

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 870

Регистрационный № 85170-22

Лист № 1
Всего листов 30

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Курской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента..

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Программное обеспечение

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ							
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ			
1	2	3		4	5	6			
1	ПС 110 кВ Конарево, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _т =0,2S К _{тт} =100/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				B	ТБМО-110 УХЛ1				
				C	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	К _т =0,2 К _{тн} =110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
		Счетчик	К _т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
		2	ПС 110 кВ Конарево, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _т =0,2S К _{тт} =100/1 №23256-05			A	ТБМО-110 УХЛ1
								B	ТБМО-110 УХЛ1
C	ТБМО-110 УХЛ1								
ТН	К _т =0,2 К _{тн} =110000/√3/100/√3 №24218-13			A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	К _т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04			СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Конарево, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.4, Ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №8913-82	A	ТВК-10	RTU-327 Пер.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТВК-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	EA05RL-P2B-3					
4	ПС 110 кВ Конарево, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №8913-82	A	ТВК-10		
				B	-		
				C	ТВК-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	EA05RL-P2B-3					
5	ПС 110 кВ Конарево, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.19, Ф.5 10 кВ Водозабор	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №8913-82	A	ТВК-10		
				B	-		
				C	ТВК-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	EA05RL-P2B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Конарево, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-1	ТТ	К _Т =0,5	А	ТВК-10	RTU-327 Пер.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
			К _{ТТ} =100/5 №8913-82	В	-		
				С	ТВК-10		
		ТН	К _Т =0,2	А	НАМИ-10		
			К _{ТН} =10000/100 №11094-87	В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
7	ПС 110 кВ Конарево, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.8, Ф.4 10 кВ Водозабор	ТТ	К _Т =0,5	А	ТВК-10		
			К _{ТТ} =200/5 №8913-82	В	-		
				С	ТВК-10		
		ТН	К _Т =0,2	А	НАМИ-10		
			К _{ТН} =10000/100 №11094-87	В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
8	ПС 110 кВ Конарево, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 3, КЛ 10 кВ ФСН-3 Сейм	ТТ	К _Т =0,5	А	ТВК-10		
			К _{ТТ} =200/5 №8913-82	В	-		
				С	ТВК-10		
		ТН	К _Т =0,2	А	НАМИ-10		
			К _{ТН} =10000/100 №11094-87	В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Полевая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Полевая-Ржава с отпайкой на ПС Возрождение	ТТ	К _T =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Per.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12 Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _T =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _T =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
10	ПС 110 кВ Полевая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Сеймская-Полевая	ТТ	К _T =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _T =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _T =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
11	ПС 110 кВ Полевая, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. ВФ-1-10, ВЛ 10 кВ ЦРП-1	ТТ	К _T =0,2S К _{ТТ} =400/5 №25433-07	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _T =0,5 К _{ТН} =10000/100 №16687-97	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	К _T =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Полевая, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =75/5 №814-53	А	ТПФМУ-10	RTU-327 Per.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12 Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПФМУ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3					
13	ПС 110 кВ Полевая, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. ВФ-2-10, ВЛ 10 кВ ЦРП-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3					
14	ПС 110 кВ Полевая, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =75/5 №814-53	А	ТПФМУ-10		
				В	-		
				С	ТПФМУ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Солнцево, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Солнцево - Шумаково	ТТ	К _T =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Per.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12 Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _T =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _T =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4W					
16	ПС 110 кВ Солнцево, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Ржава - Солнцево с отпайкой на ПС Солнцево Возрождение	ТТ	К _T =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _T =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _T =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4W					
17	ПС 110 кВ Солнцево, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. ВФ-2- 10, ВЛ 10 кВ ЦРП-2	ТТ	К _T =0,2S К _{ТТ} =400/5 №25433-06	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _T =0,2 К _{ТН} =10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	К _T =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Солнцево, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №814-53	А	ТПФМ-10	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчи	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3					
19	ПС 110 кВ Солнцево, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №814-53	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =10000/100 №51198-12	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3					
20	ПС 110 кВ Солнцево, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. ВФ-1- 10, ВЛ 10 кВ ЦРП-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =10000/100 №51198-12	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Ржава, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №23256-05	А	ТБМО-110-УХЛ1	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчи	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
22	ПС 110 кВ Ржава, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
23	ПС 110 кВ Ржава, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. ВФ-2-10, ВЛ 10 кВ ЦРП-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05РАL-Р4В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Ржава, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчи	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-P4B-3					
25	ПС 110 кВ Ржава, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-P4B-3					
26	ПС 110 кВ Ржава, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. ВФ-1-10, ВЛ 10 кВ ФСН-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
27	ПС 110 кВ Возы, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =50/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчи	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
28	ПС 110 кВ Возы, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =50/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
29	ПС 110 кВ Возы, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.6 Завод ВЗСМ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №814-53	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
30	ПС 110 кВ Возы, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.2 комбинат Дубки	ТТ	Кт=0,5 Ктт=50/5 №1276-59, 2363-68	A	ТЛП-10	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчи	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
31	ПС 110 кВ Возы, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.4 ЦРП поселка Возы (вв.1)	ТТ	Кт=0,5 Ктт=400/5 №9143-83	A	ТЛК-10		
				B	-		
				C	ТЛК-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-P1B-3					
32	ПС 110 кВ Возы, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.3 ЦРП поселка Возы (вв.2)	ТТ	Кт=0,5 Ктт=400/5 №30709-11	A	ТЛП-10		
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Вязы, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.1 Завод ВЗСМ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №30709-11	А	ТЛП-10	RTU-327 Пер.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛП-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчи	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
34	ПС 110 кВ Поныри, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
35	ПС 110 кВ Поныри, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Поньри, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.1 ТП Маяк	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Пер.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчи	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					
37	ПС 110 кВ Поньри, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.3 поселок Поньри	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					
38	ПС 110 кВ Поньри, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.2 ТП Маяк	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Поньри, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф. Станция	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =75/5 №1276-59	А	-	RTU-327 Per.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12 Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14
				В	ТПЛ-10		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчи	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
40	ПС 110 кВ Свобода, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
41	ПС 110 кВ Свобода, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03, 24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
42	ПС 110 кВ Свобода, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.3 10 кВ ввод №1 ЦРП Нефтебаза	ТТ	Кт=0,5 Ктт=300/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчи	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
43	ПС 110 кВ Свобода, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.2 10 кВ ввод №2 ЦРП Нефтебаза	ТТ	Кт=0,5 Ктт=300/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-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-P1B-3					
44	ПС 110 кВ Свобода, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Фидер А	ТТ	Кт=0,5 Ктт=50/5 №1276-59	A	-		
				B	ТПЛ-10		
				C	ТПЛ-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-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
45	ПС 110 кВ Свобода, ОРУ 35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Ф. №1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №3690-73	А	ТФЗМ-35А-У1	RTU-327 Пер.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТФН-35М		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
Счетчи	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					
46	ПС 35 кВ Курск тяговая, ОРУ 35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Садовая - Курск тяговая №1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №37491-08	А	STSM-38		
				В	STSM-38		
				С	STSM-38		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №37493-08	А	NTSM-38		
				В	NTSM-38		
				С	NTSM-38		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
47	ПС 35 кВ Курск тяговая, ОРУ 35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Садовая - Курск тяговая №2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №37491-08, 10573-09, 37491-08	А	STSM-38		
				В	ТЛК-35		
				С	STSM-38		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №37493-08	А	NTSM-38		
				В	NTSM-38		
				С	NTSM-38		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
48	ПС 35 кВ Курск тяговая, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф. Станционный	ТТ	Кт=0,5	А	ТЛК-10-6	RTU-327 Пер.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
			Ктт=75/5 №9143-01	В	-		
			Кт=0,5	С	ТЛК-10-6		
		ТН	Кт=0,5	А	ЗНОЛ.06		
			Ктн=10000/100 №3344-72	В	ЗНОЛ.06		
			Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	С	ЗНОЛ.06		
Счетчи	EA05RL-P1B-3						
49	ПС 35 кВ Курск тяговая, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф. ПЭ	ТТ	Кт=0,5	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
			Ктт=50/5 №1276-59	В	-		
			Кт=0,5	С	ТПЛ-10		
		ТН	Кт=0,5	А	ЗНОЛ.06		
			Ктн=10000/100 №3344-72	В	ЗНОЛ.06		
			Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	EA05RL-P1B-3						
50	ПС 35 кВ Курск тяговая, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Фидер А	ТТ	Кт=0,5	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
			Ктт=75/5 №1276-59	В	-		
			Кт=0,5	С	ТПЛ-10		
		ТН	Кт=0,5	А	НОМ-10-66		
			Ктн=10000/100 №4947-75	В	НОМ-10-66		
			Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	С	НОМ-10-66		
Счетчик	EA05RL-P1B-3						

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
51	ПС 110 кВ Ржава, ОРУ 35 кВ, 2 СШ 35 кВ, Ф.2 Семзавод (Сах.Завод им.Кипова)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №3689-73	A	ТФНД-35М	RTU-327 Пер.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТФНД-35М		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчи	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3					
52	ПС 110 кВ Ржава, ОРУ 35 кВ, 2 СШ 35 кВ, Ф.4 Кривецкий сах.завод (Сухое молоко)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №3690-73	A	ТФН-35М		
				B	-		
				C	ТФН-35М		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3					
53	ПС 110 кВ Ржава, ОРУ 35 кВ, 1 СШ 35 кВ, Ф.1 Нива	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1		
				B	-		
				C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
54	ПС 110 кВ Ржава, ОРУ 35 кВ, 1 СШ 35 кВ, Ф.3 Пристенъ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №3690-73	А	ТФЗМ-35А-У1	RTU-327 Пер.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
Счетчи	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3					
55	ПС 110 кВ Ржава, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110кВ Александровка - Ржава	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
56	ПС 110 кВ Ржава ОРУ 110 кВ, ВЛ 110кВ Прохоровка - Ржава	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
57	ПС 110 кВ Ржава, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110кВ Ржава-Солнцево с отп. на ПС Возрождение	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчи	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
58	ПС 110 кВ Ржава, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110кВ Полевая-Ржава с отп. на ПС Возрождение	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
59	ПС 110 кВ Ржава, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110кВ Ржава-Обянь	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
60	ПС 110 кВ Ржава, ОРУ 110 кВ, ОВ 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер.№19495-03, 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

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

3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.

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

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1,2,9,10,15,16,21,22,27, 28,34,35,40,41, 55-60	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
3-8,18,19,24,25	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
11,13	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
12,14,29-33,36-39, 42-45,48-54	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
17,20,23,26	Активная	0,8	2,6
	Реактивная	1,3	4,0
46,47	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{ном} \cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.</p>			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ <p>температура окружающей среды, °C:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83 	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87</p> <p>от +21 до +25</p> <p>от +21 до +25 от +18 до +22</p>

Продолжение таблицы 6

1	2
<p>Условия эксплуатации: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г 	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0</p> <p>от -40 до +35 от -40 до +60 от 0 до +75 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики электроэнергии Альфа А1800:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>электросчетчики СЭТ.4ТМ.03:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>электросчетчики СЭТ.4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>УСПД RTU-327:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>УСПД ЭКОМ-3000:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 	<p>120000 72</p> <p>50000 72</p> <p>90000 72</p> <p>140000 72</p> <p>40000 24</p> <p>100000 24</p> <p>0,99 1</p>

Продолжение таблицы 6

1	2
<p>Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p>	45
<p>ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее</p>	45
<p>ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	60 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	17 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	5 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35М	3 шт.
Трансформаторы тока	STSM-38	5 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК-10-6	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	5 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	14 шт.
Трансформаторы тока	ТЛП-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПФМУ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТВК-10	12 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК-35	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НОМ-10-66	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	9 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	48 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3 шт.
Трансформаторы напряжения	NTSM-38	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	2 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	40 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	17 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	2 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.214.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 Курской области», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

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

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 7706284124

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

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (982) 282-82-82

Факс: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

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

