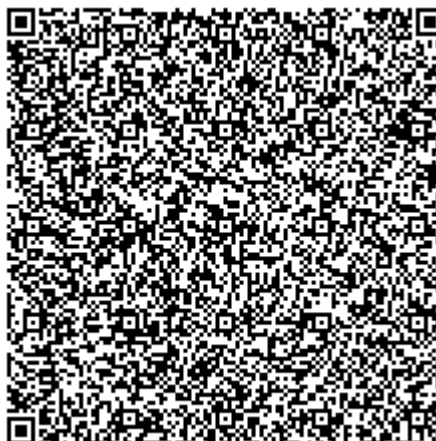
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д.31

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

Факс: +7(499)124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83323-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГО» (Регионы 4 очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГО» (Регионы 4 очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой двухуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

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

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер (сервер АИИС КУЭ), устройство синхронизации времени (УСВ) УСВ-2, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 41681-10 (Рег. № 41681-10), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства приема-передачи данных.

АИИС КУЭ не имеет модификаций. Доступ к элементам и средствам измерений АИИС КУЭ ограничен на всех уровнях при помощи механических и программных методов и способов защиты.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ в виде цифрового обозначения, заводские номера средств измерений уровней ИИК, ИВК, идентификационные обозначения элементов уровня ИВК указаны в формуляре.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

автоматический периодический (один раз в сутки) и/или по запросу сбор привязанных к шкале координированного времени UTC(SU), результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 минут);

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИК;

хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);

передача результатов измерений в организации - участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;

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

диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

Величины первичных токов и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков 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.

Сервер АИИС КУЭ:

не реже одного раза в сутки автоматически опрашивает счетчики электроэнергии, считывает со счетчиков 30-минутные профили мощности и журналы событий для каждого канала учета, выполняет синхронизацию времени в счетчиках электроэнергии и записывает полученные данные в базу данных;

осуществляет импорт данных из макетов 80020 с использованием канала связи Internet от АИИС КУЭ смежных организаций и записывает 30-минутный профиль мощности и журналы событий в базу данных сервера АИИС КУЭ ООО «РУСЭНЕРГО» (Регионы 4 очередь);

обеспечивает ввод в ручном режиме показаний и (или) профилей мощности с интервалом интегрирования 30 мин от приборов учета электроэнергии, не включенных в АИИС КУЭ;

выполняет синхронизацию времени часов сервера в соответствии с эталонным временем от устройства синхронизации времени;

осуществляет обработку результатов измерений;

обеспечивает хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных;

передает результаты измерений и информацию о состоянии средств измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным организациям в виде макетов 80020, 51070 с использованием канала связи Internet и электронной подписи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). СОЕВ формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя устройство синхронизации времени УСВ-2 на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (ГЛОНАСС/GPS).

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-2 происходит с периодичностью один раз в час. Синхронизация часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-2 осуществляется независимо от показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-2.

Сравнение показаний часов счетчиков электроэнергии, которые опрашивает непосредственно сервер АИИС КУЭ, с показаниями часов сервера происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация времени часов счетчиков электроэнергии с часами сервера АИИС КУЭ осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера АИИС КУЭ на величину более чем ± 1 с.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Сервер АИИС КУЭ	
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8
Идентификационное наименование ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
Идентификационное наименование ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7
Идентификационное наименование ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
Идентификационное наименование ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
Идентификационное наименование ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
Идентификационное наименование ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
Идентификационное наименование ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
Идентификационное наименование ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
Идентификационное наименование ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
Идентификационное наименование ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110/6 кВ Фосфорит-4 (ПС-392), ЗРУ-6 кВ, II СШ 6 кВ, яч.27, КЛ-6 кВ Ввод №1	ТПОЛ 10 800/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	Сервер АИИС КУЭ УСВ-2, рег. № 41681-10
2	ПС 110/6 кВ Фосфорит-4 (ПС-392), ЗРУ-6 кВ, III СШ 6 кВ, яч.4, КЛ-6 кВ Ввод №2	ТПОЛ 10 800/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
3	ПС 110/10/6 кВ Заря, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч.13, КЛ-6 кВ к ЦРП- 1 6 кВ	ТПЛ-10У3 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
4	ПС 110/10/6 кВ Заря, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.57, КЛ-6 кВ к ЦРП- 1 6 кВ	ТПЛ-10У3 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ-СЭЩ-6 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 35956-07	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
5	КТП 35/6 кВ Радиозавод, ОРУ-35 кВ, с.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - Радиозавод	ТОЛ-СВЭЛ-35 ПШ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 70106-17	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
6	ПС 110/10 кВ Семилужки, ЗРУ-10 кВ, 1 секция 10 кВ, яч.3, СМ-3, КЛ-10 кВ	ТЛО-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-03	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
7	ПС 110/10 кВ Семилужки, ЗРУ-10 кВ, 2 секция 10 кВ, яч.8, СМ-8, КЛ-10 кВ	ТЛО-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-03	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
8	ПС 110/10 кВ Табашино, ЗРУ-10 кВ, 1с-10 кВ, яч.7, ВВ- 1005, ВЛ-10 кВ 1005	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
9	ПС 110/10 кВ Табашино, ЗРУ-10 кВ, 1с-10 кВ, яч.3, ВВ- 1001, ВЛ-10 кВ 1001	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-06		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ПС 110/10 кВ Табашино, ЗРУ-10 кВ, 2с-10 кВ, яч.4, ВВ- 1002, ВЛ-10 кВ 1002	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Сервер АИИС КУЭ УСВ-2, рег. № 41681-10
11	ПС 110/10 кВ Табашино, ЗРУ-10 кВ, 2с-10 кВ, яч.8, ВВ- 1006, ВЛ-10 кВ 1006	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-06		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
12	ПС 110/6 кВ Щегловская, ЗРУ-6 кВ, КЛ 6 кВ ф.13А, КЛ 6 кВ ф.13Б	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	Основной НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05 Резервный НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
13	ТП-2 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч.4, ВВ1, КЛ-6 кВ	ТЛО-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
14	ТП-2 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.9, ВВ2, КЛ-6 кВ	ТЛО-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
15	ПС 110/35/10 кВ Теткино, ЗРУ-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч.28, КЛ- 10 кВ №07	ТПЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	Меркурий 234 ARTM2-00 DPB.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	
16	ПС 110/35/10 кВ Теткино, ЗРУ-10 кВ, II с.ш. 10 кВ, яч.12, КЛ- 10 кВ №354	ТВК-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 8913-82	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	Меркурий 234 ARTM2-00 DPB.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	
17	ПС 110/6 кВ Щегловская, ЗРУ-6 кВ, КЛ 6 кВ ф.9А, КЛ 6 кВ ф.9Б	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	Основной НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05 Резервный НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	ПС 110/6 кВ Щегловская, ЗРУ-6 кВ, КЛ 6 кВ ф.11А, КЛ 6 кВ ф.11Б	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	Основной НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05 Резервный НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Сервер АИИС КУЭ УСВ-2, рег. № 41681-10
19	ПС 110/6 кВ Щегловская, КРУН-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч.35, КЛ 6 кВ ф.35А, КЛ 6 кВ ф.35Б	ТОЛ-НТЗ-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51679-12	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0803163001 Рег. № 36697-12	
20	ПС 110/6 кВ Комбайновая, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.8, КЛ 6 кВ к ТП-10	ТПЛ-СВЭЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 70109-17	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
21	ПС 110/6 кВ Комбайновая, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.11, КЛ 6 кВ к ТП-10	ТПЛ-СВЭЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 70109-17	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
22	ПС 110/6 кВ Комбайновая, ЗРУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч.43, КЛ 6 кВ к ТП-2	ТПЛМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
23	ПС 110/6 кВ Комбайновая, ЗРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч.32, КЛ 6 кВ к ТП-2	ТПЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	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 аналогичное утвержденного типа.

3 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 неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (δ), %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2, 5, 19 - 21 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,4	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,8	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	±3,2	±2,1	±1,8	±1,8
	0,7	±3,8	±2,4	±2,0	±2,0
	0,5	±5,6	±3,3	±2,6	±2,6
3, 4, 12 – 18, 22 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±2,0
	0,5	-	±5,6	±3,2	±2,6
7 - 9 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,4	±1,5	±1,2	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,6	±2,1	±1,6	±1,6
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3	±2,3
6, 10, 11 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,8	±1,1	±0,9	±0,9
	0,9	±2,3	±1,3	±1,1	±1,1
	0,8	±2,9	±1,6	±1,2	±1,2
	0,7	±3,5	±1,9	±1,4	±1,4
	0,5	±5,3	±2,8	±2,0	±2,0
23 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
Номер ИИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (δ), %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 5, 19 - 21 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ 52323-2005, ГОСТ 31819.23-2012	0,44	±6,6	±4,9	±4,1	±4,1
	0,6	±5,1	±4,1	±3,6	±3,6
	0,71	±4,4	±3,8	±3,4	±3,4
	0,87	±3,9	±3,5	±3,1	±3,1
13 – 16, 22 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ 52323-2005, ГОСТ 31819.23-2012	0,44	-	±7,2	±4,7	±4,1
	0,6	-	±5,5	±3,9	±3,6
	0,71	-	±4,7	±3,6	±3,4
	0,87	-	±4,0	±3,3	±3,1
3, 4, 12, 17, 18 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ 26035-83	0,44	-	±7,2	±4,5	±3,2
	0,6	-	±5,3	±3,1	±2,6
	0,71	-	±4,4	±2,7	±2,4
	0,87	-	±3,6	±2,4	±2,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
6, 10, 11 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,5) ГОСТ 52323-2005 ГОСТ 31819.23-2012	0,44	±5,8	±3,8	±2,8	±2,8
	0,6	±4,2	±3,0	±2,2	±2,2
	0,71	±3,5	±2,7	±2,0	±2,0
	0,87	±2,9	±2,4	±1,8	±1,8
7 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5) ГОСТ 26035-83	0,44	±8,2	±3,8	±3,1	±2,7
	0,6	±7,5	±2,8	±2,0	±2,0
	0,71	±7,3	±2,3	±1,7	±1,7
	0,87	±7,0	±1,9	±1,4	±1,4
8, 9 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5) ГОСТ 52323-2005 ГОСТ 31819.23-2012	0,44	±6,0	±4,0	±3,0	±3,0
	0,6	±4,3	±3,1	±2,4	±2,4
	0,71	±3,6	±2,8	±2,1	±2,1
	0,87	±3,0	±2,4	±1,9	±1,9
23 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5) ГОСТ 52323-2005	0,44	-	±6,7	±3,8	±3,0
	0,6	-	±4,8	±2,9	±2,4
	0,71	-	±3,9	±2,5	±2,1
	0,87	-	±3,2	±2,1	±1,9

Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ±5 с

Примечания:

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

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны пределы относительной погрешности, соответствующие доверительной вероятности $P = 0,95$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ частота, Гц коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °C относительная влажность воздуха при +25 °C, %	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +15 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 2, 5 – 11, 19 – 21 ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 3, 4, 12 – 18, 22, 23 коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, УСВ-2, °C относительная влажность воздуха при +25 °C, %	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +5 до +35 от 75 до 98

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Счетчики СЭТ-4ТМ.03 Рег. № 27524-04:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Счетчики СЭТ-4ТМ.03М Рег. № 36697-17:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Счетчики СЭТ-4ТМ.03М Рег. № 36697-12:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Счетчики СЭТ-4ТМ.03М Рег. № 36697-08:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Счетчики Меркурий 234:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
УСВ-2:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Сервер:	
коэффициент готовности, не менее	0,99
время восстановления, ч, не более	1
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113,7
при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер:	
хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

В журналах событий счетчиков фиксируются факты:

параметрирования;

пропадания напряжения;

коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

счетчиков электроэнергии;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательной коробки.

Наличие защиты на программном уровне:

пароль на счетчиках электроэнергии;

пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	4 шт.
	ТПОЛ-10	5 шт.
	ТПЛ-10У3	4 шт.
	ТОЛ-СВЭЛ-35 ШИМ	3 шт.
	ТПЛ-10	2 шт.
	ТВК-10	2 шт.
	ТЛО-10	10 шт.
	ТПОФ	2 шт.
	ТОЛ-НТЗ-10	3 шт.
	ТПЛ-СВЭЛ-10	6 шт.
	ТПЛМ-10	4 шт.
	ТОЛ-СЭЩ-10	8 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6 шт.
	НТМИ-6-66	1 шт.
	ЗНОЛ-СЭЩ-6	3 шт.
	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 Ш	3 шт.
	НАМИ-10-95	1 шт.
	НАМИ-10-95УХЛ2	6 шт.
	НАМИ-10	2 шт.
	НТМИ-10-66	1 шт.
	ЗНОЛП-6	6 шт.
	ЗНОЛ-НТЗ-6	3 шт.
	НАМИТ-10	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	9 шт.
	СЭТ-4ТМ.03.01	5 шт.
	Меркурий 234 ARTM2-00 DPB.R	2 шт.
	СЭТ-4ТМ.03М	6 шт.
	СЭТ-4ТМ.03	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.
Сервер	Supermicro SYS-6019P-MTR	1 шт.
Паспорт-формуляр	ЭНСЕ.095367.010 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГО» (Регионы 4 очередь).

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

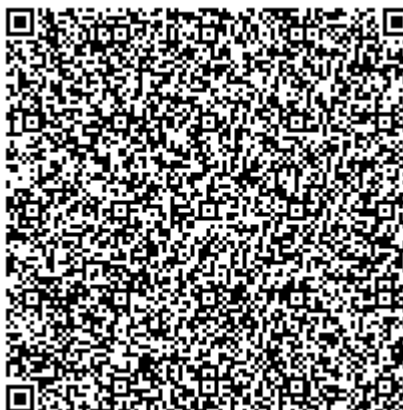
ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосервис»
(ООО «Энергосервис»)
ИНН 4401095367
Адрес: 156013, г. Кострома, Мира проспект, д. 37-39/28
Телефон: +7 (4942) 44-00-44, 44-00-02

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (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
E-mail: info@rostest.ru
Регистрационный номер RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83324-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счётчики аэрозольных частиц AeroTrak+

Назначение средства измерений

Счётчики аэрозольных частиц AeroTrak+ (далее – счётчики) предназначены для измерений счётной концентрации аэрозольных частиц различного происхождения в воздухе.

Описание средства измерений

Принцип действия счётчиков – оптический. Луч, формируемый источником излучения (полупроводниковый лазерный диод), попадает в измерительную зону (кювету), где рассеивается находящимися на его траектории частицами и регистрируется с помощью фотодетектора. Изменение интегральной интенсивности зарегистрированного излучения пропорционально размеру частицы, а количество последовательных импульсов – количеству частиц. Счётная концентрация аэрозольных частиц по каналам регистрации размеров вычисляется с помощью программного обеспечения как отношение количества зарегистрированных частиц определённой размерной группы к прокачанному через кювету объёму воздушной пробы.

Конструктивно счётчики выполнены в едином блоке, в котором размещены оптико-аналитическая система и электронные компоненты. Прокачка анализируемой пробы через кювету осуществляется с помощью насоса.

Счётчики выпускаются в виде двух серий: 6000 – модели 6201, 6301 и 6501; 7000 – модели 7201, 7301, 7310, 7501, 7510. Модели счётчиков различаются диапазонами измерений, значениями номинального объёмного расхода отбираемой пробы, наличием встроенного насоса (таблица 1). Модели счётчиков выпускаются в виде различных исполнений, отличающихся техническими особенностями и опциями. В зависимости от исполнения наименование модели может содержать дополнительные цифровые и буквенные символы.

Таблица 1 – Обозначение моделей

Серия	Модель	Первый канал регистрации размеров частиц, мкм	Номинальный объёмный расход пробы, дм ³ /мин	Расположение насоса
6000	6201	более 0,2	2,83	встроенный
	6301	более 0,3		
	6501	более 0,5		
7000	7201	более 0,2	28,3	внешний
	7301	более 0,3		
	7501	более 0,5		
	7310	более 0,3		
	7510	более 0,5	28,3	

Управление счётчиками осуществляется с помощью персонального компьютера посредством специализированного программного обеспечения. Передача данных осуществляется по интерфейсам связи Ethernet (прокол Modbus RTU), USB-C. Реализована возможность сигнализации с помощью релейного выхода. Предусмотрено оснащение аналоговым выходом (4...20) мА, модулем беспроводной связи. Электрическое питание осуществляется от сети постоянного тока или через сеть Ethernet (PoE). Сигнализация состояния и режимов работы счётчиков осуществляется с помощью световых индикаторов на передней панели. Результаты измерений представляются в виде дифференциальных и интегральных значений счётной концентрации аэрозольных частиц по каналам регистрации их размеров.

Общий вид счётчиков и места нанесения знака поверки изображены на рисунке 1. Пломбировка корпуса не предусмотрена. Идентификация счётчиков осуществляется с помощью этикетки, расположенной на корпусе. На этикетке указывается наименование модели с её исполнением, заводской номер и дата выпуска.



Рисунок 1 – Общий вид счётчиков

Программное обеспечение

Счётчики имеют встроенное программное обеспечение (ПО). ПО используется для обеспечения функционирования счётчиков и управления ими, выполнения измерений, передачи результатов измерений на внешние устройства и носители информации. Уровень защиты в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014 – «средний». При нормировании метрологических характеристик учтено влияние ПО.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
	Встроенное ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.X

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний счётной концентрации аэрозольных частиц, частиц/дм ³ – модели 6201, 6301, 6501, 7201, 7301, 7501 – модели 7310, 7510	от 0 до $1,7 \cdot 10^5$ от 0 до $1,7 \cdot 10^4$
Диапазон измерений счётной концентрации аэрозольных частиц, частиц/дм ³ – модели 6201, 6301, 6501, 7201, 7301, 7501 – модели 7310, 7510	от $1 \cdot 10^1$ до $1,7 \cdot 10^5$ от $1 \cdot 10^1$ до $1,7 \cdot 10^4$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений счётной концентрации аэрозольных частиц, %	±20

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальный объёмный расход отбираемой пробы, дм ³ /мин – модели 6201, 6301, 6501, 7201, 7301, 7501 – модели 7310, 7510	2,83±0,14 28,3±1,4
Параметры электрического питания: – напряжение сети постоянного тока, В – от сети Ethernet (PoE)	от 12 до 24
Потребляемая мощность, В·А, не более	30
Габаритные размеры, мм, не более – модели 6201, 6301, 6501 – высота – ширина – длина – модели 7201, 7301, 7501, 7310, 7510 – высота – ширина – длина	142 114 66 74 114 61
Масса, кг, не более – модели 6201, 6301, 6501 – модели 7201, 7301, 7501, 7310, 7510	1,05 0,59
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность окружающего воздуха, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +15 до +30 95 (без конденсации) от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	18000

Знак утверждения типа

наносится на корпус счётчиков с помощью наклейки и титульный лист руководства по эксплуатации методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность счётчиков

Наименование	Обозначение	Количество
Счётчик аэрозольных частиц AeroTrak+ ¹⁾	-	1 шт.
Комплект принадлежностей ²⁾	-	1 комп.
Комплект эксплуатационной документации ²⁾	-	1 комп.
Методика поверки	МП 242-2446-2021	1 экз.
¹⁾ Счётчики могут поставляться в комплекте с дополнительными устройствами. ²⁾ Комплекты принадлежностей и эксплуатационной документации согласовываются при заказе.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации, п. 2 «Установка и начало работы» и п. 3 «Связь и конфигурация»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счётчикам аэрозольных частиц AeroTrak+

ГОСТ 8.606-2012 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений дисперсных параметров аэрозолей, взвесей и порошкообразных материалов»

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

TSI Inc., США

Адрес: 500 Cardigan Road, Shoreview, MN, 55126, USA

Телефон: +1-800-874-2811

Факс: +1-651-765-3729

Web-сайт: www.tsi.com

E-mail: technical.services@tsi.com

Испытательный центр

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

Адрес: 190005, РФ, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19

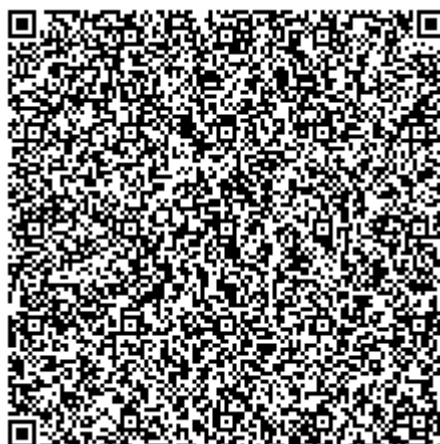
Телефон: +7 (812) 251-76-01

Факс: +7 (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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83325-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Сатурн

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные ток и напряжение преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Рыбинская ГЭС - Сатурн	ТГФМ-220 кл.т. 0,2 К _{тт} = 1200/5 рег. № 52260-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
2	ВЛ 35 кВ Волжская-1	ТГМ кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 К _{тн} = 35000/100 рег. № 19813-09	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
3	ВЛ 35 кВ Волжская-2	ТГМ кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 К _{тн} = 35000/100 рег. № 19813-09	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
4	ВЛ 35 кВ Мехзавод-1	ТГМ кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 К _{тн} = 35000/100 рег. № 19813-09	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
5	ВЛ 35 кВ Мехзавод-2	ТГМ кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 К _{тн} = 35000/100 рег. № 19813-09	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
6	ф.01 горсеть	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 2611-70	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
7	ф.02 горсеть	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 2611-70	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	ф.06 горсеть	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 2611-70	ЕРQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
9	ф.07 горсеть	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 2611-70	ЕРQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
10	ф.08 горсеть	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 2611-70	ЕРQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
11	ф.09 горсеть	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 2611-70	ЕРQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
12	ф.11 МП ПУВКХ	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 2611-70	ЕРQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
13	ф.15 ЮН-83/12	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 2611-70	ЕРQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
14	ф.16 МП ПУВКХ	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 2611-70	ЕРQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Примечания

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

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
2 – 5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
6 – 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	2,3	1,7	1,6
	0,5	-	1,8	1,5	1,4
2 – 5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
6 – 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

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

Продолжение таблицы 4

1	2
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	70000 72 55000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТГФМ-220	3 шт.
Трансформатор тока	ТГМ	12 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	18 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	14 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.058.303.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Сатурн», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Сатурн

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Web-сайт: www.ackye.ru

E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

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

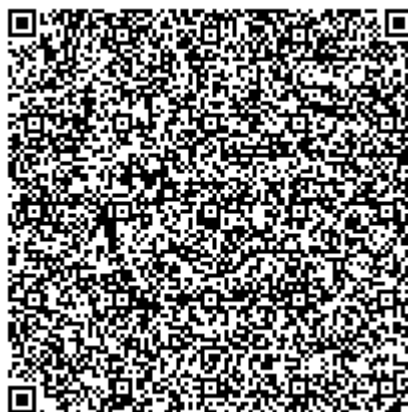
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83326-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Галич

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные ток и напряжение преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	Фидер 10-14	ТЛО-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
2	Фидер 10-24	ТЛО-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ.06 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-72	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Примечания

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

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	54	5	6
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	70000 72 55000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТЛО-10	4 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	2шт.
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.046.304.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Галич», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Галич

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Web-сайт: www.ackye.ru

E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

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

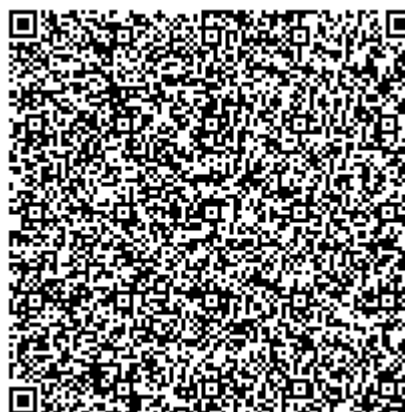
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83327-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Забайкальской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Забайкальской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительный канал (ИК) АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни.

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучета (ИВКЭ), реализован на базе устройств сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327, выполняющих функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя Центр сбора данных ОАО «РЖД» на базе программного обеспечения (ПО) «Энергия Альфа 2», устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-3, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной мощности без учета коэффициентов трансформации, которые усредняются за 0,02 с.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД регионального Центра энергоучета, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), далее по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, данные передаются в Центр сбора данных ОАО «РЖД», где происходит оформление отчетных документов.

Дальнейшая передача информации от Центра сбора данных ОАО «РЖД» третьим лицам осуществляется по каналу связи сети Internet в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ.

Центр сбора данных ОАО «РЖД» также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В состав СОЕВ входят часы УСПД, счетчиков, Центра сбора данных ОАО «РЖД».

Центр сбора данных ОАО «РЖД» оснащен УССВ УСВ-3. Синхронизация часов Центра сбора данных ОАО «РЖД» с УССВ осуществляется каждые 5 мин независимо от расхождения показаний.

Сравнение показаний часов УСПД и Центра сбора данных ОАО «РЖД» происходит при каждом сеансе связи УСПД – Центр сбора данных. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем 2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Энергия Альфа 2».

ПО «Энергия Альфа 2» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергетики.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Энергия Альфа 2».

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.3.3
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Уровень ИИК						Уровень ИВКЭ	Уровень ИВК
		Вид СИ	Тип, модификация СИ		Класс точности	Коэффициент трансформации	Рег. №	УСПД (тип, рег. №)	УССВ (тип, рег. №)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ТПС Амазар ТСН-3 0,4 кВ	ТТ	А	Т-0,66 У3	0,5S	400/5	22656-02	RTU-327 рег. № 19495-03	УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	Т-0,66 У3	0,5S	400/5	22656-02		
		ТТ	С	Т-0,66 У3	0,5S	400/5	22656-02		
		ТН	ABC	нет	-	-	-		
		СЭЭ	EA05L-B-4		0,5S	1	16666-97		
2	ТПС Семиозерный ТСН-4 0,4 кВ	ТТ	А	Т-0,66 У3	0,5S	400/5	22656-02		
		ТТ	В	Т-0,66 У3	0,5S	400/5	22656-02		
		ТТ	С	Т-0,66 У3	0,5S	400/5	22656-02		
		ТН	ABC	нет	-	-	-		
		СЭЭ	EA05L-B-4		0,5S	1	16666-97		
3	ТПС Чичатка ТСН-3 0,4 кВ	ТТ	А	Т-0,66 У3	0,5S	400/5	22656-02		
		ТТ	В	Т-0,66 У3	0,5S	400/5	22656-02		
		ТТ	С	Т-0,66 У3	0,5S	400/5	22656-02		
		ТН	ABC	нет	-	-	-		
		СЭЭ	EA05L-B-4		0,5S	1	16666-97		

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 3 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
4 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
5 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,7	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 3 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
4 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	2,2	1,7	1,6
	0,8	-	3,2	2,1	1,8
	0,5	-	5,7	3,3	2,6
5 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	2,1	1,6	1,4
	0,8	-	3,1	1,9	1,7
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электрической энергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-327: - средняя наработка до отказа, ч, не менее УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч - время восстановления, ч	50000 72 40000 45000 2
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- 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 счетчика:
 - параметрирования;

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

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 информации 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	9 шт.
Трансформатор тока	ТШП-0,66 У3	2 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М У2	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАЛЬФА	5 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	2 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Формуляр	71319484.411711.001.28.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Забайкальской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края, аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Забайкальской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края

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

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

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

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги» (ОАО «РЖД»)
ИНН 7708503727

Адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д. 2

Телефон: +7 (499) 262-99-01

Web-сайт: www.rzd.ru

E-mail: info@rzd.ru

Испытательный центр

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

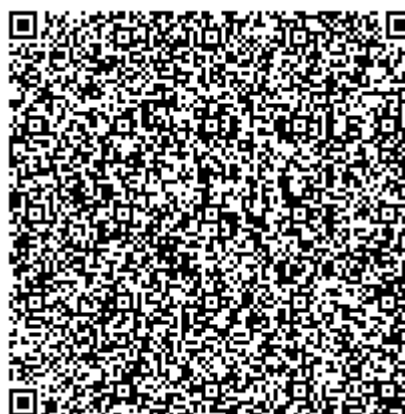
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83328-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Светлая

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД может быть оснащено собственным резервным устройством синхронизации системного времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на ± 1 с., с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД, УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Сузун – Светлая (ВЛ СС-211)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 61432-15	VPU-245 кл.т 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 53611-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
2	ВЛ 220 кВ Плотинная – Светлая (ВЛ ПС-212)	ТВ-220/25 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 3191-72	VPU-245 кл.т 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 53611-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	ВЛ 220 кВ Светлая – Урываево	ТВ-220/25 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 3191-72	VPU-245 кл.т 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 53611-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
4	ОВ 220 кВ	ТВГ-220 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 39246-08	VPU-245 кл.т 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 53611-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
5	АТ-1 110 кВ	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 500/5 рег. № 75894-19	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78713-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
6	АТ-2 110 кВ	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 500/5 рег. № 75894-19	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78713-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
7	Т-1 110 кВ	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 75894-19	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78713-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	Т-2 110 кВ	ТГ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 75894-19	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78713-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
9	ВЛ 110 кВ Светлая – Буяновская (ВЛ СБ-427)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78713-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
10	ВЛ 110 кВ Светлая – Каменская (ВЛ СК-47)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78713-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
11	ВЛ 110 кВ Светлая – Каменская (ВЛ СК-48)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78713-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
12	ВЛ 110 кВ Светлая – Корчинская с отпайками (ВЛ СК-187)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78713-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
13	ВЛ 110 кВ Светлая – Крутихинская (ВЛ СК-17)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78713-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
14	ВЛ 110 кВ Светлая – Обская с отпайкой на ПС Каменская-2 (ВЛ СО-49)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78713-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
15	ВЛ 110 кВ Светлая – Тюменцевская с отпайками (ВЛ СТ-188)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78713-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
16	ОВ 110 кВ	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78713-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
17	Т-1 10 кВ	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
18	Т-2 10 кВ	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 1856-63	ЗНОЛП-ЭК кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
19	ТСН-1 10 кВ	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
20	ТСН-2 10 кВ	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 1856-63	ЗНОЛП-ЭК кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
21	ТСН-3 10 кВ	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 1856-63	ЗНОЛП-ЭК кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
22	ТСН-4 10 кВ	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 1856-63	ЗНОЛП-ЭК кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
23	ВЛ 10 кВ Светлая – МЭС (Л1 1-22)	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
24	ВЛ 10 кВ Светлая – ПС Каменская-10 (Л1 1-19)	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
25	ВЛ 10 кВ Светлая – СПКА «Чапаевский» (Л1 1-20)	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
26	ВЛ 10 кВ Светлая – Уч. хоз. (Л1 1-21)	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 1856-63	ЗНОЛП-ЭК кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
27	ВЛ 10 кВ Светлая – Аэродром (Л1 1-24)	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 1856-63	ЗНОЛП-ЭК кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
28	ВЛ 10 кВ Светлая – Птицефабрика (Л1 1-25)	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 1856-63	ЗНОЛП-ЭК кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
29	ВЛ 10 кВ Светлая – п. Октябрьский (Л1 1-8)	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 1856-63	ЗНОЛП-ЭК кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

Примечания	
1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.	
2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.	

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
2, 3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
5 – 16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
17, 19, 23 – 25 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
18, 20 – 22, 26 – 29 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
2, 3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
5 – 16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
17, 19, 23 – 25 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
18, 20 – 22, 26 – 29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
2, 3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
5 – 16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
17, 19, 23 – 25 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
18, 20 – 22, 26 – 29 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
2, 3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
5 – 16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
17, 19, 23 – 25 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
18, 20 – 22, 26 – 29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка на отказ, ч, не менее устройство синхронизации системного времени УССВ-2: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 74500 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 5 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТОГФ	61432-15	3
Трансформатор тока	ТВ-220/25	3191-72	6
Трансформатор тока	ТВГ-220	39246-08	3
Трансформатор тока	TG	75894-19	12
Трансформатор тока	ТОГФ	61432-15	24
Трансформатор тока	ТЛО-10	25433-11	12
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	1856-63	16
Трансформатор тока	ТЛО-10	25433-11	2
Трансформатор напряжения	VPU-245	37849-08	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	78713-20	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	68841-17	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-11	29
Радиосервер точного времени (ИВК)	РСТВ-01	40586-12	1
Устройство синхронизации системного времени (ИВКЭ)	УССВ-2	54074-13	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	44626-10	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.С020-ФО	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Светлая», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Светлая

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

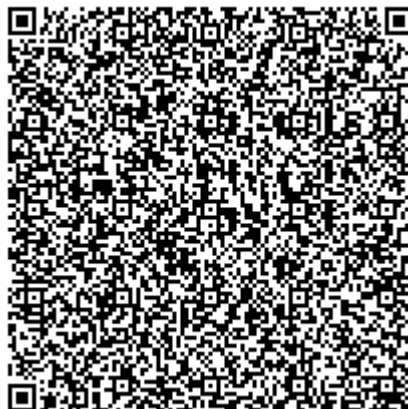
Адрес: 141100, Московская область, г. Щелково, Пролетарский пр-т, д. 12, кв. 342

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83329-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Сора

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	1АТ 110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08
2	2АТ 110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
3	ВЛ 110 кВ Сора – Боград I цепь (С-311)	ТВ-ЭК кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
4	ВЛ 110 кВ Сора – Боград II цепь (С-312)	ТВ-ЭК кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
5	ВЛ 110 кВ Сора – Дзержинская-1 I цепь с отпайками (С-81)	ТВ-ЭК кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
6	ВЛ 110 кВ Сора – Дзержинская-1 II цепь с отпайками (С-82)	ТВ-ЭК 110М3 УХЛ1 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
7	ВЛ 110 кВ Сора – Дзержинская-3 I цепь (С-317)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
8	ВЛ 110 кВ Сора – Дзержинская-3 II цепь (С-318)	ТВ-ЭК кл.т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ВЛ 110 кВ Сора – Туим (С-83)	ТВ-ЭК кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08
10	ОВ-110 кВ	ТВ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 68546-17	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
11	ВЛ 35 кВ Сора – УЛПХ (Т-13)	ТГМ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 59982-15	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 60002-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
12	ф. 02-10	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
13	ф. 02-11	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
14	ф. 02-12	ТПЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 2363-68 ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 1276-59	ЗНОЛП-ЭК кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
15	ф. 02-14	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
16	ф. 02-01А	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 30709-11	НТМИ-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
17	ф. 02-07	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 30709-11	НТМИ-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
18	КЛ-0,4 кВ (ТХН)	Т-0,66 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 22656-02	—	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

Примечания	
1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.	
2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.	

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ ₁₍₂₎ %,	δ ₅ %,	δ ₂₀ %,	δ ₁₀₀ %,
		I ₁₍₂₎ % ≤ I _{изм} < I ₅ %	I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %
1, 2, 7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
3 – 6, 8, 9, 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
12, 15 – 17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
13, 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	0,9	0,6
	0,8	-	2,7	1,4	0,9
	0,5	-	5,3	2,6	1,8

Продолжение таблицы 3

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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	δ_5 %	δ_{20} %	δ_{100} %
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
3 – 6, 8, 9, 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,4	2,6	1,8	1,7
	0,5	2,8	1,7	1,2	1,2
10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,4	2,4	1,7
	0,5	-	2,7	1,5	1,2
12, 15 – 17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,7	2,0	1,9
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
13, 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	1,9
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,4	2,3	1,6
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4

Продолжение таблицы 4

диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325L: - средняя наработка до отказа, ч, не менее Радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	 120000 72 100000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 45 5 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	56255-14	27
Трансформатор тока	ТВ	68546-17	3
Трансформатор тока	ТГМ	59982-15	3
Трансформатор тока	ТЛП-10	30709-11	12
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1276-59	3
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2363-68	1
Трансформатор тока	Т-0,66	22656-02	3
Трансформатор напряжения	НАМИ	60353-15	6
Трансформатор напряжения	НАМИ	60002-15	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	68841-17	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	831-53	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1800	31857-06	18
УСПД	RTU-325L	37288-08	1 шт.
УССВ	РСТВ-01	40586-12	1 шт.
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.C038-ФО	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Сора», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Сора

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

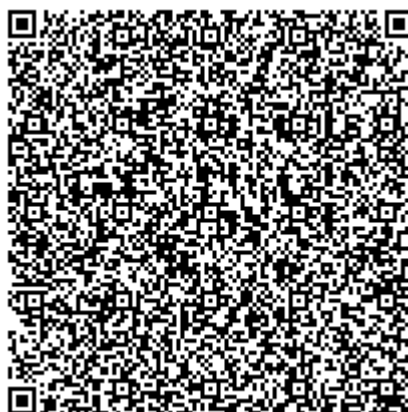
Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., Пролетарский пр-кт, д. 12, кв. 342

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83330-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс измерительно-управляющий АСУТП УППН «Баклановка»

Назначение средства измерений

Комплекс измерительно-управляющий АСУТП УППН «Баклановка» (далее – комплекс) предназначен для измерений и преобразований аналоговых сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА, сигналов термопреобразователей сопротивления по ГОСТ 6651–2009 и формирования управляющих аналоговых сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА.

Описание средства измерений

Принцип действия комплекса основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы измерительно-управляющей PlantCruise by Experion (регистрационный номер 67039-17 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер)) (далее – PlantCruise by Experion) входных аналоговых сигналов, поступающих по измерительным каналам (далее – ИК) от первичных и промежуточных измерительных преобразователей, в значения технологических параметров. На основе полученных сигналов и команд от операторов комплекс при помощи модулей вывода аналоговых сигналов PlantCruise by Experion формирует управляющие сигналы.

Представление оперативной и архивной информации персоналу и другим пользователям, визуализацию технологического оборудования, исполнительных механизмов и состояния объекта в целом, выполнение операций управления технологическим процессом и оборудованием производят на графических устройствах отображения комплекса.

Комплекс состоит из измерительных преобразователей (искробезопасных барьеров), модулей ввода аналоговых сигналов и обработки данных и реализует функции вторичной части измерительных каналов измерительной системы в соответствии с ГОСТ Р 8.596–2002.

Состав комплекса указан в таблице 1.

Таблица 1 – Состав комплекса

Тип ИК	Измерительный преобразователь	Модуль ввода-вывода аналоговых сигналов
Аналоговый вход силы постоянного тока от 4 до 20 мА (ИК тип 1)	—	Модуль 900U01-0100 AI контроллера ControlEdge PLC (далее – 900U01-0100 AI) PlantCruise by Experion (регистрационный номер 67039-17)

Продолжение таблицы 1

Тип ИК	Измерительный преобразователь	Модуль ввода-вывода аналоговых сигналов
Аналоговый вход силы постоянного тока от 4 до 20 мА (ИК тип 2)	Модули измерительные 9160 систем I.S.1, IS рас (регистрационный номер 63808-16) (далее – 9160)	PlantCruise by Experion, 900U01-0100 AI (регистрационный номер 67039-17)
Аналоговый вход силы постоянного тока от 4 до 20 мА (ИК тип 3)	Преобразователи измерительные серии К (регистрационный номер 65857-16) модели KFD2-STC4-Ex1 (далее – KFD2-STC4-Ex1)	PlantCruise by Experion, 900U01-0100 AI (регистрационный номер 67039-17)
Аналоговый вход сигналов термопреобразователей сопротивления по ГОСТ 6651–2009 с номинальной статической характеристикой (далее – НСХ) 50М (ИК тип 4)	Преобразователи измерительные для термопар и термопреобразователей сопротивления с гальванической развязкой (барьер искрозащиты) серии К (регистрационный номер 22149-14) модели KFD2-UT2-Ex1 (далее – KFD2-UT2-Ex1)	PlantCruise by Experion, 900U01-0100 AI (регистрационный номер 67039-17)
Аналоговый вход сигналов термопреобразователей сопротивления по ГОСТ 6651–2009 с НСХ Pt100 (ИК тип 5)		
Аналоговый выход силы постоянного тока от 4 до 20 мА (ИК тип 6)	—	Модуль 900U01-0100 AO контроллера ControlEdge PLC (далее – 900U01-0100 AO) PlantCruise by Experion (регистрационный номер 67039-17)

Комплекс обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение и преобразование входных аналоговых сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА и сигналов термопреобразователей сопротивления по ГОСТ 6651–2009;
- формирование выходных управляющих сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА;
- регистрация, хранение и передача на верхний уровень информации;
- графическое отображение состояния объекта в целом, технологического оборудования и исполнительных устройств, числовых значений контролируемых технологических параметров;
- формирование служебных сообщений, сообщений и сигналов при отклонениях технологических параметров и состояния комплекса;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Пломбирование комплекса не предусмотрено.
Знак поверки наносится на свидетельство о поверке комплекса.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) обеспечивает реализацию функций комплекса. Комплекс работает под управлением ПО ControlEdge Builder и Experion PlantCruise.

Метрологически значимая часть ПО частично находится во встроенном ПО измерительных модулей ввода-вывода комплекса, устанавливаемое в энергетически независимую память модулей и в процессе эксплуатации изменению не подлежит (метрологические характеристики модулей нормированы с учетом ПО). Так же метрологически значимая часть ПО находится в прикладном программном обеспечении (далее – ППО) центральных процессоров комплекса и хранится в энергонезависимой памяти. Возможности изменения ППО при помощи ПО «ControlEdge Builder» защищены паролем.

Защита от несанкционированного изменения алгоритмов измерения, преобразования и вычисления параметров обеспечивается применением однократно устанавливаемого программного проекта на базе лицензионного ПО «ControlEdge Builder» и «Experion PlantCruise», установленного на рабочую станцию комплекса и системой электронного паролирования доступа к интерфейсу ПО, параметры настроек ИК закрыты паролем.

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

Идентификационные данные ПО комплекса приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО комплекса

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	ControlEdge Builder	Experion PlantCruise
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже R150	не ниже R500.1
Цифровой идентификатор ПО	–	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики комплекса

Наименование ИК	Диапазон измерений	Измерительный преобразователь	Контроллер, модуль ввода-вывода аналоговых сигналов	Пределы допускаемой погрешности
ИК тип 1	от 4 до 20 мА	–	PlantCruise by Experion, 900U01-0100 AI	$\gamma=\pm 0,16 \%$
ИК тип 2	от 4 до 20 мА	9160	PlantCruise by Experion, 900U01-0100 AI	$\gamma=\pm 0,19 \%$
ИК тип 3	от 4 до 20 мА	KFD2-STC4-Ex1	PlantCruise by Experion, 900U01-0100 AI	$\gamma=\pm 0,18 \%$
ИК тип 4	от -50 до 150 °C ¹⁾ (HCX 50M)	KFD2-UT2-Ex1	PlantCruise by Experion, 900U01-0100 AI	$\Delta=\pm 0,58 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 3

Наименование ИК	Диапазон измерений	Измерительный преобразователь	Контроллер, модуль ввода-вывода аналоговых сигналов	Пределы допускаемой погрешности
ИК тип 5	от -50 до 150 °C ²⁾ (HCX Pt100)	KFD2-UT2-Ex1	PlantCruise by Experion, 900U01-0100 AI	$\Delta=\pm 0,58$ °C
ИК тип 6	от 4 до 20 мА	—	PlantCruise by Experion, 900U01-0100 АО	$\gamma=\pm 0,51$ %
¹⁾ Диапазон измерения сопротивления от 39,225 до 82,08 Ом в соответствии с ГОСТ 6651–2009. ²⁾ Диапазон измерения сопротивления от 80,31 до 157,33 Ом в соответствии с ГОСТ 6651–2009. Примечание – Приняты следующие обозначения: γ – приведенная погрешность, % от диапазона измерений; Δ – абсолютная погрешность, в единицах измеряемой величины.				

Таблица 4 – Основные технические характеристики комплекса

Наименование характеристики	Значение
Количество входных ИК (включая резервные), не более	111
Количество выходных ИК (включая резервные), не более	29
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +10 до +40 от 30 до 90, без конденсации влаги от 84,0 до 106,7
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22 50,0±0,4

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс измерительно-управляющий АСУТП УППН «Баклановка», заводской № 18010	—	1 шт.
Паспорт	7300.01.АСУ.ПС	1 экз.
Руководство пользователя	7300.01.АСУ.ИЗ	1 экз.
Методика поверки	МП 0502/1-311229-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Методика (метод) измерений» руководства пользователя.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Изготовитель

Акционерное общество «Хоневелл» (АО «Хоневелл»)

ИНН 7710065870

121059, Российская Федерация, г. Москва, ул. Киевская, д. 7, этаж 8, комната 37

Телефон: +7 (495) 796-98-00, факс: +7 (495) 796-98-93/94

Web-сайт: <http://www.honeywell.ru>

E-mail: info@honeywell.ru

Испытательный центр

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

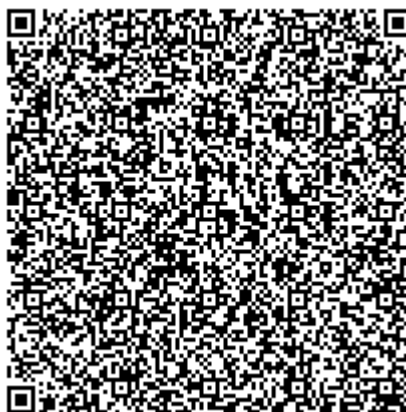
Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Регистрационный номер ООО Центр Метрологии «СТП» в реестре
аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения
типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи измерительные Rosemount 248

Назначение средства измерений

Преобразователи измерительные Rosemount 248 (далее – преобразователи) предназначены для измерения и преобразования сигналов, поступающих от термопреобразователей сопротивления и термопар, в унифицированный выходной сигнал постоянного электрического тока от 4 до 20 мА или от 4 до 20 мА с наложенным на него цифровым частотно-модулированным сигналом по протоколу HART.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей основан на измерении и преобразовании сигналов термопреобразователей сопротивления по ГОСТ 6651–2009 или термопар по ГОСТ Р 8.585–2001 в унифицированный выходной сигнал постоянного электрического тока от 4 до 20 мА или от 4 до 20 мА с наложенным на него цифровым частотно-модулированным сигналом по протоколу HART.

Преобразователи конструктивно выполнены в корпусе с расположенными на нем клеммами для подачи напряжения питания, подключения входного и выходного сигналов. Преобразователи выполнены на основе микропроцессора и обеспечивают аналого-цифровое преобразование сигнала от первичного преобразователя, обработку результатов измерений и их передачу по интерфейсу HART и/или по стандартному выходному сигналу от 4 до 20 мА.

Монтаж преобразователей может осуществляться в соединительной головке, смонтированной непосредственно вместе с первичным преобразователем, либо отдельно (на монтажном кронштейне). Также преобразователи могут быть смонтированы на рейке стандарта DIN с помощью дополнительного монтажного зажима.

Общий вид преобразователей представлен на рисунке 1.

Пломбирование преобразователей не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке преобразователей.



Рисунок 1 – Общий вид преобразователей

Программное обеспечение

Программное обеспечение преобразователей является встроенным. Программное обеспечение осуществляет функции сбора, обработки и формирования выходного унифицированного сигнала, эквивалентного измеренной температуре. Программное обеспечение является фиксированным, незагружаемым и может быть изменено только на предприятии-изготовителе. Конструкция преобразователей исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение преобразователей и измерительную информацию.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	—
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 1
Цифровой идентификатор программного обеспечения	—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики преобразователей

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений сопротивления, Ом ^{1), 2)}	от 80,306 до 119,397 (от -50 до +50 °C); от 80,306 до 138,506 (от -50 до +100 °C); от 80,306 до 157,325 (от -50 до +150 °C); от 80,306 до 175,856 (от -50 до +200 °C); от 80,306 до 194,098 (от -50 до +250 °C); от 80,306 до 212,052 (от -50 до +300 °C); от 84,271 до 138,506 (от -40 до +100 °C); от 84,271 до 157,325 (от -40 до +150 °C); от 84,271 до 168,478 (от -40 до +180 °C); от 84,271 до 264,179 (от -40 до +450 °C); от 100,000 до 119,397 (от 0 до +50 °C); от 100,000 до 121,705 (от 0 до +56 °C); от 100,000 до 123,242 (от 0 до +60 °C); от 100,000 до 130,897 (от 0 до +80 °C); от 100,000 до 138,506 (от 0 до +100 °C);

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений сопротивления, Ом ^{1), 2)}	от 100,000 до 146,068 (от 0 до +120 °C); от 100,000 до 157,325 (от 0 до +150 °C); от 100,000 до 161,054 (от 0 до +160 °C); от 100,000 до 175,856 (от 0 до +200 °C); от 100,000 до 194,098 (от 0 до +250 °C); от 100,000 до 212,052 (от 0 до +300 °C); от 100,000 до 229,716 (от 0 до +350 °C); от 100,000 до 247,092 (от 0 до +400 °C); от 130,897 до 161,054 (от +80 до +160 °C); от 138,506 до 161,054 (от +100 до +160 °C)
Диапазоны измерений напряжения, мВ ^{2), 3)}	от 0 до 4,096 (от 0 до +100 °C) от 0 до 24,905 (от 0 до +600 °C); от 0 до 41,276 (от 0 до +1000 °C)
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности измерения и преобразования в температуру сигналов от термопреобразователей сопротивления и термопар, % ⁴⁾	±0,15
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности измерения и преобразования в температуру сигналов от термопреобразователей сопротивления и термопар, вызванной изменением температуры окружающей среды относительно (20±5) °C на каждый 1 °C, %	±0,005
¹⁾ В скобках указан диапазон измерений температуры согласно ГОСТ 6651–2009 для термопреобразователей сопротивления с номинальной статической характеристикой Pt 100 ($\alpha = 0,00385 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$), соответствующий указанному диапазону сопротивления. ²⁾ Указаны диапазоны измерений всех преобразователей. Конкретный диапазон измерений указан в паспорте преобразователя. ³⁾ В скобках указан диапазон измерений температуры согласно ГОСТ Р 8.585–2001 для термопар с номинальной статической характеристикой типа К, соответствующий указанному диапазону напряжения. ⁴⁾ Суммарная абсолютная погрешность для термопар равна сумме допускаемой основной абсолютной погрешности и допускаемой абсолютной погрешности автоматической компенсации температуры свободных (холодных) концов термопары, равной 0,5 °C.	

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Примечание – Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности преобразователей в рабочих условиях γ_p, %, вычисляются по формулам: – в диапазоне температуры окружающей среды от минус 40 до плюс 15 °С $\gamma_p = \gamma_{\text{пн}} + \gamma_{\text{пид}} \cdot t - 15 ,$ – в диапазоне температуры окружающей среды от плюс 25 до плюс 50 °С $\gamma_p = \gamma_{\text{пн}} + \gamma_{\text{пид}} \cdot t - 25 ,$ где $\gamma_{\text{пн}}$ – пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности измерения и преобразования в температуру сигналов от термопреобразователей сопротивления и термопар, %; $\gamma_{\text{пид}}$ – пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности измерения и преобразования в температуру сигналов от термопреобразователей сопротивления и термопар, вызванной изменением температуры окружающей среды относительно (20±5) °С на каждый 1 °С, %; t – температура окружающей среды, °С.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики преобразователей

Наименование характеристики	Значение
Выходной сигнал	от 4 до 20 мА с поддержкой протокола HART
Напряжение питания, В	от 12,0 до 42,4
Потребляемая мощность, Вт, не более	1
Габаритные размеры, мм, не более:	
– высота	101
– ширина	45
– длина	124
Масса, г, не более	250
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды, °С	от –40 до +50
– относительная влажность, %	до 95 при +35 °С, без конденсации влаги
– атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность преобразователей

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь измерительный, заводские № 02331198, 02326701, 02326710, 02326692, 02326694, 02326705, 02326690, 02326718, 02326731, 02326699, 02331900, 02331877, 02331903, 02331856, 02331863, 02326697, 02331885, 02480870, 02331857, 02331878, 02331907, 02331892, 02331911, 02331909, 02401738, 02382146, 02401762, 02401744, 02382147, 02401735, 02401761, 02401764, 02382148, 02382145, 02401756, 02401755, 02380947, 02380948, 02380956, 02380957, 2370651,	Rosemount 248	1 шт.

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество
2371366, 2371361, 2370647, 2370650, 2370649, 2371363, 2371364, 2371368, 2371372, 2370652, 2371367, 2370654, 2370648, 2371362, 2370653, 2371373, 2371365, 2371371, 02392358, 02392353, 02392346, 02392355, 02373386, 02373390, 02331843, 02373389, 02331841, 02373392, 02373393, 02373385, 02373381, 02393166, 02393168, 02393181, 02393167, 02393163, 02393183, 02393164, 02393165, 02381956, 02381959, 02381954, 02381951, 02381960, 02381962, 02381955, 02381963, 02381952, 02381950, 02381953, 02381957, 02381961, 02381958, 02381930, 02381928, 02381932, 02381929, 02381933, 02381926, 02381931, 02381927, 02373365, 02373366, 02372371, 02372370, 02331902, 02331852, 02331179, 02331867, 02331880, 02331881, 02331887, 02326703, 02331835, 02331823, 02331836, 02331830, 02331851, 02331866, 02331886, 02331837, 02331853, 02335696, 02335695, 02335694, 02331143, 02340500, 02331165, 02376892, 02376893, 02340501, 02331162, 02376882, 02376886, 02331395, 02331396, 02331147, 02376888, 02331182, 02376883, 02331196, 02376881, 02326686, 02376894, 02331399, 02331161, 02331180, 02376887, 02340502, 02376891, 02376880, 02331188, 02331197, 02331146, 02381918, 02381925, 02381923, 02381920, 02381924, 02381921, 02381922, 02381919, 02340509, 02381967, 02331390, 02381968, 02381966, 2376850, 02373367, 02308513, 02372372, 02308510, 02308501, 02382159, 02393992, 02380962, 02382154, 02380945, 02401717, 02380965, 02393985, 02393989, 02382163, 02401721, 02381418, 02401726, 02381422, 02393979, 02401747, 02401739, 02393986, 02388165, 02382167, 02401752, 02382166, 02401741, 02380964, 02401740, 02401718, 02382164, 02401753, 2376486, 2376489, 2371374, 2371375, 2371370, 2376483, 2376488, 2376487, 2376482, 2376484, 2376485, 2371369, 2371376, 02397938, 02397939, 02397937, 02397933, 02397932, 02397935, 02335697, 02381946, 02381944, 02381942, 02268003, 02268045, 02381947, 02381948, 02381943, 02381945, 02393174, 02381949, 02393182, 02393172, 02393169, 02393173, 02393171, 02381934, 02393170, 02381935, 02381941, 02381939, 02381940, 02381938, 02381937, 02381965, 02381964, 02381936, 02308511, 02308508, 02308500, 02331829, 02331838, 02331840, 02331826, 02331832, 02331861, 02331842, 02331827, 02331203, 02331858, 02331834, 02331868, 02331846, 02331860, 02331845, 02334290, 02331890, 02331875, 02373370, 02331876, 02331855, 02331201, 2387318, 2387322, 2387276, 2387325, 2387315, 02331368, 02331190, 02331365, 02331157, 02331366, 02331167, 02331169, 02326712, 02331398, 02331865, 02331871, 02331172, 02331158, 02331889,	Rosemount 248	1 шт.

Продолжение таблицы 4

Наименование					Обозначение	Количество
02340503,	02340495,	02393175,	02392344,	02393179,	Rosemount 248	1 шт.
02393180,	02308512,	02393184,	02393177,	02480881,		
02376877,	02331882,	02393176,	02480873,	02392350,		
02376867,	02326711,	02331362,	02331175,	02331173,		
02331394,	02331178,	02331170,	02331174,	02331177,		
02331370,	02331168,	02331191,	02331404,	02331132,		
02331833,	02331913,	02331849,	02331874,	02331847,		
02331824,	02334291,	02331893,	02331895,	02331839,		
02331891,	02331888,	02331402,	02331897,	02382157,		
02382156,	02381426,	02380946,	02382162,	02381419,		
02381414,	02382160,	02382155,	02381416,	02408412,		
02408410,	2387319,	2387277,	2387323,	2387313,		
2387317,	2387278,	2387316,	2387279,	2387314,		
2376851,	2376849,	02268249,	02373378,	02373388,		
2387324,	2387275,	02340493,	02393982,	02401722,		
02393994,	02380961,	02393987,	02382174,	02393984,		
02401758,	02382173,	02380960,	02393998,	02382172,		
02381415,	2370644,	2370643,	02331422,	02331904,		
02331905,	02331137,	02331872,	02331896,	02340498,		
02331159,	02331364,	02401759,	02401751,	02393993,		
02393995,	02393988,	02393996,	02393980,	02401730,		
02401723,	02401724,	02381417,	02401732,	02401734,		
02401720,	02401716,	02401729,	02401727,	02392345,		
02392352,	02392349,	02392361,	2370645,	2370655,		
2370656,	2370646,	2370642,	2370641,	2378466,		
2331384,	2331171,	2378465,	2331195,	2331380,		
2331199,	02331410,	02331414,	02331176,	02331127,		
02331160,	02331412,	02331406,	02331405,	02331126,		
02331129,	02331400,	02380951,	02393983,	02382161,		
02380950,	02381423,	02393991,	02378463,	02380952,		
02380954,	02378478,	02381421,	02401728,	02380955,		
02331386,	02373383,	02373396,	02373394,	02373384,		
02378475,	02378469,	02331202,	02340505,	02331189,		
02331150,	02340504,	02378473,	02378474,	02378472,		
02331153,	02331194,	02331134,	02331151,	02331155,		
02372358,	02372365,	02372359,	02378470,	02331193,		
02340511,	02331136,	02340507,	02372360,	02331363,		
02331142,	02331185,	02331141,	02374900,	02331148,		
02331397,	02331163,	02340494,	2387309,	02408411,		
02408409,	02340510,	02340496,	02340513,	02331389,		
02331894,	02340508,	02331906,	02331387,	02373368,		
02373369,	02376307,	02331374,	02331392,	02331378,		
02331373,	02331388,	02331377,	02331393,	02331369,		
02331372,	02378468,	02373374,	02331367,	02331371,		
02331382,	02331416,	02331418,	02331417,	02376798,		
02373391,	02376809,	02376810,	02376807,	02376812,		
02376801,	02376800,	02376802,	02376799,	02376808,		
02376811,	02376805,	02331154,	02331420,	02331419,		
02331421,	02375949,	02340492,	02340497,	02378471,		
02331181,	02376878,	02296416,	02375948,			

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество
02378467, 02376895, 02376889, 02376879, 02376885, 02296412, 02381311, 02376890, 02296410, 02376884, 02375947, 02373362, 02381980, 02364710, 02381981, 02381971, 02381972, 02373371, 02401733, 02401731, 02392357, 02448491, 02392359, 02392348, 02331828, 02331854, 02331844, 02331850, 02371881, 02331825, 02331848, 02331914, 02268109, 02268078, 02327984, 02331187, 02371883, 02387280, 02387321, 02387312, 02387320, 02387311, 02331908, 02373387, 02382165, 02331183, 02331184	Rosemount 248	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Методика поверки	МП 2104/1- 311229-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Основные сведения об изделии» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3457 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»

ГОСТ 6651–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ Р 8.585–2001 Государственная система обеспечения единства измерений. Термомпары. Номинальные статические характеристики преобразования

Изготовители

Фирма «Emerson Process Management GmbH & Co. OHG», Германия

Адрес: Frankenstrasse 21, Karlstein, D-63791, Germany

Испытательный центр

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

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

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Регистрационный номер записи в реестре аккредитованных лиц ООО Центр Метрологии «СТП» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.

Регистрационный № 83331-21

Характер производства: единичное

Дата утверждения акта испытаний, на основании которого принято решение об утверждении типа средств измерений: 21.04.2021 г.

Заводские, серийные номера или буквенно-цифровые обозначения средств измерений, изготовленных для испытаний и (или) представленных на испытания: 02331198, 02326701, 02326710, 02326692, 02326694, 02326705, 02326690, 02326718, 02326731, 02326699, 02331900, 02331877, 02331903, 02331856, 02331863, 02326697, 02331885, 02480870, 02331857, 02331878, 02331907, 02331892, 02331911, 02331909, 02401738, 02382146, 02401762, 02401744, 02382147, 02401735, 02401761, 02401764, 02382148, 02382145, 02401756, 02401755, 02380947, 02380948, 02380956, 02380957, 2370651, 2371366, 2371361, 2370647, 2370650, 2370649, 2371363, 2371364, 2371368, 2371372, 2370652, 2371367, 2370654, 2370648, 2371362, 2370653, 2371373, 2371365, 2371371, 02392358, 02392353, 02392346, 02392355, 02373386, 02373390, 02331843, 02373389, 02331841, 02373392, 02373393, 02373385, 02373381, 02393166, 02393168, 02393181, 02393167, 02393163, 02393183, 02393164, 02393165, 02381956, 02381959, 02381954, 02381951, 02381960, 02381962, 02381955, 02381963, 02381952, 02381950, 02381953, 02381957, 02381961, 02381958, 02381930, 02381928, 02381932, 02381929, 02381933, 02381926, 02381931, 02381927, 02373365, 02373366, 02372371, 02372370, 02331902, 02331852, 02331179, 02331867, 02331880, 02331881, 02331887, 02326703, 02331835, 02331823, 02331836, 02331830, 02331851, 02331866, 02331886, 02331837, 02331853, 02335696, 02335695, 02335694, 02331143, 02340500, 02331165, 02376892, 02376893, 02340501, 02331162, 02376882, 02376886, 02331395, 02331396, 02331147, 02376888, 02331182, 02376883, 02331196, 02376881, 02326686, 02376894, 02331399, 02331161, 02331180, 02376887, 02340502, 02376891, 02376880, 02331188, 02331197, 02331146, 02381918, 02381925, 02381923, 02381920, 02381924, 02381921, 02381922, 02381919, 02340509, 02381967, 02331390, 02381968, 02381966, 2376850, 02373367, 02308513, 02372372, 02308510, 02308501, 02382159, 02393992, 02401721, 02381418, 02401726, 02381422, 02380962, 02382154, 02380945, 02401717, 02380965, 02393985, 02393989, 02382163, 02393979, 02401747, 02401739, 02393986, 02388165, 02382167, 02401752, 02382166, 02401741, 02380964, 02401740, 02401718, 02382164, 02401753, 2376486, 2376489, 2371374, 2371375, 2371370, 2376483, 2376488, 2376487, 2376482, 2376484, 2376485, 2371369, 2371376, 02397938, 02397939, 02397937, 02397933, 02397932, 02397935, 02335697, 02381946, 02381944, 02381942, 02268003, 02268045, 02381947, 02381948, 02381943, 02381945, 02393174, 02381949, 02393182, 02393172, 02393169, 02393173, 02393171, 02381934, 02393170, 02381935, 02381941, 02381939, 02381940, 02381938, 02381937, 02381965, 02381964, 02381936, 02308511, 02308508, 02308500, 02331829, 02331838, 02331840, 02331826, 02331832, 02331861, 02331842, 02331827, 02331203, 02331858, 02331834, 02331868, 02331846, 02331860, 02331845, 02334290, 02331890, 02331875, 02373370, 02331876, 02331855, 02331201, 2387318, 2387322, 2387276, 2387325, 2387315, 02331368, 02331190, 02331365, 02331157, 02331366, 02331167, 02331169, 02326712, 02331398, 02331865, 02331871, 02331172, 02331158, 02331889, 02340503, 02340495, 02393175, 02392344, 02393179, 02393180, 02308512, 02393184, 02393177, 02480881, 02376877, 02331882, 02393176, 02480873, 02392350, 02376867, 02326711, 02331362, 02331175, 02331173, 02331394, 02331178, 02331170, 02331174, 02331177, 02331370, 02331168, 02331191, 02331404, 02331132, 02331833, 02331913, 02331849, 02331874, 02331847, 02331824, 02334291, 02331893, 02331895, 02331839, 02331891, 02331888, 02331402, 02331897, 02382157, 02382156, 02381426, 02380946, 02382162, 02381419, 02381414, 02382160, 02382155, 02381416, 02408412, 02408410, 2387319, 2387277, 2387323, 2387313, 2387317, 2387278, 2387316, 2387279, 2387314, 2376851, 2376849, 02268249, 02373378, 02373388, 2387324, 2387275, 02340493, 02393982, 02401722, 02393994, 02380961, 02393987, 02382174, 02393984, 02401758, 02382173, 02380960, 02393998, 02382172, 02381415, 2370644, 2370643, 02331422, 02331904, 02331905, 02331137, 02331872, 02331896, 02340498, 02331159, 02331364, 02401759, 02401751, 02393993, 02393995, 02393988, 02393996, 02393980, 02401730, 02401723, 02401724, 02381417, 02401732, 02401734, 02401720, 02401716, 02401729, 02401727, 02392345, 02392352, 02392349, 02392361, 2370645, 2370655, 2370656, 2370646, 2370642, 2370641, 2378466, 2331384, 2331171, 2378465, 2331195, 2331380, 2331199, 02331410, 02331414, 02331176, 02331127, 02331160, 02331412, 02331406, 02331405, 02331126, 02331129, 02331400, 02380951, 02393983, 02382161, 02380950, 02381423, 02393991, 02378463, 02380952, 02380954, 02378478, 02381421, 02401728, 02380955, 02331386, 02373383, 02373396, 02373394, 02373384, 02378475, 02378469, 02331202, 02340505, 02331189, 02331150, 02340504, 02378473, 02378474, 02378472, 02331153, 02331194, 02331134, 02331151, 02331155, 02372358, 02372365, 02372359, 02378470, 02331193, 02340511, 02331136, 02340507, 02372360, 02331363, 02331142, 02331185, 02331141, 02374900, 02331148, 02331397, 02331163, 02340494, 2387309, 02408411, 02408409, 02340510, 02340496, 02340513, 02331389, 02331894, 02340508, 02331906, 02331387, 02373368, 02373369, 02376307, 02331374, 02331392, 02331378, 02331373, 02331388, 02331377, 02331393, 02331369, 02331372, 02378468, 02373374, 02331367, 02331371, 02331382, 02331416, 02331418, 02331417, 02376798, 02373391, 02376809, 02376810, 02376807, 02376812, 02376801, 02376800, 02376802, 02376799, 02376808, 02376811, 02376805, 02331154, 02331420, 02331419, 02331421, 02375949, 02340492, 02340497, 02378471, 02331181, 02376878, 02296416, 02375948, 02378467, 02376895, 02376889, 02376879, 02376885, 02296412, 02381311, 02376890, 02296410, 02376884, 02375947, 02373362, 02381980, 02364710, 02381981, 02381971, 02381972, 02373371, 02401733, 02401731, 02392357, 02448491, 02392359, 02392348, 02331828, 02331854, 02331844, 02331850, 02371881, 02331825, 02331848, 02331914, 02268109, 02268078, 02327984, 02331187, 02371883, 02387280, 02387321, 02387312, 02387320, 02387311, 02331908, 02373387, 02382165, 02331183, 02331184

Код идентификации производства средств измерений: ОС

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83332-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Горевский ГОК, ЗРУ-6 кВ, яч. № 41-14

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Горевский ГОК, ЗРУ-6 кВ, яч. № 41-14 (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, представляет собой multifunctionalную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни.

Первый уровень - комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счётчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированное рабочее место персонала (АРМ) и каналобразующую аппаратуру.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС) Сибири, автоматизированные рабочие места (АРМ), УССВ, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных, специализированное программное обеспечение (СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;

- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности.

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

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

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

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

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

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 220 кВ Горевский ГОК ПАО «ФСК ЕЭС».

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный № 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация внутренних часов УСПД выполняется автоматически при расхождении времени УСПД со временем УССВ-2 (регистрационный № 54074-13) более чем на ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации из счетчиков с периодичностью 1 раз в 30 мин, УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии и в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера сбора и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Другие идентификационные данные	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Защита ПО обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

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

Метрологические и технические характеристики

Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	яч. №41-14	ТПЛ-10-М КТ 0,5S КТТ = 400/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6-66У3 КТ 0,5 КТН =6000/100 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УССВ-2 Рег.№54074-13 RTU-325T Рег.№44626-10

П р и м е ч а н и я:

- 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 не претендует на улучшение метрологических характеристик.
- Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 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 метрологические характеристики ИИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4
1	Активная Реактивная	1,0 2,3	2,9 4,6
Примечание: В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут. Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 1 % от $I_{\text{ном}} \cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК № 1 от плюс 18 до плюс 25 °С.			

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	1
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +18 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 смк. от 49,8 до 50,2 от -40 до +50 от +18 до +25 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика Альфа1800 - среднее время восстановления работоспособности, ч для электросчетчика Альфа1800 УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 72 55000 1 35000 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее	35 5
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	35 5 3,5
Предел допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени;
- 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;
- сервера;

Защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в (функция автоматизирована):

- электросчетчиках;
- УСПД;
- ИВК.

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность (функция автоматизирована):

- измерений 30 мин;
- сбора 30 мин.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66У3	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Радиосервер точного времени	РСТВ - 01	1
Программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС	1
Методика поверки	МП-004-2021	1
Паспорт-Формуляр	4716016971.411711.004.2021.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Горевский ГОК, ЗРУ-6 кВ, яч. № 41-14, аттестованном ООО «МетроСервис», аттестат об аккредитации № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Горевский ГОК, ЗРУ-6 кВ, яч. № 41-14.

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

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

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А
Телефон: +7 (495) 710-93-33
Факс: +7 (495) 710-96-55

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр» (ООО «МетроСервис»)
Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, 6а
Телефон: (391) 224-85-62
E-mail: E.E.Servis@mail.ru
Аттестат аккредитации ООО «МетроСервис» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Лист № 1

Всего листов 10

Регистрационный № 83333-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Стенды тормозные силовые РЕМСТО-ТС

Назначение средства измерений

Стенды тормозные силовые РЕМСТО-ТС (далее по тексту – стенды) предназначены для измерений:

- тормозной силы колеса;
- массы транспортного средства, приходящейся на ось;
- усилий на органах управления;

- давления сжатого воздуха (только для моделей РЕМСТО-ТС13-1С9Ч, РЕМСТО-ТС13-1С9ЧМ, РЕМСТО-ТС13-2С9Ч, РЕМСТО-ТС13-2С9ЧМ, РЕМСТО-ТС16-1С9Ч, РЕМСТО-ТС16-2С9Ч).

Описание средства измерений

В основу работы стендов положен принцип обратимости движения. Испытуемое транспортное средство устанавливается неподвижно, «дорога» движется с заданной скоростью. Роль дороги выполняют пары роликов, на которые устанавливаются колеса одной оси испытуемого транспортного средства. Каждая пара роликов приводится во вращение от мотор-редуктора и имитирует движение транспортного средства со скоростью от 2,0 до 4,0 км/ч (в зависимости от конкретной модели). При нажатии на тормозную педаль тормозной момент каждого колеса через опорные ролики передается на мотор-редуктор привода, корпус которого подвешен балансирно. Реактивный момент, возникающий на корпусе мотор - редуктора при прокручивании заторможенного колеса, передаётся на тензометрические датчики (мод. SH3-C3-1.0t-3B; рег. № 76409-19/ мод. H3-C3-1T-6B рег.№ 55371-19), которые вырабатывают электрические сигналы, пропорциональные тормозным силам на каждой паре роликов. Электрические сигналы после обработки в электронном блоке стендов передаются на персональный компьютер и выводятся на экран монитора и печатающее устройство.

Измерение массы транспортного средства, приходящейся на ось, производится с помощью тензометрических датчиков мод. SH8C-C3-2.0t-4B, рег.№ 76409-19 / мод. H8C-C3-2T-SC, рег.№ 55371-19 для стендов с максимальной нагрузкой на ось 4 тонны или мод. SH8C-C3-5.0t-6B, рег. № 76409-19 / мод. H8C-C3-5T-6B2-SC, рег. № 55371-19 для стендов с максимальной нагрузкой на ось 13 и 16 тонн, размещаемых под несущей рамой блоков роликов.

Измерение усилий на органах управления тормозными системами автотранспортного средства производится с помощью тензометрических датчиков.

Измерение давления сжатого воздуха производится датчиком давления (мод. КОРУНД-ДИ-001М; рег. № 47336-16).

Диаметр роликов и расстояние между ними выбраны для обеспечения устойчивого положения диагностируемого транспортного средства.

Отдельными самостоятельными элементами конструкции для всех моделей стендов являются шкаф управления с размещенными в нём электрическими узлами управления, и компьютерная стойка с размещенными в ней персональным компьютером, монитором и устройствами ввода и вывода информации.

Обозначение модели стендов имеет общий вид: РЕМСТО–ТСХ–УСЗЧМ,

где РЕМСТО-ТС – наименование модели;

Х – максимально допустимая нагрузка на ось в тоннах;

УС – количество скоростей движения, имитируемое стендами:

- 1С – одна скорость;

- 2С – две скорости;

ЗЧ – максимальная мощность электродвигателей:

- 4Ч - 4 кВт;

- 9Ч - 11 кВт;

М – означает, что стенды выполнены в мобильном исполнении. Отсутствие данного индекса в наименовании модели означает, что стенды выполнены в стационарном исполнении (монтаж в заранее подготовленный фундамент).

Общий вид стендов представлен на рисунках 1 – 3. Общий вид блоков роликов представлен на рисунке 4. Общий вид шкафов управления представлен на рисунках 5 – 6. Общий вид приборной стойки представлен на рисунке 7.

Наименование модели и серийный номер стенда указаны на идентификационной наклейке, расположенной на раме стендов между блоками роликов. Пример идентификационной наклейки приведен на рисунке 8.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в соответствии с действующим законодательством.

Нанесение знака утверждения типа на стенды не предусмотрено.

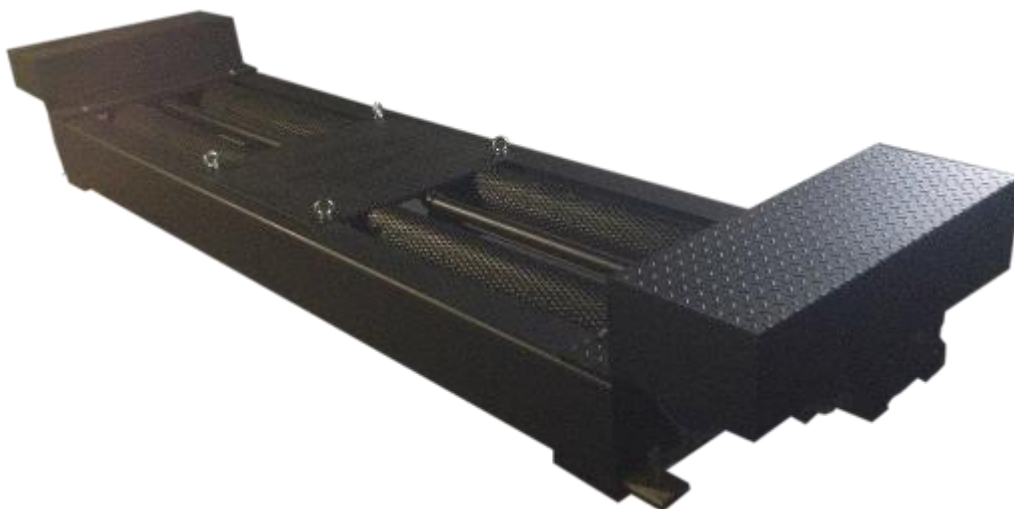


Рисунок 1 – Общий вид стендов модели РЕМСТО-ТС13-1С9Ч



Рисунок 2 – Общий вид стендов модели РЕМСТО-ТС4-1С4Ч



Рисунок 3 – Общий вид стенов модели РЕМСТО-ТС4-1С4ЧМ

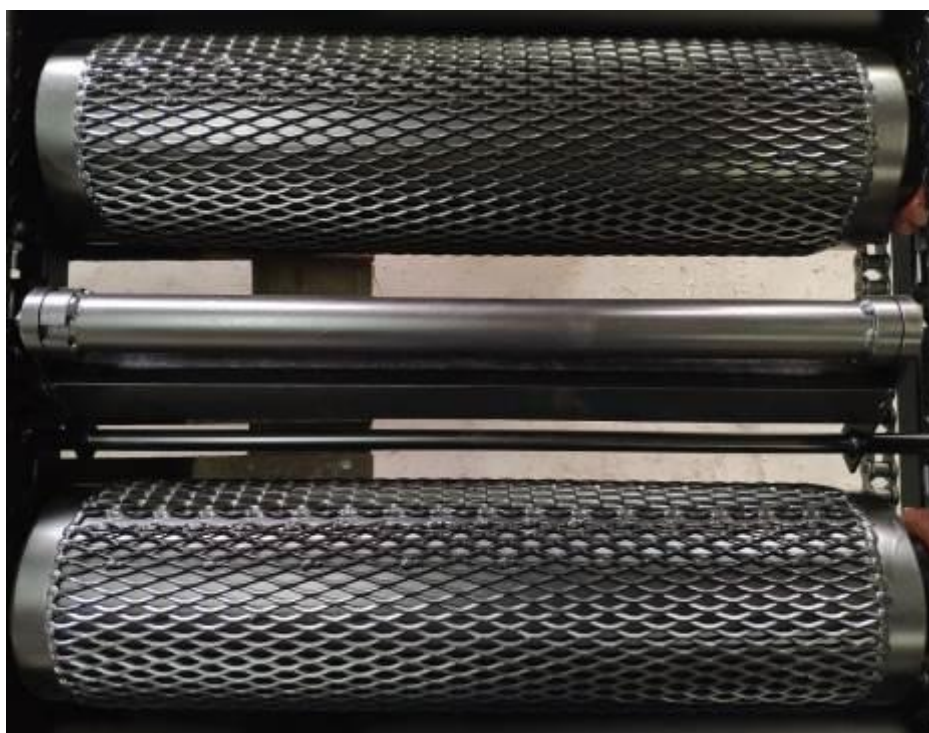


Рисунок 4 – Общий вид блока роликов



Рисунок 5 – Общий вид шкафа управления для односкоростных моделей



Рисунок 6 – Общий вид шкафа управления для двухскоростных моделей



Рисунок 7 – Общий вид приборной стойки

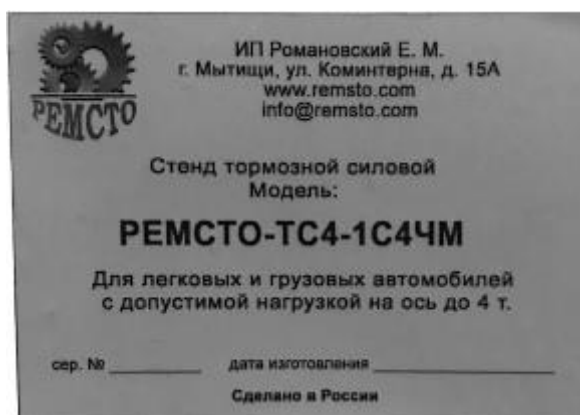


Рисунок 8 – Пример идентификационной наклейки

Для предотвращения несанкционированного доступа производится пломбирование коммутационной коробки внутри блока роликов посредством нанесения пломбы-наклейки. Место пломбировки показано на рисунке 9.



Рисунок 9 – Общий вид коммутационной коробки и место её пломбирования

Программное обеспечение

Программное обеспечение «РЕМСТО-ПК» (далее – ПО) разработано специально для стендов и служит для управления их функциональными возможностями, а также для обработки и отображения результатов измерений.

Встроенная в ПО процедура калибровки, позволяет оператору вносить изменения в основные параметры измерительных систем стендов. Вход в режим калибровки защищён ключом программной защиты.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	РЕМСТО-ПК
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО	D9BFDD1F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Модель	РЕМСТО-ТС4-1С4Ч, РЕМСТО-ТС4-1С4ЧМ	РЕМСТО-ТС13-1С9Ч, РЕМСТО-ТС13-1С9ЧМ, РЕМСТО-ТС13-2С9Ч, РЕМСТО-ТС13-2С9ЧМ	РЕМСТО-ТС16- 1С9Ч, РЕМСТО-ТС16- 2С9Ч
Диапазон измерений тормозной силы колеса, кН	от 0 до 10	от 0 до 30	от 0 до 40
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тормозной силы колеса, %	±3		
Диапазон измерений массы транспортного средства, приходящейся на ось, кг	от 0 до 4000	от 0 до 13000	от 0 до 16000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы транспортного средства, приходящейся на ось, %	±3		
Диапазон измерений усилий на органах управления, Н	от 0 до 1000		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений усилий на органах управления, %	±5		
Диапазон измерения давления сжатого воздуха, МПа (бар)	-	от 0 до 1 (от 0 до 10)	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления сжатого воздуха, %	-	±5	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение					
Модель	РЕМСТО-TC4-1C4Ч	РЕМСТО-TC4-1C4ЧМ	РЕМСТО-TC13-1C9Ч, РЕМСТО-TC13-1C9ЧМ, РЕМСТО-TC13-2C9Ч	РЕМСТО-TC13-2C9ЧМ	РЕМСТО-TC16-1C9Ч	РЕМСТО-TC16-2C9Ч
Конструктивное исполнение	Моноблок					
Максимальная нагрузка на ось, кг	4000		13000		16000	
Скорость движения автомобиля, имитируемая на стенде, км/ч, не менее	4,0		2,0	2,0/4,0	2,0	2,0/4,0
Диапазон диаметров колес испытываемых ТС, мм	от 500 до 1200		от 520 до 1300			
Диаметр ролика, мм	230					
Длина ролика, мм	700		1000			
Мощность, потребляемая стендом, кВт, не более	9		23			
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380 ⁺³⁸ ₋₅₇ 50±1					
Время установления рабочего режима, мин, не более	10					
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более: - блок роликов - шкаф управления - компьютерная стойка в сборе	2520×800×320 650×450×240 610×600×1800	3560×800×470 650×450×240 610×600×1800	3850×880×470 750×660×250 610×600×1800			
Масса, кг, не более: - блок роликов - шкаф управления - компьютерная стойка в сборе	480 25 30	1100 25 30	480 25 30	1100 25 30	480 25 30	1100 25 30

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение					
Модель	РЕМСТО- ТС4-1С4Ч	РЕМСТО-ТС4- 1С4ЧМ	РЕМСТО-ТС13-1С9Ч, РЕМСТО-ТС13-1С9ЧМ, РЕМСТО-ТС13-2С9Ч	РЕМСТО- ТС13-2С9ЧМ	РЕМСТО- ТС16-1С9Ч	РЕМСТО- ТС16-2С9Ч
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -10 до +40 80 от 75,6 до 106,7					
Средний срок службы, лет, не менее	8					

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта методом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Роликовое шасси	-	1 шт.
Шкаф управления	-	1 шт.
Датчик усилия (педальмер)	-	1 шт.
Приборная стойка	-	По заказу
Комплект ПК (системный блок с предустановленной WIN 8/10, ПО «РЕМСТО-ПК», клавиатура, компьютерная мышь)	-	1 шт.
Комплект кабелей	-	1 шт.
Устройство нагружающее для поверки датчиков силы	-	По заказу
Устройство нагружающее для поверки датчиков веса	-	По заказу
Фундаментные закладные	-	По заказу
Пульт ДУ	-	1 шт.
Паспорт	ТСХ–УСЗЧМ ¹⁾ ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ТСХ–УСЗЧМ ¹⁾ РЭ	1 экз.
Методика поверки	МП-307/07-2021	1 экз.
Инструкция по монтажу и подключению	ТС ИМ	1 экз.
¹⁾ – обозначение «Х–УСЗЧМ» соответствует наименованию поставляемой модели стенда		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 1.1.5 «Устройство и работа» и р. 2 документа «Стенды тормозные силовые РЕМСТО-ТС. Руководства по эксплуатации»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к стендам тормозным силовым РЕМСТО-ТС

Государственная поверочная схема для средств измерений силы, утверждённая приказом Росстандарта от 22.10.2019 г. № 2498

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

ГОСТ 33997-2016 Колесные транспортные средства. Требования к безопасности в эксплуатации и методы проверки

ТУ 28.99.39-001-0117017582-2020 Стенды тормозные силовые РЕМСТО-ТС. Технические условия

Изготовитель

Индивидуальный предприниматель Романовский Егор Михайлович,
Московская область, г. Мытищи, ИНН 771770491441
Адрес: 141009, Московская область, г. Мытищи, ул. Коминтерна, д. 15А
Тел.: 8(800) 222-73-57
E-mail: info@remsto.com

Испытательный центр

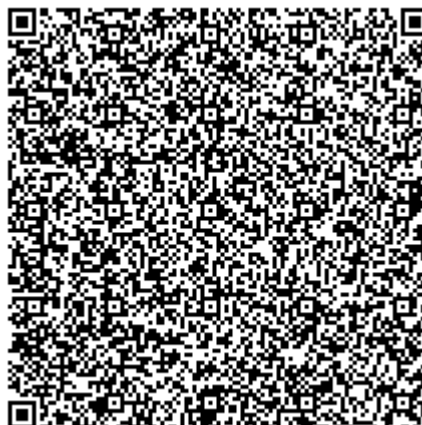
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119530, г. Москва, Очаковское ш., д. 34, пом. VII, комн.6

Телефон: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Регистрационный номер RA.RU.312126 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Вибропреобразователи эталонные пьезоэлектрические ZET 101

Назначение средства измерений

Вибропреобразователи эталонные пьезоэлектрические ZET 101 (далее – вибропреобразователи) предназначены для измерений и передачи размера единиц параметров вибрации (виброускорения) нижестоящим эталонам методом непосредственного сличения. Вибропреобразователи являются рабочими эталонами 1 разряда в соответствии с Приказом Росстандарта от 27.12.2018 № 2772 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения».

Описание средства измерений

Вибропреобразователи являются преобразователями инерционного типа. Принцип действия вибропреобразователей основан на использовании прямого пьезоэлектрического эффекта, состоящего в появлении электрического заряда на пьезоэлектрической пластине, пропорционального ускорению, воздействию на преобразователь. Вибропреобразователи имеют встроенный усилитель заряда.

Конструктивно вибропреобразователи состоят из пьезочувствительного элемента в виде кольца с поляризацией по толщине. Сдвиговые колебания обеспечивают закрепление кольца по центру, а колебательная масса действует на его периметр.

Вибропреобразователи выпускаются с двумя монтажными поверхностями (верх и основание) с резьбовыми отверстиями, предназначены для поверки пьезоэлектрических преобразователей. Вибропреобразователи соответствуют рабочим эталонам 1 разряда

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке вибропреобразователя.

Маркировка нанесена гравировкой на корпус вибропреобразователя в установленном чертёжном месте и включает в себя условное обозначение типа вибропреобразователя, фирменное название изготовителя и заводской номер.

Общий вид вибропреобразователей представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид вибропреобразователя

Пломбирование вибропреобразователей не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
	ZET 101
Максимальное значение амплитуды измеряемого датчиком виброускорения, м/с^2	1000
Рабочие диапазоны частот, Гц:	от 5,0 до 1000 от 3,0 до 5000 от 3,0 до 10000
Номинальный коэффициент преобразования на опорной частоте 160 Гц, $\text{мВ}/(\text{м} \cdot \text{с}^{-2})$	4,2
Отклонение коэффициента преобразования от номинального значения, %, не более	± 10
Неравномерность амплитудно-частотной характеристики в поддиапазонах частот: от 5 до 1000 Гц, %, не более от 3 до 5000 Гц, %, не более от 3 до 10000 Гц, %, не более	2,0 4,0 6,0
Нелинейность амплитудной характеристики в диапазоне измерений, %, не более	2,0
Относительный коэффициент поперечного преобразования, %, не более	5,0
Частота установочного резонанса в осевом направлении, кГц, не менее	40
Частота установочного резонанса в поперечном направлении, кГц, не менее	20
Уровень СКЗ собственных шумов в единицах виброускорения, м/с^2 , не более	0,05

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
	ZET 101
Условия эксплуатации: диапазон рабочих температур, $^{\circ}\text{C}$	от 15 до 25
Напряжение постоянного питания, В	от 18 до 30
Ток питания, мА	$3 \pm 0,5$
Уровень постоянного напряжения на выходе, В	от 10 до 13
Выходное сопротивление, Ом, не более	500
Масса, кг, не более	0,045
Габаритные размеры (диаметр $\times$ высота), мм, не более	$19,0 \times 29,5$
Средняя наработка на отказ, ч	10000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на руководство по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Вибропреобразователь ZET 101	ЭТМС.433641.005	1 шт.
Кабель соединительный	-	1 шт.
Шпилька для крепления	M5	1 шт.
Паспорт	ЭТМС.433641.005 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ЭТМС.433641.005 РЭ	1 экз. на партию
Методика поверки	МП 2520-098-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

раздел 7 руководства по эксплуатации ЭТМС. 433641.005 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к вибропреобразователям пьезоэлектрическим эталонным ZET 101

Приказ Росстандарта от 27 декабря 2018 г. № 2772 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения»

ГОСТ 30296-95 Аппаратура общего назначения для определения основных параметров вибрационных процессов. Общие технические требования

Технические условия «Вибропреобразователи эталонные пьезоэлектрические ZET 101. ЭТМС.433641.005 ТУ»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Электронные технологии и метрологические системы» (ООО «ЭТМС»), ИНН 7735144315

Адрес: 124482, г. Москва, г. Зеленоград, Савёлкинский проезд, д.4, офис 2101

Телефон: +7 (495) 739-39-19

Web-сайт: www.zetlab.com

E-mail: zetlab@zetlab.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 190005, Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19

Телефон +7 (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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83335-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Аппаратура геодезическая спутниковая GS18

Назначение средства измерений

Аппаратура геодезическая спутниковая GS18 (далее – аппаратура) предназначена для измерений длин базисов.

Описание средства измерений

Аппаратура геодезическая спутниковая GS18 – геодезические приборы, принцип действия которых основан на измерении расстояний от приёмной антенны аппаратуры до спутников глобальной навигационной спутниковой системы (ГНСС), положение которых известно с большой точностью. Зная расстояние до нескольких спутников системы вычисляется положение аппаратуры в пространстве.

Конструктивно аппаратура представляет собой пластиковый прорезиненный корпус, вмещающий внутреннюю микрополосковую антенну и приёмник. Управление аппаратурой осуществляется при помощи контроллера или web-интерфейса через персональный ПК. Принимаемая со спутников информация записывается во внутреннюю память контроллера или на съёмное запоминающее устройство (microSD-карту) объемом до 8 Гбайт. Аппаратура спроектирована для применения в качестве базовой (база) или подвижной станции (ровер).

На боковой панели аппаратура имеет 2 функциональных клавиши включения/выключения питания и выбора режима, а также 8 светодиодных индикаторов для отображения информации об уровне заряда аккумулятора, индикатор позиционирования, индикатор наклона, индикатор RTK Базы, индикатор RTK Ровера, индикатор соединения, индикатор памяти, индикатор состояния аккумулятора и уровня заряда внешнего источника питания.

На нижней панели аппаратуры расположен LEMO-порт с восьмиштырьковым разъёмом для связи с персональным компьютером, контроллером Leica CS20, или внешним модемом, порт для подключения внешней радиоантенны (типа QN), а также отсек для внутренней аккумуляторной батареи.

Аппаратура может принимать следующие типы спутниковых сигналов: GPS: L1, L2, L2C, L5; ГЛОНАСС: L1, L2, L2C, L3; GALILEO: E1, E5a, E5b, AltBOC, E6; BeiDou: B1I, B2I, B2a, B3I; SBAS: EGNOS/QZSS, SmartLink (L-band).

Аппаратура выпускается в двух модификациях: Т и I, которые отличаются техническими характеристиками. Аппаратура модификации I может определять планово-высотное положение объектов в заданной системе координат по полученным в процессе фотографирования облакам точек.

Заводской номер аппаратуры указывается на маркировочной наклейке, расположенной на нижней части корпуса.

Нанесение знаков утверждения типа и поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид аппаратуры представлен на рисунке 1. Место расположения маркировочной таблички представлено на рисунке 2.



Рисунок 1 - Общий вид аппаратуры геодезической спутниковой GS18:
а) модификация Т; б) модификация I (вид со стороны фотокамеры)



Рисунок 2 – Место расположения маркировочной таблички

Пломбирование корпуса аппаратуры не производится.

Программное обеспечение

Аппаратура поставляется со встроенным программным обеспечением (далее - ПО) «Leica ME_fw». Данное ПО позволяет осуществлять измерительный процесс в полевых условиях. Для управления процессом измерения используется программа: «Leica Captivate», которое устанавливается на контроллер и приемник. В комплекте с приемниками (по заказу) поставляется также одна из программ постобработки: «Leica Geo Office» или «Leica Infinity». Эти программы предназначены для высокоточной обработки геодезических измерений, выполненных в режимах относительных и дифференциальных измерений. С помощью программного обеспечения производится обработка поступающих спутниковых сигналов, настройка и управление аппаратурой, хранение и передача данных, постобработка полученных измерений.

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

Защита программного обеспечения и измеренных данных от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077 – 2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование ПО	Leica ME_fw	Leica Captivate	Leica Geo Office	Leica Infinity
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	7.710	6.00	8.40	3.4.3

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Модификация	T	I
Диапазон измерений длины базиса, м	от 0 до 30 000	
Диапазон определения планово-высотного положения объектов в заданной системе координат по полученному в процессе фотографирования облаку точек относительно положения ровера в режиме измерений «Кинематика в реальном времени (RTK)», м	-	от 2 до 10
Границы допускаемой абсолютной погрешности измерений длины базиса (при доверительной вероятности 0,95) в режимах, мм: - «Статика»: - в плане - по высоте - «Кинематика» и «Кинематика в реальном времени (RTK)»: - в плане - по высоте - «Дифференциальный кодовый (DGPS)»: - в плане - по высоте	$\pm 2 \cdot (3,0 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ $\pm 2 \cdot (5,0 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ $\pm 2 \cdot (8,0 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ $\pm 2 \cdot (15,0 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ $\pm 2 \cdot (250 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ $\pm 2 \cdot (250 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D),$ где D – измеряемое расстояние в мм	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения планово-высотного положения объектов в заданной системе координат по полученному в процессе фотографирования облаку точек относительно положения ровера в режиме измерений «Кинематика в реальном времени (RTK)» *, мм: - в плане - по высоте	- -	± 20 ± 30
* - только для модификации I		

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Модификация	Т	I
Тип приёмника	Многочастотный, многосистемный	
Количество каналов	555	
Тип антенны	Встроенная	
Режимы измерений длины базиса	«Статика», «Кинематика», «Кинематика в реальном времени (RTK)», «Дифференциальные кодовые измерения (DGPS)», определения планово-высотного положения объектов в заданной системе координат по полученному в процессе фотографирования облаку точек относительно положения ровера в режиме измерений «Кинематика в реальном времени (RTK)»*	
Диапазон рабочих температур, °С	от -40 до +65	от -30 до +50
Напряжение источника питания постоянного тока, В: - внутреннего аккумулятора - внешнего аккумулятора	11,1 от 10,5 до 24,0	
Габаритные размеры (Длина × Ширина × Высота), мм, не более	173×173×109	
Масса (без аккумулятора), кг, не более	1,23	1,25
* - только для модификации I		

Знак утверждения типа

наносится в виде наклейки на титульный лист руководства по эксплуатации

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Аппаратура геодезическая спутниковая GS18	-	1 шт.
Полевой контроллер Leica CS20	-	По заказу
Транспортировочный кейс	-	1 шт.
Измеритель высоты антенны	-	1 шт.
Комплект интерфейсных кабелей	-	1 шт.
Крепление на штатив для контроллера	-	По заказу
Аккумуляторная батарея	-	1 шт.
Зарядное устройство для АКБ	-	1 шт.
Резервная аккумуляторная батарея для контроллера	-	По заказу
Адаптер питания контроллера	-	По заказу
Руководство по эксплуатации на русском языке	-	1 экз.
Методика поверки	МП АПМ 24-21	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Работа с инструментом» документа «Аппаратура геодезическая спутниковая GS18. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к аппаратуре геодезической спутниковой GS18

Техническая документация «Leica Geosystems AG», Швейцария;

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

Изготовитель

«Leica Geosystems AG», Швейцария

Адрес: CH-9435 Heerbrugg, Switzerland

Тел.: +41 71 727 31 31, факс: +41 71 727 46 74

E-mail: info@leica-geosystems.com

Испытательный центр

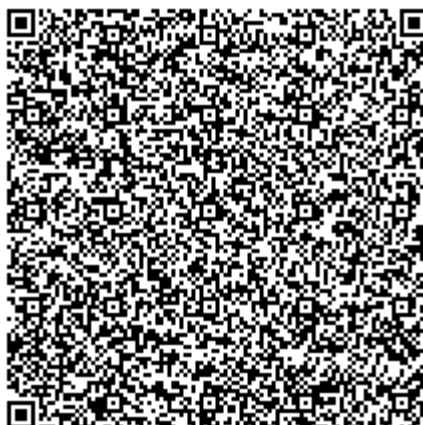
Общество с ограниченной ответственностью «Автопрогресс-М» (ООО «Автопрогресс-М»)

Адрес: 125167, г. Москва, ул. Викторенко, д. 16, стр. 1

Тел.: +7 (495) 120-0350

E-mail: info@autoproggress-m.ru

Аттестат аккредитации ООО «Автопрогресс-М» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.31119



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы автоматической газовой защиты горных машин «Метан-радио»

Назначение средства измерений

Комплексы автоматической газовой защиты горных машин «Метан-радио» (далее - комплексы) предназначены для автоматических непрерывных измерений объемной доли метана в воздухе зоны работы горной машины.

Описание средства измерений

Комплексы являются многоканальными стационарными автоматическими измерительными системами непрерывного действия.

Способ отбора пробы – диффузионный.

Принцип измерений комплексов:

- объемная доля метана в диапазоне от 0 до 2,5 % – термокаталитический;
- объемная доля метана в диапазоне от 5 до 100 % – термокондуктометрический или оптический.

Комплексы представляют собой совокупность функционально законченных технических устройств, которые могут иметь различные модификации. Состав (количество и разновидности таких устройств) определяется конкретными горно-технологическими и горно-геологическими условиями. Комплекс обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- непрерывное измерение содержания метана в зоне работы горной машины;
- формирование диагностических параметров состояния технических средств комплекса;
- отображение измеренных значений и диагностических параметров на средствах индикации;
- передача в систему автоматического газового контроля (далее – АГК) измеренных значений и диагностических параметров;
- фиксация в энергонезависимую память измеренных значений и диагностических параметров;
- подача предупредительной и аварийной световой и звуковой сигнализации при достижении объемной концентрации метана в зоне работы горной машины заданных предельно допустимых значений;
- автоматическая газовая защита (далее – АГЗ) горной машины с помощью блокировки ее работы при превышении объемной концентрации метана выше предельно допустимой концентрации.

Комплексы имеют следующую структуру технических средств:

- 1) уровень преобразования контролируемой величины (объемная доля метана) в измерительный сигнал, к которому относятся датчики комбайновые (далее – ДК), устанавливаемых на подвижной горной машине и датчики ИТС2 (рег. № 51279-12);

2) уровень передачи данных, сигнализации и индикации, к которому относятся ретрансляторы забойные (далее – РЗ), антенны забойные (далее – АЗ) и сигнализирующие устройства (далее – СУ-37.МТРД), устанавливаемые стационарно вблизи от зоны работы горной машины, и который обеспечивает передачу данных от ДК к СУ-37.МТРД и в систему АГК;

3) уровень инженерного обслуживания - устройство зарядное с цифровой электронно-вычислительной машиной (далее - ЦЭВМ), используемых для зарядки встроенных аккумуляторов ДК и их настройки.

Комплекс имеет следующую структуру измерительных каналов (далее – ИК):

1) [ДК с радиointерфейсом]→[РЗ с интерфейсом RS-485/ModbusRTU]→[СУ-37.МТРД с интерфейсом RS-485/ModbusRTU]→;

2) [ИТС2 с интерфейсом RS-485/ModbusRTU]→[РЗ с интерфейсом RS-485/ModbusRTU]→[СУ-37.МТРД с интерфейсом RS-485/ModbusRTU]→;

3) [ИТС2 с интерфейсом (0,4–2,0) В / (1-5) мА]→[СУ-37.МТРД с интерфейсом RS-485/ModbusRTU]→,

при этом обеспечивается возможность передачи от [СУ-37.МТРД с интерфейсом RS-485/ModbusRTU] цифрового кода с результатами измерения по каждому ИК на ЦЭВМ диспетчерского уровня. Комплекс через СУ-37.МТРД обеспечивает передачу команды на блокировку работы горной машины на оборудование электроснабжения непосредственно или через систему АГК. Комплекс через СУ-37.МТРД обеспечивает передачу результатов измерения на диспетчерский уровень системы АГК, который состоит из ЦЭВМ, объединенных в локальную вычислительную сеть.

Электропитание ДК осуществляется от встроенных аккумуляторных батарей. Электропитание устройств сигнализирующих, ретрансляторов забойных и датчиков ИТС2 осуществляется от шахтных источников питания во взрывобезопасном исполнении.

Основой механической конструкции ДК служит прямоугольная металлическая защитная оболочка (кожух защитный), разделённая перегородками на три отсека с закрывающимися крышками, открывание которых возможно только с помощью специального инструмента. Первый отсек представляет собой клеммную коробку, оборудованную двумя кабельными вводами, в которой установлены клеммные разъёмы для внешних подключений. Во втором отсеке располагается блок радиосвязи и коммутации (далее – блок РК), на его крышке установлен разъём для подключения антенны. В третьем (аппаратном) отсеке, крышка которого является несъемной, размещены блок датчика и аккумулятора (далее – блок ДА). Электрическое соединение блоков РК и ДА осуществляется с помощью разъёмного соединения. ДК обеспечивает выполнение следующих функций:

1) преобразование концентрации метана в рудничной атмосфере в измерительный сигнал на выходе ДА: цифровой кодированный сигнал RS-485 / Modbus RTU; (0,4 – 2) В; (1 – 5) мА;

2) быстродействующую АГЗ – сравнение измеренного значения концентрации с заданными пороговыми значениями срабатывания и формирование управляющего (защитного) воздействия (изменение состояния выходного реле) для блокирования работы горной машины, а также включение предупредительной и предаварийной сигнализации на устройствах комплекса;

3) местную звуковую сигнализацию о превышении порога срабатывания со звуковым давлением не менее 95 дБ на расстоянии 1 м по оси излучателя (по ГОСТ 24032-80);

4) самодиагностику – диагностику узлов блока РК и блока ДА;

5) передачу по радиоканалу измерительного сигнала и диагностических данных на РЗ;

6) возможность проверки ДА по месту установки.

РЗ предназначен для приема радиосигнала от ДК и его передачи по проводной линии связи RS-485 в СУ-37.МТРД. Корпус РЗ представляет собой пластиковый корпус с защитным кожухом и присоединённым кабелем с разъёмом. В зависимости от исполнения к РЗ могут подключаться различные АЗ. РЗ обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- 1) обмен цифровой кодированной информации с ДК по беспроводному интерфейсу;
- 2) обмен цифровой кодированной информации с датчиками ИТС2, другими РЗ и СУ-37.МТРД по проводному цифровому интерфейсу RS-485;
- 3) передачу цифровой кодированной информации о концентрации метана и самодиагностики от ДК на СУ-37.МТРД;
- 4) передачу цифровой кодированной информации о результатах измерения и самодиагностики от датчиков ИТС2 на СУ-37.МТРД;
- 5) самодиагностику РЗ и передачу ее результатов на СУ-37.МТРД;
- 6) отображения результатов самодиагностики и информации о состоянии беспроводного и проводного интерфейсов;
- 7) звуковую и световую сигнализацию о превышении порогов концентрации метана.

АЗ предназначена для организации распределенной системы беспроводной передачи данных. Антенна забойная подключается к РЗ и в зависимости от исполнения представляет собой совокупность следующих устройств: антенны штыревые, кабели излучающие, адаптеры, кабельные сборки, терминаторы линии, элементы крепления к стенкам горных выработок, оборудованию.

СУ-37.МТРД представляет собой сборку из следующих устройств: устройство сигнализирующее СУ-30.ЖКД, устройство сигнализирующее СУ-37.ЗСО, ящик монтажный ЯСУ-09.2-В3.Д3.Е5-03.00. СУ-37.МТРД выполняет следующие функции:

- 1) опрос РЗ по RS-485/ModbusRTU;
- 2) получение цифровой кодированной измерительной информации о содержании метана от ДК и ИТС2, подключенных к РЗ, и результатов самодиагностики ДК, ИТС2 и РЗ;
- 3) контроль дискретных датчиков типа «сухой» контакт и датчиков с выходными сигналами (0/0,4-2,0) В; (0/1-5) мА, (0/4-20) мА, подключенных к его дискретным и аналоговым входам;
- 4) преобразование информации о входных дискретных, аналоговых и цифровых кодированных (от ведомых устройств) сигналах, данных о состоянии излучателей, дискретных и аналоговых выходных сигналах в цифровой код ModbusRTU;
- 5) сравнение данных о контролируемых параметрах с задаваемыми пороговыми уставками;
- 6) управление световым, цветосветовым и звуковым излучателями, дискретными (выходные реле) и аналоговыми выходами в зависимости от входных сигналов, прикладного программного обеспечения (далее – ПО), настроек СУ-37.МТРД и команд телеуправления (далее – ТУ). Световая и звуковая сигнализация о превышении порогов концентрации метана в соответствии с требованиями ГОСТ 24032-80;
- 7) АГЗ – управление аппаратами электроснабжения для блокирования работы горного участка;
- 8) управление другими устройствами с искробезопасными дискретными цепями управления через дискретные выходы при превышении порогов концентрации метана и/или в зависимости от собираемой информации о контролируемых параметрах, прикладного ПО, настроек СУ-37.МТРД и команд ТУ;
- 9) обмен информацией с ведущим устройством (ЦЭВМ, программируемый контроллер) через интерфейс RS-485/ModbusRTU: ретрансляция цифровой кодированной измерительной информации от ДК и ИТС2; передача результатов контроля входных аналоговых сигналов; передача данных о состоянии входных и выходных дискретных сигналов, излучателей и пр.; прием команд ТУ световыми и звуковыми излучателями и дискретными выходами;

10) отображение на дисплее результатов измерения и контроля, диагностической информации и данных о состоянии питания и интерфейсов связи;

11) оперативная по месту установки и дистанционная (через RS-485/ModbusRTU) настройка условий срабатывания световых, цветосветовых и звуковых излучателей и дискретных выходов в зависимости от результатов измерения и контроля, диагностической информации.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводские номера наносятся на табличку на корпусах технических средств, входящих в состав комплекса.

Общий вид основных технических средств комплексов приведен на рисунке 1.

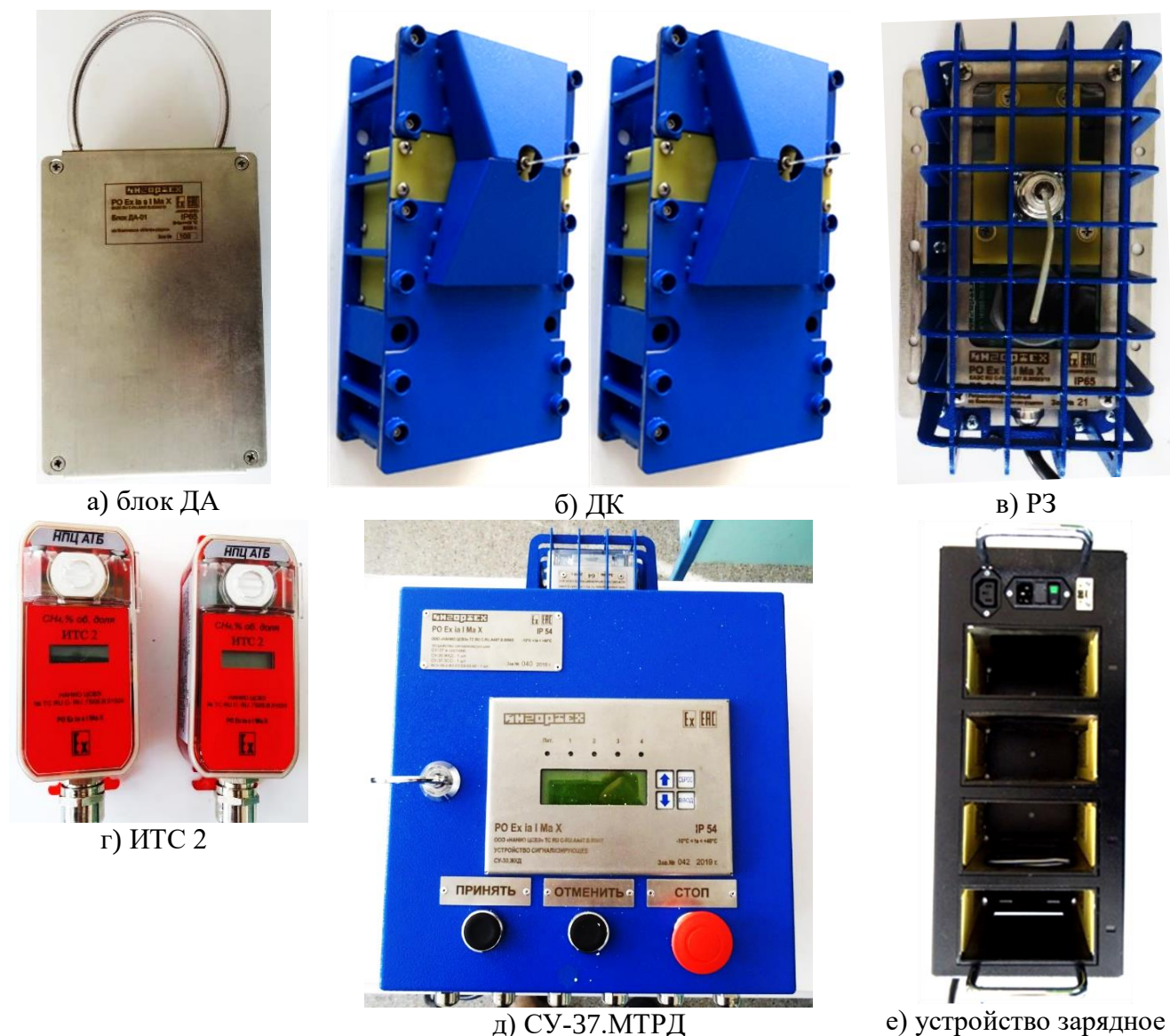


Рисунок 1 – Общий вид основных технических средств комплексов автоматической газовой защиты горных машин «Метан-радио»

Программное обеспечение

Программное обеспечение комплексов имеет следующую структуру:

1) уровень преобразования контролируемой величины (объемная доля метана) в измерительный сигнал – встроенное ПО микропроцессорных первичных измерительных преобразователей (далее – ПИП);

2) уровень передачи данных – встроенное ПО модулей и устройств связи;

Встроенное ПО технических средств уровня преобразования контролируемой величины (ДК, ИТС2) и уровня передачи данных (РЗ, СУ-37.МТРД) специально разработано изготовителем соответствующих технических средств.

Встроенное ПО технических средств уровня преобразования контролируемой величины выполняет следующие функции:

- прием, обработка и передача измерительной информации от ПИП;
- индикацию результатов измерений и настроечных параметров;
- формирование цифровых, аналоговых и релейных выходных сигналов.

Встроенное ПО технических средств уровня передачи информации выполняет функцию ретрансляции результатов измерений, контроля и самодиагностики в систему АГК.

Автономное ПО «Зарядно-калибровочное устройство «Метан радио» используется для настройки ДК и не предназначено для измерений объемной доли метана, в воздухе.

Идентификационные данные ПО ИТС-2 приведены в соответствующем описаниях типа. Идентификационные данные ПО диспетчерского уровня приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификаци-онные данные (признаки)	Значения			
Устройство	Ретранслятор забойный	ДК	Блок ДА	Устройство сигнализирующее СУ-37.МТРД
Идентификаци-онное наименова-ние ПО	161000.003.32.000-rz_1.0.28_rls	161000.001.30.200-01 rk_1.0.265_rls	161000.001.24.000-bda_1.0.102_rls	091120.104.00.100-su37_mtrd_1.0.114_rls
Номер версии (идентификаци-онный номер) ПО	МЗ:003.32 МНЗ: 1.0.28	МЗ: 001.30 МНЗ: 1.0.264	МЗ: 001.24 МНЗ: 1.0.102	МЗ:104.00 МНЗ: 1.0.114
Цифровой иден-тификатор ПО	0xABD2	0x22EF	0x0AEC	0x98F0
Алгоритм расчета цифрового иден-тификатора ПО	CRC16	CRC16	CRC16	CRC16
Примечания: - номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице; - значения контрольной суммы, указанные в таблице, относятся только к файлам встроенного ПО указанной версии.				

Защита встроенного ПО уровня преобразования контролируемой величины от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077—2014.

Уровень передачи данных является аппаратно-защищенным, технические средства и линии связи этого уровня не поддерживают подключение сторонних технических устройств. Защита встроенного ПО уровня передачи данных от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077—2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов

Датчик (первичный измерительный преобразователь)	Определяемый компонент	Диапазон показаний содержания определяемого компонента	Диапазон измерений содержания определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности	T _{0,9} , с, не более
ДК	метан	от 0 до 100 % (об.д.)	от 0 до 2,5 % (об.д.) включ.	±0,1 % (об.д.)	20 (5) ¹⁾
			от 5 до 100 % (об.д.)	±3,0 % (об.д.)	
ИТС2-СН4-01, ИТС2-СН4-03	метан	от 0 до 100 % (об.д.)	от 0 до 2,5 % (об.д.) включ.	±0,1 % (об.д.)	20
			от 5 до 100 % (об.д.)	±3,0 % (об.д.)	
ИТС2-СН4-25	метан	от 0 до 100 % (об.д.)	от 0 до 2 % (об.д.) включ.	±0,1 % (об.д.)	30
			св. 2 до 100 % (об.д.)	±5,0 % (об.д.)	

¹⁾ в скобках указано время установления показаний ДК без учета времени задержки канала передачи и отображения информации.

Таблица 3 – Метрологические характеристики комплексов

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемой вариации показаний, в долях от предела допускаемой основной погрешности	0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды в пределах условий эксплуатации при использовании в составе ИК ДК в диапазоне условий эксплуатации, % (об.д.): - в диапазоне измерений от 0 до 2,5 % (об.д.) - в диапазоне измерений от 5 до 100 % (об.д.)	±0,2 ±6
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды на каждые 10 °С в диапазоне условий эксплуатации, в долях от предела допускаемой основной погрешности - при использовании в составе ИК датчиков ИТС2-СН4-01, ИТС2-СН4-03 - при использовании в составе ИК датчиков ИТС2-СН4-25	±1,0 ±0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения влажности окружающей среды в пределах условий эксплуатации при использовании в составе ИК ДК в диапазоне условий эксплуатации, % (об.д.): - в диапазоне измерений от 0 до 2,5 % (об.д.) - в диапазоне измерений от 5 до 100 % (об.д.)	±0,2 ±6
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от влияния изменения относительной влажности анализируемой среды в пределах рабочих условий эксплуатации при использовании в составе ИК датчиков ИТС2-СН4-01, ИТС2-СН4-03, в долях от предела допускаемой основной погрешности	±1,0

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от влияния изменения относительной влажности анализируемой среды на каждые 15 от влажности при которой определялась основная погрешность %, в пределах рабочих условий эксплуатации, при использовании в составе ИК датчиков ИТС2-СН4-25, в долях от предела допускаемой основной погрешности	±0,4
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения атмосферного давления в пределах условий эксплуатации при использовании в составе ИК ДК в диапазоне условий эксплуатации, % (об.д.): - в диапазоне измерений от 0 до 2,5 % (об.д.) - в диапазоне измерений от 5 до 100 % (об.д.)	±0,2 ±6
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения атмосферного давления в пределах рабочих условий эксплуатации, в долях от предела допускаемой основной погрешности: - при использовании в составе ИК датчиков ИТС2-СН4-01, ИТС2-СН4-03 - при использовании в составе ИК датчиков ИТС2-СН4-25	±1,0 ±2,0
Пределы допускаемого изменения показаний за 8 ч непрерывной работы, в долях от предела допускаемой основной погрешности	±0,5
Нормальные условия измерений: - диапазон температуры окружающей среды, °С: - диапазон относительной влажности окружающей среды при температуре +25 °С, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 30 до 80 от 98,0 до 104,6
Время срабатывания АГЗ (сигнализации) ¹⁾ , с, не более: - быстродействующая АГЗ (блокировка горной машины) - АГЗ (блокировка горного участка)	1,7 15
Пределы допускаемой погрешности срабатывания сигнализации, % об.д.	±0,1
Время прогрева, мин, не более	20
¹⁾ время срабатывания АГЗ (сигнализации) соответствует «времени срабатывания исполнительного устройства метанометра» по ГОСТ 24032-80 и определяется как время установления по уровню 0,63 в соответствии с ГОСТ 24032-80.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики средств уровня преобразования контролируемой величины

Наименование характеристики	Значение
Время прогрева, мин, не более	1
Напряжение питания постоянного тока: - ДК - ИТС2	от 8 до 13,5 от 6 до 12 ¹⁾
Потребляемая ДК электрическая мощность, Вт, не более	2
Потребляемый датчиками ИТС2 электрический ток, мА, не более	27
Габаритные размеры датчиков (высота×ширина×глубина), мм не более: - ДК - ИТС2	330×180×120 145×55×40
Масса датчиков, кг, не более: - ДК (совместно с блоком ДА) - ИТС2	15 0,25

Наименование характеристики	Значение
Маркировка взрывозащиты: - ДК, блок ДА, ИТС2-СН4-01, ИТС2-СН4-03 - ИТС2-СН4-25	PO Ex ia s I Ma X PO Ex ia I Ma X 1Ex ia IIB T4 Gb X 1Ex ia IIC T4 Gb X
Степень защиты от проникновения пыли и влаги по ГОСТ 14254-2015: - ДК - ИТС2	IP54 IP66
Условия эксплуатации: - диапазон температуры окружающей среды, °С: - ДК - ИТС2-СН4-01, ИТС2-СН4-03 - ИТС2-СН4-25 - относительная влажность при температуре +35 °С, % - диапазон атмосферного давления, кПа: - ДК, ИТС2-СН4-01, ИТС2-СН4-03 - ИТС2-СН4-25	от +5 до +40 от -20 до +40 от -40 до +45 до 100 от 60 до 119,7 от 87,7 до 119,7
Средняя наработка на отказ, ч: - ДК - ИТС2	10000 15000
Средний срок службы ДК, ИТС2, лет	6 ²⁾
¹⁾ по заказу потребителя выпускаются датчики с напряжением питания 24 В. ²⁾ без учета чувствительного элемента.	

Таблица 5 – Основные технические характеристики средств уровня передачи информации

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение питания постоянного тока ретранслятора забойного, В	12
Диапазон допустимых напряжения питания постоянного тока ретранслятора забойного, В	от 8 до 13,5
Диапазон напряжение питания переменного тока частотой 50 Гц зарядного устройства, В	от 187 до 242
Потребляемая мощность ретранслятора забойного при номинальном напряжении питания, мВт, не более	2,5
Габаритные размеры (высота×ширина×глубина), мм, не более - РЗ - устройство зарядное	220×150×100 420×210×190
Габаритные размеры (длина) АЗ, м, не более	300
Масса, кг, не более - РЗ - АЗ - устройство зарядное	3,0 300 10

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации - РЗ, АЗ - диапазон температуры окружающей среды, °С - диапазон относительной влажности воздуха, % - диапазон атмосферного давления, кПа - устройство зарядное - диапазон температуры окружающей среды, °С - диапазон относительной влажности воздуха, %	от -10 до +40 от 0 до 100 от 60 до 119,7 от -10 до +50 от 0 до 100
Маркировка взрывозащиты ретранслятора забойного, антенны забойной, устройство сигнализирующего ^{Прим.}	PO Ex ia I Ma X
Степень защиты от проникновения пыли и влаги по ГОСТ 14254-2015: - ретранслятор забойный, антенна забойная, устройство сигнализирующее - устройство зарядное	IP54 IP40
Средняя наработка на отказ, ч	10000
Средний срок службы, лет	6
Примечание – устройство зарядное без маркировки взрывозащиты.	

Знак утверждения типа наносится на титульный листы Руководства по эксплуатации и Паспорта типографским методом, на табличку на составные части комплекса.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность комплекса

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик комбайновый ДК	ДК-АА.VV	не менее 1 шт.
Сменный блок ДА	ДА	не менее 1 шт.
Датчик горючих и токсичных газов интеллектуальный ИТС2	ИТС2-СН4-**	Прим. 1
Ретранслятор забойный РЗ	РЗ-АА.VV	не менее 1 шт.
Антенна забойная АЗ	АЗ-АА.VV	не менее 1 шт.
Коробка малогабаритная клеммная КМК	КМК-АА.ЛКК.ВК.ВК.VV	Прим. 1
Ящик монтажный ЯСУ	ЯСУ-ХХ.У.ΖΖ	Прим. 1
Устройство сигнализирующее СУ	СУ-37.МТРД	1 шт.
Устройство зарядное	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ИГТ.161000.000.00.000РЭ	1 экз.
Паспорт	ИГТ.161000.000.00.000ПС	1 экз.
Примечания. 1 Комплект поставки определяется техническим проектом. В таблице указан типовой комплект поставки. 2 Заимствованные технические средства (СУ-37.МТРД, ИТС2) поставляется с эксплуатационной документацией и ЗИП.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены разделе «Устройство и работа» документа «Комплекс автоматической газовой защиты горных машин «Метан-радио». Руководство по эксплуатации. ИГТ.161000.000.00.000РЭ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к комплексам автоматической газовой защиты горных машин «Метан-радио»

Приказ Росстандарта от 31 декабря 2020 года N 2315 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах

ГОСТ 24032-80 Приборы шахтные газоаналитические. Общие технические требования. Методы испытаний

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия

ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия

ТУ 26.51.53.110-019-44645436-2018 Комплекс автоматической газовой защиты горных машин «Метан-радио»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Информационные горные технологии» (ООО «Ингортех»), г. Екатеринбург

ИНН 6659026925

Юридический адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Хохрякова, 100 оф.1

Фактический адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Хохрякова, 100 оф.1

Тел\факс: +7(343) 318-01-71

Web сайт: <http://www.ingortech.ru>

E-mail: info@ingortech.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 190005, Россия, Санкт-Петербург, Московский пр., 19

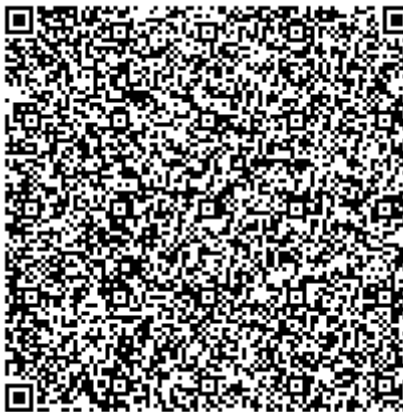
Телефон: (812) 251-76-01

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83337-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Увинское ЛПУ МГ КС «Вавожская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Увинское ЛПУ МГ КС «Вавожская» (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 состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», каналобразующую аппаратуру, серверы баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт».

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной 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 минут;

– средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

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 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;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИВК;
- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.
- дистанционный доступ к компонентам АИИС

ИВК 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», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИВК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;
- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до ИВК;
- посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от уровня ИИК до уровня ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и/или АРМ (основной канал);
- посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и/или АРМ (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени утвержденного типа ССВ-1Г. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 2 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов Сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов Сервера БД ± 2 с.

Журналы событий счетчика 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 в виде цифро-буквенного обозначения наносится типографским способом на формуляр.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». 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 «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c5 4

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 Полевая, ЗРУ-10 кВ КС Вавожская, 1СШ, яч.3	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ-ЭК-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 40015-08	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ПС 110 кВ Полевая, ЗРУ-10 кВ КС Вавожская, 1СШ, яч.9	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 50/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ-ЭК-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 40015-08	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
3	ПС 110 кВ Полевая, ЗРУ-10 кВ КС Вавожская, 2СШ, яч.6	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ-ЭК-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 40015-08	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

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 сервера БД АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО) и сервера 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. 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	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %
1, 2, 3	0,50	±2,1	±1,6	±1,7	±1,4	±1,4	±1,0	±1,4	±1,0
	0,80	±1,3	±2,0	±1,1	±1,7	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
	0,87	±1,3	±2,3	±1,0	±1,9	±0,8	±1,5	±0,8	±1,5
	1,00	±1,0	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-

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, 3	0,50	±2,2	±2,1	±1,7	±1,9	±1,5	±1,7	±1,5	±1,7
	0,80	±1,5	±2,4	±1,2	±2,2	±1,1	±1,9	±1,1	±1,9
	0,87	±1,4	±2,7	±1,2	±2,3	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
	1,00	±1,2	-	±0,8	-	±0,8	-	±0,8	-

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

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

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

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

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

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

$\delta_{w_0}^A$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

$\delta_{w_0}^P$ – 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
1	2
Количество измерительных каналов	3
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \Pi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от 2 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 $\cos \Pi$	от 2 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.

Окончание таблицы 5

1	2
температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
 - параметрирования;
 - пропададения напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;

- установка и корректировка времени;
- переход на летнее/зимнее время;
- нарушение защиты ИВК;
- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра АУВП.411711.128.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Увинское ЛПУ МГ КС «Вавожская». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	9
Счетчики	A1802RALQ-P4GB-DW-4	3
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Сервер БД	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Чайковский" Увинское ЛПУ МГ КС "Вавожская". Формуляр	АУВП.411711.128.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 «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Увинское ЛПУ МГ КС «Вавожская»» 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 системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Увинское ЛПУ МГ КС «Вавожская»

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

Изготовитель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460000, Российская Федерация, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru.

Испытательный центр

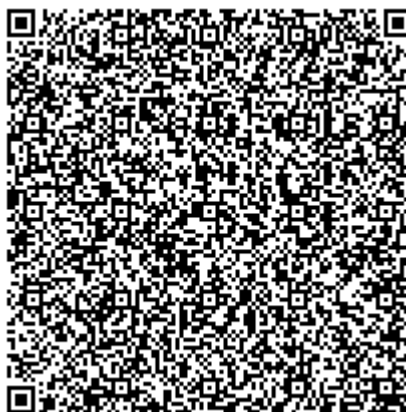
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

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

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

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83338-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Очерское ЛПУ МГ КС «Очерская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Очерское ЛПУ МГ КС «Очерская» (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 состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», каналобразующую аппаратуру, серверы баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт».

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной 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 минут;
- средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

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 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;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИВК;
- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.
- дистанционный доступ к компонентам АИИС

ИВК 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», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИВК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;
- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до ИВК;
- посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от уровня ИИК до уровня ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (основной канал);
- посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени утвержденного типа ССВ-1Г. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 2 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов Сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов Сервера БД ± 2 с. Журналы событий счетчика 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 в виде цифро-буквенного обозначения наносится типографским способом на формуляр.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». 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 «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

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

№ И К	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	ПС 110 кВ Морозово, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.13	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,2S К _{ТТ} =200/5 Рег. № 22192-07	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ 3 Рег. № 3344-04	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССВ-1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
2	ПС 110 кВ Морозово, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.22	ТПП-10 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} =200/5 Рег. № 30709-08	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ 3 Рег. № 3344-04	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

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 сервера БД АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО) и сервера 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. 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	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{w_o}^A$ %	$\delta_{w_o}^P$ %	$\delta_{w_o}^A$ %	$\delta_{w_o}^P$ %	$\delta_{w_o}^A$ %	$\delta_{w_o}^P$ %	$\delta_{w_o}^A$ %	$\delta_{w_o}^P$ %
1, 2	0,50	±2,1	±1,6	±1,7	±1,4	±1,4	±1,0	±1,4	±1,0
	0,80	±1,3	±2,0	±1,1	±1,7	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
	0,87	±1,3	±2,3	±1,0	±1,9	±0,8	±1,5	±0,8	±1,5
	1,00	±1,0	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-

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	±2,2	±2,1	±1,7	±1,9	±1,5	±1,7	±1,5	±1,7
	0,80	±1,5	±2,4	±1,2	±2,2	±1,1	±1,9	±1,1	±1,9
	0,87	±1,4	±2,7	±1,2	±2,3	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
	1,00	±1,2	-	±0,8	-	±0,8	-	±0,8	-

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

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

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

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

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

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

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

$\delta_{w_o}^P$ – 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
1	2
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \Pi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от 2 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Окончание таблицы 5	
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \Pi$	от 2 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.
температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;

- нарушение защиты ИВК;
- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра АУВП.411711.123.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Очерское ЛПУ МГ КС «Очерская». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	ТПП-10	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	6
Счетчики	A1802RALQ-P4GB-DW-4	2
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Сервер БД	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Чайковский" Очерское ЛПУ МГ КС "Очерская". Формуляр	АУВП.411711.123.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 «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Очерское ЛПУ МГ КС «Очерская»» 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 системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Очерское ЛПУ МГ КС «Очерская»
ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго»
(Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460000, Российская Федерация, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru.

Испытательный центр

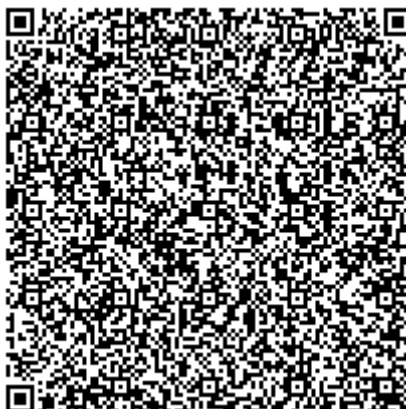
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия
«Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

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

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

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83339-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Спектрометр малогабаритный FLAME-T-XR1-ES

Назначение средства измерений

Спектрометр малогабаритный FLAME-T-XR1-ES (далее – спектрометр) предназначен для измерений длины волны оптического излучения.

Описание средства измерений

Принцип действия спектрометра основан на пространственном разложении исследуемого света на спектральные компоненты с помощью дифракционной решётки с последующей регистрацией на ПЗС-линейке.

В состав спектрометра кроме самого устройства входят источник питания LED-PS-NIST, интегрирующая сфера FOIS-1 для работы с исследуемым излучением в открытом пучке, кабель оптический P400-2-VIS-NIR для работы с исследуемым излучением в оптическом волокне, кабель USB для подключения спектрометра к компьютеру.

Конструктивно спектрометр представляет собой прибор настольно-переносного типа в прямоугольном корпусе, на переднюю панель которого вынесены индикаторы питания, а также разъёмы для подключения оптического волокна.

Управление работой спектрометра, отображение и хранение информации по измеряемым параметрам осуществляется с помощью персонального компьютера (ПК), подключаемого к спектрометру через интерфейс USB соответствующим кабелем, входящим в комплект поставки. Заводской (серийный) номер спектрометра наносится печатным способом на наклейку, расположенную на боковой панели спектрометра.

К данному типу относится спектрометр малогабаритный FLAME-T-XR1-ES заводской номер: FLMT04347.

Общий вид спектрометра, схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначения мест нанесения маркировки представлены на рисунках 1 и 2.

По заявлению владельца спектрометра или лица, представившего его на поверку, на верхнюю панель спектрометра наносится знак поверки.

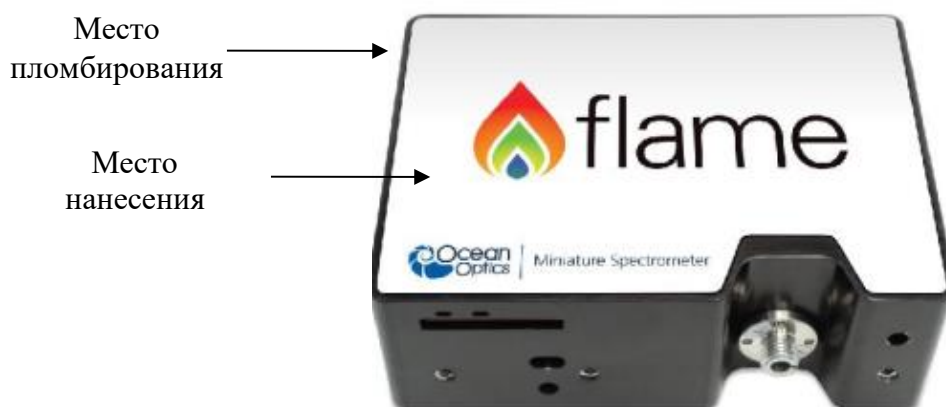


Рисунок 1 – Общий вид спектрометра, схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначения места нанесения знака поверки



Рисунок 2 – Обозначение места нанесения маркировки

Программное обеспечение

Программное обеспечение «OceanView» (далее – ПО), входящее в состав спектрометра, выполняет функции установки параметров измерений, сбора и отображения измерительной информации в цифровом виде на экране ПК.

ПО разделено на метрологически значимую часть, которая записана в памяти микроконтроллера спектрометра, и интерфейсную часть, которая запускается на ПК и служит для отображения, обработки и сохранения результатов измерений.

Метрологически значимая часть ПО защищена от несанкционированного доступа путем пломбирования в области крепежных винтов корпуса прибора.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	OceanView
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0.8
Цифровой идентификатор ПО	-
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики спектрометра

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений длин волн, нм	от 405 до 912
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений длин волн, нм	$\pm 0,4$
Разрешающая способность по шкале длин волн на длине волны 633 нм, не более	2

Таблица 3 – Основные технические характеристики спектрометра

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В; - частота переменного тока, Гц	от 208 до 242 от 49 до 51
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	90×64×35
Масса, кг, не более	0,3
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительной влажности воздуха, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 20 до 80 от 96 до 104

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации спектрометра печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Спектрометр малогабаритный FLAME-T-XR1-ES	-	1 шт.
Сфера интегрирующая FOIS-1	-	1 шт.
Соединительный кабель USB	-	1 шт.
Источник питания LED-PS-NIST	-	1 шт.
Кабель оптический P400-2-VIS-NIR	-	1 шт.
Персональный компьютер	-	по запросу
CD-диск с программным обеспечением	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе (раздел «Эксплуатация» Руководства по эксплуатации спектрометра).

Нормативные документы, устанавливающие требования к спектрометру FLAME-T-XR1-ES

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 05.12.19 № 2862 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений длины и времени распространения сигнала в световоде, средней мощности, ослабления и длины волны оптического излучения для волоконно-оптических систем связи и передачи информации

Изготовитель

«Ocean Optics Inc.», США
Адрес: 176 Anderson Avenue, Suite F304 Rochester, NY 14607, США
Телефон: +1 727-733-2447
E-mail: info@oceaninsight.com
Web-сайт: <https://www.oceaninsight.com>

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт оптико-физических измерений»

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, 46
Телефон: +7 (495) 437-56-33
Факс: +7 (495) 437-31-47
Web-сайт: www.vniiofi.ru
E-mail: vniiofi@vniiofi.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИОФИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30003-2014 от 23.06.2014г.

