

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 29 » _____ мая 2023 г. № 1092

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообла- датель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавлива- емая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверж- дения акта испыта- ний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ «Елецкая»	-	002	69030-17	-	МП 206.1-034-2016	-	РТ-МП-338-500-2023	-	06.04.2023	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ НПС-9	-	032	75784-19	-	МП 048-2019	-	РТ-МП-88-500-2023	-	04.04.2023	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва

3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 500 кВ «Очаково»	-	27	78154-20	-	МП 014-2020	-	РТ-МП-86-500-2023	-	07.04.2023	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МП «ГЭС»	-	001	79443-20	-	МП 039-2020	-	МИ 3000-2022	-	24.04.2023	Общество с ограниченной ответственностью «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд» (ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»), г. Екатеринбург	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Аткарская»	-	001	80632-20	-	МП 070-2020	-	МП 206.1-015-2023	-	05.04.2023	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФГБУ ВНИИМС», г. Москва
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Придонская	-	186	81453-21	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	РТ-МП-21-500-2021	-	РТ-МП-345-500-2023	-	12.04.2023	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва

7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Пахра (III этап)	-	1039	86361-22	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»), г. Москва	МП СМО-1105-2022	-	РТ-МП-151-500-2023	-	14.04. 2023	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Чесноковская	-	1-01	87306-22	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»), г. Москва	РТ-МП-766-500-2022	-	РТ-МП-355-500-2023	-	14.04. 2023	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» мая 2023 г. № 1092

Регистрационный № 75784-19

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ НПС-9

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ НПС-9 (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 сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - 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 линиям связи.

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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 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 на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 032. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на 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. Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I цепь с отпайкой на ПС НПС-8	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 61432-15	ЗНОГ кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 II цепь с отпайкой на ПС НПС-8	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 61432-15	ЗНОГ кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ВЛ 220 кВ Пеледуй - НПС-9 №1	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 61432-15	ЗНОГ кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
4	ВЛ 220 кВ Пеледуй - НПС-9 №2	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 61432-15	ЗНОГ кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
5	220 Т-1	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 61432-15	ЗНОГ кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
6	220 Т-2	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 61432-15	ЗНОГ кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	220 УШР-1	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S К _{тт} = 150/5 рег. № 61432-15	ЗНОГ кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКМ-3000 рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
8	220 УШР-2	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S К _{тт} = 150/5 рег. № 61432-15	ЗНОГ кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
9	220 СВ	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S К _{тт} = 200/5 рег. № 61432-15	ЗНОГ кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
10	ШП-10 Т-1	ТОЛ кл.т. 0,5S К _{тт} = 2500/5 рег. № 47959-16	НАМИ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 60002-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
11	ШП-10 Т-2	ТОЛ кл.т. 0,5S К _{тт} = 2500/5 рег. № 47959-16	НАМИ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 60002-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
12	0,4 ТСН-1	ТТН кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
13	0,4 ТСН-2	ТТН кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
14	ВРУ-0,4	ТШП кл.т. 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 64182-16	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, 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 – 9 (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
10, 11 (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
12, 13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
14 (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
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 – 9 (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
10, 11 (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
12, 13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0
14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	2,4	1,3	1,0

Продолжение таблицы 3

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	2	3	4	5	6
1 – 9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,0	1,5	1,2	1,2
10, 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,1	1,1
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,1	2,3	2,3
12, 13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	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	1,9	1,9
14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,5	1,2
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
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 – 9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
10, 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,3	3,0	2,4	2,4
	0,5	2,8	2,1	1,9	1,9
12, 13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,1	2,8	2,2	2,2
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,6	2,7	2,2
	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
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 0 до +40 от 0 до +40 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 ЭКОМ-3000: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 100000 10000
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 титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТОГФ (П)	27 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ	6 шт.
Трансформатор тока	ТТН	6 шт.
Трансформатор тока	ТШП	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОГ	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	14 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	3916-15-ВСМН-ВСТО-ИЭП.9-09.211 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) ПС 220 кВ НПС-9». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 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 «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, с. 3, эт. 4, помещ. I, ком. № 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info.spetcenergo@gmail.com

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

в части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»

(ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Аткарская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Аткарская» (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 сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), 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 линиям связи.

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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более, чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 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 на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 001. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ, приведены 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)	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 измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ И К	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ЗРУ-10 кВ, 1СШ-10 кВ, ячейка № 15, КВЛ 10 кВ МЭЗ-1	ТОЛ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег.№ 47959-16	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег.№ 831-69	A1805RALX- P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 31857-11	TK16L рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ЗРУ-10 кВ, 2СШ-10 кВ, ячейка № 42, КВЛ 10 кВ МЭЗ-2	ТОЛ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег.№ 47959-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн=10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	A1805RALX- P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 31857-11		

Примечания

1. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, 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	3	4	5	6
1–2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3

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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 (10) \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1–2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,5	1,9	1,5	1,5
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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1–2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,2	1,9	1,9
	0,5	5,1	3,4	2,7	2,7
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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 (10) \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1–2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,8	5,1	4,2	3,7	3,7
	0,5	3,9	3,5	3,4	3,4
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 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 на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - средняя наработка на отказ, ч, не менее УССВ ИВК комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 10000
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 - при отключенном питании, лет, не менее	45 3
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	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТОЛ-10	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3
Счетчик электрической энергии	Альфа А1800	2
Устройство сбора и передачи данных	TK16L	1
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	СТВ-01	1
Формуляр	20.2020-312508-ЭП-АИИСКУЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Аткарская», аттестованной ФГБУ «ВНИИМС», регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311787.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А

Телефон: 8 (495) 710-93-33

Факс: 8 (495) 710-96-55

Испытательный центр

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

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

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: gd.spetsenergo@gmail.com

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

В части вносимых изменений

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

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» мая 2023 г. № 1092

Регистрационный № 78154-20

Лист № 1
Всего листов 43

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 500 кВ «Очаково»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 500 кВ «Очаково» (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 сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - 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 линиям связи.

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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 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 на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 27. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на 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.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) 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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ						
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, рег. № СИ			Обозначение, тип		УСПД	УССВ ИВК
1	2	3			4		5	6
1	КВЛ 500 кВ ТЭЦ-26-Очаково	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CB3-780	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12	
				B	JK ELK CB3-780			
				C	JK ELK CB3-780			
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 500000/√3/100/√3 рег. № 28006-04	A	SU 550/B4 STL			
				B	SU 550/B4 STL			
				C	SU 550/B4 STL			
		Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800				
2	КВЛ 500 кВ ТЭЦ-25-Очаково №7 (КВЛ 500 кВ ТЭЦ-25-Очаково VII)	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CB3-780	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12	
				B	JK ELK CB3-780			
				C	JK ELK CB3-780			
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 500000/√3/100/√3 рег. № 28006-04	A	SU 550/B4 STL			
				B	SU 550/B4 STL			
				C	SU 550/B4 STL			
		Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800				
6	КВЛ 500 Резерв	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CB3-780	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12	
				B	JK ELK CB3-780			
				C	JK ELK CB3-780			
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 500000/√3/100/√3 рег. № 28006-04	A	SU 550/B4 STL			
				B	SU 550/B4 STL			
				C	SU 550/B4 STL			
		Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
16	КЛ 220 кВ Очаково- Магистральная №2	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CN14-840	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	JK ELK CN14-840		
				C	JK ELK CN14-840		
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 33111-06	A	STE 1/245		
				B	STE 1/245		
				C	STE 1/245		
		Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			
17	КЛ 220 кВ Очаково- Никулино №2	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CN14-840	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	JK ELK CN14-840		
				C	JK ELK CN14-840		
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 33111-06	A	STE 1/245		
				B	STE 1/245		
				C	STE 1/245		
		Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			
18	КЛ 220 кВ Очаково- Мневники №2	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CN14-840	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	JK ELK CN14-840		
				C	JK ELK CN14-840		
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 33111-06	A	STE 1/245		
				B	STE 1/245		
				C	STE 1/245		
		Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			
19	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25- Очаково №3 (КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25-Очаково III) (1 сек. 220 кВ)	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CN14-840	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	JK ELK CN14-840		
				C	JK ELK CN14-840		
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 33111-06	A	STE 1/245		
				B	STE 1/245		
				C	STE 1/245		
		Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
20	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25-Очаково №3 (КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25-Очаково III) (3 сек. 220 кВ)	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CN14-840	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	JK ELK CN14-840		
				C	JK ELK CN14-840		
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 33111-06	A	STE 1/245		
				B	STE 1/245		
				C	STE 1/245		
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
21	КВЛ 220 кВ Очаково-Красногорская	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CN14-840	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	JK ELK CN14-840		
				C	JK ELK CN14-840		
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 33111-06	A	STE 1/245		
				B	STE 1/245		
				C	STE 1/245		
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
22	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25-Очаково №4 (КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25-Очаково IV) (1 сек. 220 кВ)	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CN14-840	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	JK ELK CN14-840		
				C	JK ELK CN14-840		
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 33111-06	A	STE 1/245		
				B	STE 1/245		
				C	STE 1/245		
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
23	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25-Очаково №4 (КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25-Очаково IV) (3 сек. 220 кВ)	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CN14-840	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	JK ELK CN14-840		
				C	JK ELK CN14-840		
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 33111-06	A	STE 1/245		
				B	STE 1/245		
				C	STE 1/245		
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
24	КВЛ 220 кВ Очаково-Говорово II цепь	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CN14-840	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	JK ELK CN14-840		
				C	JK ELK CN14-840		
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 33111-06	A	STE 1/245		
				B	STE 1/245		
				C	STE 1/245		
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
25	КВЛ 220 кВ Очаково-Матвеевская II цепь	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CN14-840	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	JK ELK CN14-840		
				C	JK ELK CN14-840		
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 33111-06	A	STE 1/245		
				B	STE 1/245		
				C	STE 1/245		
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
27	КВЛ 220 кВ Очаково-Матвеевская I цепь	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CN14-840	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	JK ELK CN14-840		
				C	JK ELK CN14-840		
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 33111-06	A	STE 1/245		
				B	STE 1/245		
				C	STE 1/245		
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
28	КВЛ 220 кВ Очаково-Подушкино	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CN14-840	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	JK ELK CN14-840		
				C	JK ELK CN14-840		
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 33111-06	A	STE 1/245		
				B	STE 1/245		
				C	STE 1/245		
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
29	КВЛ 220 кВ Коньково-Очаково (2 сек. 220 кВ)	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CN14-840	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	JK ELK CN14-840		
				C	JK ELK CN14-840		
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 33111-06	A	STE 1/245		
				B	STE 1/245		
				C	STE 1/245		
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
30	КВЛ 220 кВ Коньково-Очаково (4 сек. 220 кВ)	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CN14-840	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	JK ELK CN14-840		
				C	JK ELK CN14-840		
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 33111-06	A	STE 1/245		
				B	STE 1/245		
				C	STE 1/245		
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
31	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25-Очаково №5 (КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25-Очаково V) (2 сек. 220 кВ)	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CN14-840	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	JK ELK CN14-840		
				C	JK ELK CN14-840		
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 33111-06	A	STE 1/245		
				B	STE 1/245		
				C	STE 1/245		
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
32	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25-Очаково №5 (КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25-Очаково V) (4 сек. 220 кВ)	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CN14-840	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	JK ELK CN14-840		
				C	JK ELK CN14-840		
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 33111-06	A	STE 1/245		
				B	STE 1/245		
				C	STE 1/245		
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
33	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25-Очаково №6 (КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25-Очаково VI) (2 сек. 220 кВ)	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CN14-840	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	JK ELK CN14-840		
				C	JK ELK CN14-840		
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 33111-06	A	STE 1/245		
				B	STE 1/245		
				C	STE 1/245		
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
34	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25-Очаково №6 (КВЛ 220 кВ ТЭЦ-25-Очаково VI) (4 сек. 220 кВ)	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CN14-840	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	JK ELK CN14-840		
				C	JK ELK CN14-840		
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 33111-06	A	STE 1/245		
				B	STE 1/245		
				C	STE 1/245		
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
36	КВЛ 220 кВ Очаково-Говорово I цепь	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CN14-840	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	JK ELK CN14-840		
				C	JK ELK CN14-840		
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 33111-06	A	STE 1/245		
				B	STE 1/245		
				C	STE 1/245		
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
37	КЛ 220 кВ Очаково-Магистральная №1	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CN14-840	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	JK ELK CN14-840		
				C	JK ELK CN14-840		
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 33111-06	A	STE 1/245		
				B	STE 1/245		
				C	STE 1/245		
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
38	КЛ 220 кВ Очаково- Никулино №1	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CN14-840	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	JK ELK CN14-840		
				C	JK ELK CN14-840		
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 33111-06	A	STE 1/245		
				B	STE 1/245		
				C	STE 1/245		
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
40	КЛ 220 кВ Очаково- Мневники №1	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 76662-19	A	JK ELK CN14-840	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	JK ELK CN14-840		
				C	JK ELK CN14-840		
		ТН	Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 33111-06	A	STE 1/245		
				B	STE 1/245		
				C	STE 1/245		
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
57	КВЛ 110 кВ Очаково- Медведевская I цепь	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	A	ELK-CT0 L	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	ELK-CT0 L		
				C	ELK-CT0 L		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 33110-06	A	STE 3/123		
				B			
				C			
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
58	КВЛ 110 кВ Очаково- Теплый Стан	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	A	ELK-CT0 L	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	ELK-CT0 L		
				C	ELK-CT0 L		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 33110-06	A	STE 3/123		
				B			
				C			
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
59	КВЛ 110 кВ Очаково-Медведевская II цепь	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	A	ELK-CT0 L	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	ELK-CT0 L		
				C	ELK-CT0 L		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 33110-06	A	STE 3/123		
				B			
				C			
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
60	КВЛ 110 кВ Очаково-Ходынка с отпайкой на ПС Шелепиха	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	A	ELK-CT0 L	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	ELK-CT0 L		
				C	ELK-CT0 L		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 33110-06	A	STE 3/123		
				B			
				C			
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
61	КЛ 110 кВ ТЭЦ-25-Очаково №1 с отпайкой на Т-60Р1 (КЛ 110 кВ ТЭЦ-25-Очаково I с отпайкой) (4 сек. 110 кВ)	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	A	ELK-CT0 L	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	ELK-CT0 L		
				C	ELK-CT0 L		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 33110-06	A	STE 3/123		
				B			
				C			
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
62	КЛ 110 кВ ТЭЦ-25-Очаково №1 с отпайкой на Т-60Р1 (КЛ 110 кВ ТЭЦ-25-Очаково I с отпайкой) (1 сек. 110 кВ)	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	A	ELK-CT0 L	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	ELK-CT0 L		
				C	ELK-CT0 L		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 33110-06	A	STE 3/123		
				B			
				C			
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
63	КВЛ 110 кВ Очаково-Фили	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	A	ELK-CT0 L	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	ELK-CT0 L		
				C	ELK-CT0 L		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 33110-06	A	STE 3/123		
B							
C							
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
64	КВЛ 110 кВ МГУ-Очаково I цепь с отпайкой на ПС Ломоносово	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	A	ELK-CT0 L	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	ELK-CT0 L		
				C	ELK-CT0 L		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 33110-06	A	STE 3/123		
B							
C							
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
65	КВЛ 110 кВ МГУ-Очаково II цепь с отпайкой на ПС Ломоносово	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	A	ELK-CT0 L	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	ELK-CT0 L		
				C	ELK-CT0 L		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 33110-06	A	STE 3/123		
B							
C							
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
66	КЛ 110 кВ Очаково-Мазилово №1	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	A	ELK-CT0 L	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	ELK-CT0 L		
				C	ELK-CT0 L		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 33110-06	A	STE 3/123		
B							
C							
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
67	КЛ 110 кВ Очаково-Мазилово №2	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	A	ELK-CT0 L	RTU-325H рег. № 44626-10	CTB-01 рег. № 49933-12
				B	ELK-CT0 L		
				C	ELK-CT0 L		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 33110-06	A	STE 3/123		
B							
C							
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
68	КВЛ 110 кВ Очаково-Новокунцево I цепь	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	A	ELK-CT0 L	RTU-325H рег. № 44626-10	CTB-01 рег. № 49933-12
				B	ELK-CT0 L		
				C	ELK-CT0 L		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 33110-06	A	STE 3/123		
B							
C							
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
69	КВЛ 110 кВ Очаково-Новокунцево II цепь	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	A	ELK-CT0 L	RTU-325H рег. № 44626-10	CTB-01 рег. № 49933-12
				B	ELK-CT0 L		
				C	ELK-CT0 L		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 33110-06	A	STE 3/123		
B							
C							
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
70	КЛ 110 кВ ТЭЦ-25-Очаково №2 с отпайкой на Т-60Р2 (КЛ 110 кВ ТЭЦ- 25-Очаково II с отпайкой) (2 сек. 110 кВ)	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	A	ELK-CT0 L	RTU-325H рег. № 44626-10	CTB-01 рег. № 49933-12
				B	ELK-CT0 L		
				C	ELK-CT0 L		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 33110-06	A	STE 3/123		
B							
C							
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
71	КЛ 110 кВ ТЭЦ-25-Очаково №2 с отпайкой на Т-60Р2 (КЛ 110 кВ ТЭЦ- 25- Очаково II с отпайкой) (5 сек. 110 кВ)	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	A	ELK-CT0 L	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	ELK-CT0 L		
				C	ELK-CT0 L		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 33110-06	A	STE 3/123		
B							
C							
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
72	КВЛ 110 кВ Очаково- Вернадская I цепь	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	A	ELK-CT0 L	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	ELK-CT0 L		
				C	ELK-CT0 L		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 33110-06	A	STE 3/123		
B							
C							
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
73	КВЛ 110 кВ Очаково- Вернадская II цепь	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	A	ELK-CT0 L	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	ELK-CT0 L		
				C	ELK-CT0 L		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 33110-06	A	STE 3/123		
B							
C							
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
74	КВЛ 110 кВ Очаково- Немчиновка I цепь	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	A	ELK-CT0 L	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	ELK-CT0 L		
				C	ELK-CT0 L		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 33110-06	A	STE 3/123		
B							
C							
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
75	КВЛ 110 кВ Очаково- Немчиновка II цепь	ТТ	Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 33113-06	A	ELK-CT0 L	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	ELK-CT0 L		
				C	ELK-CT0 L		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 33110-06	A	STE 3/123		
				B			
				C			
		Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			
88	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 102, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			
89	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 103, КЛ 10 кВ "Стим Капитал-1"	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			
90	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 104, 18127 альфа	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
91	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 105, 16042 бета	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
92	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 106, 14071 альфа	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
93	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 107, 16177 альфа + бета	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
95	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 109, 16146	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
96	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 110, 16169 альфа	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
97	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 112, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
98	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 113, 18121	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
99	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 114, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
101	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 202, 14034	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			
102	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 203, 16041 бета	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			
103	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 204, 20041 альфа	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			
104	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 205, 14071 бета	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
105	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 206, 16041 альфа	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
106	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 207, 18116 бета	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
107	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 208, 16179 альфа	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
108	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 209, 18118 альфа	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
109	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 210, 26164 альфа	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,2S/0,5 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
110	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 212, КЛ 10 кВ Западные ворота-2	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
111	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 213, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
114	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 302, КЛ 10 кВ Энерго ТЭК 1	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
115	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 303, 19110 альфа+бета	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			
116	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 304, 18116 альфа	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			
117	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 306, 18118 бета	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			
118	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 307, 21107	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
119	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 308, 18127 бета	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
120	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 309, 20159	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
121	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 310, 20041 бета	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
122	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 311, КЛ 10 кВ Западные ворота-1	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
123	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 312, 16049 альфа+бета	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
124	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 313, 26164 бета	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
127	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 402, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
128	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 403, КЛ 10 кВ Энерго ТЭК 2	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
129	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 404, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
130	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 406, 16179 гамма+дельта	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
132	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 408, 20156	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
133	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 409, 26149	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
134	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 410, КЛ 10 кВ "Стим Капитал-2"	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			
135	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 411, 16178 альфа+бета	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			
136	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 412, 16042 альфа	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			
137	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 413, КЛ 10 кВ "ЭЦН"	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
138	ЗРУ №1 10 кВ, яч. 414, 16169 бета	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			
140	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 502, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			
141	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 503, КЛ 20 кВ Каскад-Энергосеть 1	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			
142	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 504, КЛ 20 кВ "Монарх Центр 1"	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
143	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 505, КЛ 20 кВ Энергии Технологии 1	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
144	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 506, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
145	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 507, КЛ 20 кВ "Вест-Парк 1"	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
146	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 509, КЛ 20 кВ «Заречье 1»	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
147	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 510, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
149	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 602, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
150	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 603, КЛ 20 кВ Каскад-Энергосеть 2	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
151	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 604, КЛ 20 кВ "Монарх Центр 2"	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
152	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 605, КЛ 20 кВ Энергии Технологии 2	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
153	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 606, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
154	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 607, КЛ 20 кВ "Вест-Парк 2"	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
155	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 609, КЛ 20 кВ "Заречье 2"	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
156	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 610, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
158	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 702, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
159	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 703, КЛ 20 кВ "ЭНКА ТЦ 1"	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
160	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 705, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
161	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 706, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
162	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 707, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
163	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 708, КЛ 20 кВ "West-Плаза 1"	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
164	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 709, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 2000/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
165	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 710, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
166	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 711, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
168	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 802, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
169	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 803, КЛ 20 кВ "ЭНКА ТЦ 2"	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
170	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 805, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
171	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 806, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
172	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 807, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
173	ЗРУ №2 20 кВ, яч.808, КЛ 20 кВ "West-Плаза 2"	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
174	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 809, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 2000/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
175	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 810, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
176	ЗРУ №2 20 кВ, яч. 811, Резерв	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 28402-04	A	GIS-24	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	GIS-24		
				C	GIS-24		
		ТН	Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-06	Альфа А1800					
192	КЛ-0,4 кВ ККМ №44 (резервный)	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 47959-11	A	ТОП-0,66	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	ТОП-0,66		
				C	ТОП-0,66		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-11	Альфа А1800					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
193	КЛ-0,4 кВ ККМ №44 (основной)	ТТ	Кл.т. 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 47959-11	A	ТОП-0,66	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	ТОП-0,66		
				C	ТОП-0,66		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-11	Альфа А1800			
194	КЛ-0,4 кВ ККМ №42 (основной)	ТТ	Кл.т. 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 47959-11	A	ТОП-0,66	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	ТОП-0,66		
				C	ТОП-0,66		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-11	Альфа А1800			
195	КЛ 0,4 кВ СГЭП 1	ТТ	Кл.т. 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 71031-18	A	Т-0,66 У3	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	Т-0,66 У3		
				C	Т-0,66 У3		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-11	Альфа А1800			
196	КЛ 0,4 кВ СГЭП 2	ТТ	Кл.т. 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 71031-18	A	Т-0,66 У3	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
				B	Т-0,66 У3		
				C	Т-0,66 У3		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
		Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 Ксч = 1 рег. № 31857-11	Альфа А1800			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
197	КЛ 0,4 кВ Обогрев ЛАЗА эл печи	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 71031-18	A	T-0,66 У3	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	T-0,66 У3		
				C	T-0,66 У3		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 рег. № 31857-11	Альфа А1800					
198	КЛ 0,4 кВ АСУ 1	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 71031-18	A	T-0,66 У3	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	T-0,66 У3		
				C	T-0,66 У3		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 рег. № 31857-11	Альфа А1800					
199	КЛ 0,4 кВ АСУ 2	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 28139-12	A	ТТИ-А	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	ТТИ-А		
				C	ТТИ-А		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 рег. № 31857-11	Альфа А1800					
200	КЛ 0,4 кВ РДП	ТТ	Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 71031-18	A	T-0,66 У3	RTU-325H рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
				B	T-0,66 У3		
				C	T-0,66 У3		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
Счетчик	Кл.т. 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 рег. № 31857-11	Альфа А1800					

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, 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, 2, 6, 16 - 25, 27 – 34, 36 – 38, 40 (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
57 – 75 (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
88 – 93, 95 – 99, 101 – 108, 110, 111, 114 – 124, 127 – 130, 132 – 138, 140 – 147, 149 – 156, 158 – 163, 165, 166, 168 – 173, 175, 176 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
109 (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
164, 174 (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
192 – 200 (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
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, 2, 6, 16 - 25, 27 – 34, 36 – 38, 40 (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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
57 – 75 (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
88 – 93, 95 – 99, 101 – 108, 110, 111, 114 – 124, 127 – 130, 132 – 138, 140 – 147, 149 – 156, 158 – 163, 165, 166, 168 – 173, 175, 176 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,9	2,9	2,1	2,1
	0,5	3,2	2,1	1,6	1,5
109 (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
164, 174 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,7	2,6	2,1
	0,5	-	2,9	1,8	1,5
192 – 200 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,6	1,7	1,3	1,3
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	2	3	4	5	6
1, 2, 6, 16 - 25, 27 – 34, 36 – 38, 40 (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
57 – 75 (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
88 – 93, 95 – 99, 101 – 108, 110, 111, 114 – 124, 127 – 130, 132 – 138, 140 – 147, 149 – 156, 158 – 163, 165, 166, 168 – 173, 175, 176 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,1	3,4	2,6	2,6
109 (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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
164, 174 (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
192 – 200 (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
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	2	3	4	5	6
1, 2, 6, 16 - 25, 27 – 34, 36 – 38, 40 (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
57 – 75 (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
88 – 93, 95 – 99, 101 – 108, 110, 111, 114 – 124, 127 – 130, 132 – 138, 140 – 147, 149 – 156, 158 – 163, 165, 166, 168 – 173, 175, 176 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	6,0	3,6	2,6	2,4
	0,5	4,3	2,8	2,1	2,0
109 (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
164, 174 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	5,1	3,0	2,4
	0,5	-	3,4	2,2	2,0
192 – 200 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,4	3,3	3,3
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
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
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 Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325H: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 10000
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 титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	JK ELK CB3-780	9 шт.
Трансформатор тока	JK ELK CN14-840	66 шт.
Трансформатор тока	ELK-CT0 L	57 шт.
Трансформатор тока	GIS-24	234 шт.
Трансформатор тока	ТОП-0,66	9 шт.
Трансформатор тока	T-0,66 У3	15 шт.
Трансформатор тока	ТТИ-А	3 шт.
Трансформатор напряжения	SU 550/B4 STL	9 шт.
Трансформатор напряжения	STE 1/245	12 шт.
Трансформатор напряжения	STE 3/123	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	24 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	131 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325H	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	ФЭМ-18-27.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 подстанции 500 кВ «Очаково». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 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 «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, с. 3, эт. 4, помещ. I, комн. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com

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

в части вносимых изменений

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д.31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» мая 2023 г. № 1092

Регистрационный № 86361-22

Лист № 1
Всего листов 20

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Пахра (III этап)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Пахра (III этап) (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 сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - 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 линиям связи.

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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 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 на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 1039. Заводской номер указывается в паспорт-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в паспорт-формуляре на 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.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) 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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 500 кВ Пахра, КРУЭ 110 кВ, яч. 4, КВЛ 110 кВ Пахра-Тураево с отпайками	СТІГ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 72857-18	JSQXFH-110 кл.т. 0,5 К _{ТН} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16 JSQXFH-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ПС 500 кВ Пахра, КРУЭ 110 кВ, яч. 8, КВЛ 110 кВ Пахра-Новодомодедово I цепь	СТІГ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 72857-18	JSQXFH-110 кл.т. 0,5 К _{ТН} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16 JSQXFH-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
3	ПС 500 кВ Пахра, КРУЭ 110 кВ, яч. 10, КВЛ 110 кВ Тишково-Пахра с отпайкой на ПС Транспортная	СТІГ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 72857-18	JSQXFH-110 кл.т. 0,5 К _{ТН} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16 JSQXFH-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ПС 500 кВ Пахра, КРУЭ 110 кВ, яч. 5, КВЛ 110 кВ Пахра- Яковлево	СТIG-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 72857-18	JSQXFH-110 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16 JSQXFH-110 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
5	ПС 500 кВ Пахра, КРУЭ 110 кВ, яч. 9, КВЛ 110 кВ Пахра- Новодомодедово II цепь	СТIG-110 кл.т. 0,2S Ктт = 1200/1 рег. № 72857-18	JSQXFH-110 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16 JSQXFH-110 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
6	ПС 500 кВ Пахра, КРУЭ 110 кВ, яч. 11, КВЛ 110 кВ Барыбино-Пахра с отпайкой на ПС Санаторная	СТIG-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 72857-18	JSQXFH-110 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16 JSQXFH-110 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
7	ПС 500 кВ Пахра, КРУЭ 110 кВ, яч. 15, КВЛ 110 кВ Пахра- Подольск I цепь	СТIG-110 кл.т. 0,2S Ктт = 1200/1 рег. № 72857-18	JSQXFH-110 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16 JSQXFH-110 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
8	ПС 500 кВ Пахра, КРУЭ 110 кВ, яч. 17, КВЛ 110 кВ Пахра- Сырово	СТIG-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 72857-18	JSQXFH-110 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16 JSQXFH-110 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	ПС 500 кВ Пахра, КРУЭ 110 кВ, яч. 19, КВЛ 110 кВ Пахра- Расторгуево	СТIG-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/1 рег. № 72857-18	JSQXFH-110 кл.т. 0,5 К _{ТН} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16 JSQXFH-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
10	ПС 500 кВ Пахра, КРУЭ 110 кВ, яч. 24, КВЛ 110 кВ Пахра- Апаренки с отпайками	СТIG-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 рег. № 72857-18	JSQXFH-110 кл.т. 0,5 К _{ТН} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16 JSQXFH-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
11	ПС 500 кВ Пахра, КРУЭ 110 кВ, яч. 25, КВЛ 110 кВ Пахра- Садовая I цепь	СТIG-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 250/1 рег. № 72857-18	JSQXFH-110 кл.т. 0,5 К _{ТН} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16 JSQXFH-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
12	ПС 500 кВ Пахра, КРУЭ 110 кВ, яч. 16, КВЛ 110 кВ Пахра- Подольск II цепь с отпайкой на Новоцементная	СТIG-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 рег. № 72857-18	JSQXFH-110 кл.т. 0,5 К _{ТН} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16 JSQXFH-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
13	ПС 500 кВ Пахра, КРУЭ 110 кВ, яч. 18, КВЛ 110 кВ Пахра- Грач	СТIG-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 рег. № 72857-18	JSQXFH-110 кл.т. 0,5 К _{ТН} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16 JSQXFH-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 65524-16	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ПС 500 кВ Пахра, КРУЭ 110 кВ, яч. 20, КВЛ 110 кВ Пахра- Видное	СТІГ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 72857-18	JSQXFH-110 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 65524-16 JSQXFH-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 65524-16	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
15	ПС 500 кВ Пахра, КРУЭ 110 кВ, яч. 23, КВЛ 110 кВ Пахра- Борисово с отпайками	СТІГ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 72857-18	JSQXFH-110 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 65524-16 JSQXFH-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 65524-16	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
16	ПС 500 кВ Пахра, КРУЭ 110 кВ, яч. 26, КВЛ 110 кВ Пахра- Садовая II цепь	СТІГ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 250/1 рег. № 72857-18	JSQXFH-110 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 65524-16 JSQXFH-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 65524-16	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
17	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 105, КЛ 10 кВ №105 АО "Мособлэнерго"	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
18	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 106	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
19	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 107	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
20	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 108	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
21	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 109	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
22	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 111, КЛ 10 кВ №111 АО "Мособлэнерго"	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
23	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 112, Фидер 5 ООО Финанс учет	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
24	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 113 Фид. 113 ООО Вертикаль	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
25	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 114, КЛ 10 кВ №114 ООО "Финанс Учет"	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
26	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 202, КЛ 10 кВ №202 ООО "Финанс Учет"	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
27	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 203, КЛ 10 кВ № 203 АО "Мособлэнерго"	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
28	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 205	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
29	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 206, Фид. 206 ООО Вертикаль	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
30	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 207	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
31	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 208	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
32	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 209	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
33	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 210	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
34	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 211	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
35	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 213, КЛ 10 кВ №213 МУП "Электросеть"	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
36	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 305, Фидер 305 БКТП	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
37	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 306, КЛ 10 кВ №306 ООО "Мейл.РУ"	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
38	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 307, Фидер 307 База СПП	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
39	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 308, Фидер 308 База СПП	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
40	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 309	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
41	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 310	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
42	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 311, Фид. 311 ООО Вертикаль	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
43	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 312	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
44	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 313, КЛ 10 кВ №313 ООО Вертикаль	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
45	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 314, КЛ 10 кВ №314 ООО "Финанс Учет"	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
46	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 402, КЛ 10 кВ №402 ООО Вертикаль	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
47	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 403, КЛ 10 кВ №403 ПС Садовая	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
48	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 404, КЛ 10 кВ №404 ООО "Финанс Учет"	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
49	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 405, Фид. 405 ООО Вертикаль	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
50	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 406	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
51	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 407	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
52	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 408	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
53	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 409	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
54	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 410, КЛ 10 кВ № 410 ООО "Мейл.РУ"	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
55	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, яч. 411, Фид. 411 БКТП 10/0,4	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
56	ВЛ 500 кВ Пахра - ТЭЦ-26	СТIG-500 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 72857-18	ETH-500 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 59981-18 JDQXFH-500 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 65526-16	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
57	ВЛ 220 кВ Пахра - Ступино	СТIG-220 кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 1200/1 рег. № 72857-18	SVR-20 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 55492-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
58	ВЛ 220 кВ Пахра - Борисово	СТIG-220 кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 1200/1 рег. № 72857-18	SVR-20 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 55492-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
59	ВЛ 220 кВ Пахра - Стекольная	СТIG-220 кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 1200/1 рег. № 72857-18	SVR-20 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 55492-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
60	ВЛ 220 кВ Пахра - Мячково	СТIG-220 кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 1200/1 рег. № 72857-18	SVR-20 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 55492-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
61	ВЛ 220 кВ Пахра - Чагино	СТIG-220 кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 1200/1 рег. № 72857-18	SVR-20 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 55492-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
62	ВЛ 220 кВ Пахра - Лесная	СТIG-220 кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 1200/1 рег. № 72857-18	SVR-20 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 55492-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
63	СН 10 кВ (яч.103)	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 69604-17	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		
64	КЛ 0,4 кВ - Мегафон осн.	ТТ-В кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 60939-15	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		
65	КЛ 0,4 кВ - Мегафон рез.	ТТ-В кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 60939-15	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
66	КЛ 0,4 кВ - Насосная 1	ТТ-А кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 60939-15	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
67	КЛ 0,4 кВ - Насосная 2	ТТЕ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 73808-19	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, 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 – 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
56 (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
17 – 55, 63 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
57 – 62 (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
64 (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
65 – 67 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
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 – 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
56 (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
17 – 55, 63 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,5	1,5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
57 – 62 (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
64 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,6	1,7	1,3	1,3
65 – 67 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	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	2	3	4	5	6
1 – 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
56 (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
17 – 55, 63 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,1	3,4	2,6	2,6
57 – 62 (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
64 (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
65 – 67 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9

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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 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
56 (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
17 – 55, 63 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,1	4,1	3,7	3,7
	0,5	4,0	3,5	3,3	3,3
57 – 62 (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
64 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,4	3,3	3,3
65 – 67 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	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 $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - 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

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 Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка до отказа, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 10000
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 титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	СТIG-110	48 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	120 шт.
Трансформатор тока	СТIG-500	3 шт.
Трансформатор тока	СТIG-220	18 шт.
Трансформатор тока	ТТ-В	6 шт.
Трансформатор тока	ТТ-А	3 шт.
Трансформатор тока	ТТЕ	3 шт.
Трансформатор напряжения	JSQXFH-110	20 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	12 шт.
Трансформатор напряжения	ETH-500 УХЛ1	3 шт.
Трансформатор напряжения	JDQXFH-500	3 шт.
Трансформатор напряжения	SVR-20	18 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	67 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1039 ПФ	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) ПС 500 кВ Пахра (III этап)». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 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

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

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.

в части вносимых изменений

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

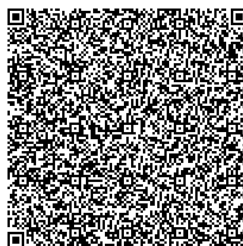
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» мая 2023 г. № 1092

Регистрационный № 69030-17

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ «Елецкая»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ «Елецкая» (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), счетчик активной и реактивной электроэнергии (счетчик), 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 сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - 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 линиям связи.

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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчика с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 002. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на 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.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) 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

Таблица 3 - 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 счетчика электроэнергии	от 99 до 101 от 2 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, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 2 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +35 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-325: - средняя наработка до отказа, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 100000 10000
Глубина хранения информации счетчик 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 счетчика и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;

- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчике электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	AGU	3 шт.
Трансформатор напряжения	VCU	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	51039067.001.АИИС.ПС	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) ПС 500 кВ «Елецкая»». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоСетьСервис» (ООО «ЭСС»)
ИНН 7743122548
Адрес: 125315, г. Москва, Ленинградский пр-кт, д.80, к.66, ком. 43
Телефон: +7 (903) 248-11-45
E-mail: info@eneses.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научноисследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: +7 (495) 437-55-77
Факс: +7 (495) 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

в части вносимых изменений:

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» мая 2023 г. № 1092

Регистрационный № 87306-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Чесноковская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Чесноковская (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), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВКЭ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - 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 линиям связи.

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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

УССВ ИВКЭ выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 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 на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 1-01. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на 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.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) 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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВКЭ УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 35 кВ Чесноковская - Санниковская с отпайкой на ПС База СВЭС (ВЛ ЧС-301)	ТЛК-35 кл.т. 0,5S Ктт = 500/5 рег. № 47959-16	ТНР 7 кл.т. 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 81615-21	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	СИКОН С50 рег. № 28523-05	УСВ-2 рег. № 41681-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 35 кВ Чесноковская - Санниковская с отпайкой на ПС База СВЭС (ВЛ ЧС-302)	ТЛК-35 кл.т. 0,5S Ктт = 500/5 рег. № 47959-16	ТНР 7 кл.т. 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 81615-21	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		
3	ВЛ 110 кВ Опорная - Чесноковская I цепь с отпайкой на ПС Береговая (ВЛ ОЧ-91)	VIS WI кл.т. 0,2S Ктт = 750/5 рег. № 37750-08	НДКМ-110 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 38002-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		
4	ВЛ 110 кВ Опорная – Чесноковская II цепь с отпайкой на ПС Береговая (ВЛ ОЧ-92)	VIS WI кл.т. 0,2S Ктт = 750/5 рег. № 37750-08	НДКМ-110 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 38002-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		
5	ВЛ 110 кВ Химпром - Чесноковская с отпайкой на ПС Алтайская (ВЛ ХЧ-9)	VIS WI кл.т. 0,2S Ктт = 750/5 рег. № 37750-08	НДКМ-110 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 38002-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ВЛ 110 кВ Чесноковская - Новоалтайская с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ ЧН-23)	ТВГ-110 кл.т. 0,2 К _{тт} = 400/5 рег. № 22440-07	НДКМ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 38002-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	СИКОН С50 рег. № 28523-05	УСВ-2 рег. № 41681-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
7	ВЛ 110 кВ Чесноковская - Новоалтайская с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ ЧН-24)	VIS WI кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/5 рег. № 37750-08	НДКМ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 38002-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		
8	ВЛ 110 кВ Чесноковская - Первомайская с отпайками (ВЛ ЧП-159)	VIS WI кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/5 рег. № 37750-08	НДКМ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 38002-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		
9	ВЛ 110 кВ Чесноковская - Первомайская с отпайками (ВЛ ЧП-30)	VIS WI кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/5 рег. № 37750-08	НДКМ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 38002-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		
10	ВЛ 110 кВ Алтай - Чесноковская с отпайкой на ПС Алтайская (ВЛ АЧ-8)	VIS WI кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/5 рег. № 37750-08	НДКМ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 38002-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		
11	В-110 АТ-1	VIS WI кл.т. 0,2S К _{тт} = 1000/5 рег. № 37750-08	НДКМ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 38002-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		
12	В-110 АТ-2	VIS WI кл.т. 0,2S К _{тт} = 1000/5 рег. № 37750-08	НДКМ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 38002-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		
13	ВЛ 35 кВ Чесноковская - Черемшанская с отпайками (ВЛ ЧЧ-335)	ТЛК-35 кл.т. 0,5S К _{тт} = 100/5 рег. № 10573-09	ТJP 7 кл.т. 0,5 К _{тн} = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 81615-21	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		
14	ВЛ 35 кВ Чесноковская - Правда (ВЛ ЧП-336)	ТЛК-35 кл.т. 0,5S К _{тт} = 100/5 рег. № 10573-09	ТJP 7 кл.т. 0,5 К _{тн} = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 81615-21	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	ВЛ 35 кВ Чесноковская-АВЗ с отпайкой на ПС ЖБИ (ВЛ ЧА-317)	ТЛК-35 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 10573-09	ТJP 7 кл.т. 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 81615-21	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	СИКОН С50 рег. № 28523-05	УСВ-2 рег. № 41681-10
16	ВЛ 35 кВ Чесноковская-АВЗ с отпайкой на ПС ЖБИ (ВЛ ЧА-318)	ТЛК-35 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 10573-09	ТJP 7 кл.т. 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 81615-21	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		СТВ-01 рег. № 49933-12

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, 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, 2, 13 – 16 (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
3 – 5, 7 – 12 (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
6 (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
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, 13 – 16 (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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
3 – 5, 7 – 12 (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
6 (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
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, 2, 13 – 16 (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
3 – 5, 7 – 12 (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
6 (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
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, 2, 13 – 16 (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
3 – 5, 7 – 12 (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
6 (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
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 электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) 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, 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 СЭТ-4ТМ.03М: - средняя наработка до отказа, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД СИКОН С50: - средняя наработка на отказ, ч устройство синхронизации времени УСВ-2: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	140000 72 70000 35000 10000
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 титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	VIS WI	27 шт.
Трансформатор тока встроенный	ТВГ-110	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛК-35	18 шт.
Трансформатор напряжения	ТНР 7	6 шт.
Трансформатор напряжения	НДКМ-110	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	16 шт.
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С50	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	2032-ИОС1.4 ПФ	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 Чесноковская». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

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

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» мая 2023 г. № 1092

Регистрационный № 81453-21

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Придонская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Придонская (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 сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - 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 линиям связи.

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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 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 на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 186. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на 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.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) 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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 220 кВ Лиски - Придонская № 1 с отпайкой на ПС Цементник	IOSK 245 кл.т. 0,2S К _{тт} = 1000/1 рег. № 26510-09	ТЕМР 245 кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ТК16L рег. № 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Лиски - Придонская № 2 с отпайкой на ПС Цементник	IOSK 245 кл.т. 0,2S К _{тт} = 1000/1 рег. № 26510-09	ТЕМР 245 кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ВЛ 110 кВ Придонская - Азотная №1 (ВЛ 110 кВ Азотная-1)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
4	ВЛ 110 кВ Придонская - Азотная №2 (ВЛ 110 кВ Азотная-2)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
5	ВЛ 110 кВ Придонская - Кислотная №1 (ВЛ 110 кВ Кислотная-1)	ТФНД-110М II кл.т. 0,5 К _{тт} = 750/1 рег. № 64839-16	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ВЛ 110 кВ Придонская - Кислотная №2 (ВЛ 110 кВ Кислотная-2)	ТФНД-110М II кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 750/1 рег. № 64839-16	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ТК16L рег. № 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	ВЛ 110 кВ Придонская - Старая Калитва №1 (ВЛ 110 кВ Старая Калитва-1)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
8	ВЛ 110 кВ Придонская - Казинка с отпайкой на ПС Старая Калитва (ВЛ 110 кВ Старая Калитва-2)	ТФНД-110М II кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 750/1 рег. № 64839-16	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
9	ВЛ 110 кВ Придонская - Павловск-4 №1 (ВЛ 110 кВ Павловская-1)	ТФНД-110М II кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 750/1 рег. № 64839-16	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
10	ВЛ 110 кВ Придонская - Павловск-4 №2 (ВЛ 110 кВ Павловская-2)	ТФНД-110М II кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 750/1 рег. № 64839-16	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
11	ВЛ 110 кВ Придонская - Подгорное-тяговая с отпайкой на ПС Подгоренский цементзавод (ВЛ 110 кВ Придонская - Подгорное-тяговая)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
12	ВЛ 110 кВ Придонская - Евдаково-тяговая с отпайкой на ПС Подгоренский цементзавод (ВЛ 110 кВ Придонская - Евдаково)	ТФНД-110М II кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 750/1 рег. № 64839-16	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
13	ВЛ 110 кВ Придонская - Бугаевка с отпайкой на ПС Подгорное- Районная (ВЛ 110 кВ Бугаевка)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ВЛ 110 кВ Придонская - Россошь №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Россошь-1)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ТК16L рег. № 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
15	ВЛ 110 кВ Придонская - Россошь №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Россошь-2)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
16	ВЛ 110 кВ Придонская - Подгорное-районная (ВЛ 110 кВ Подгорное районная)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
17	ВЛ 110 кВ Придонская - Райновская-тяговая №1 (ВЛ 110 кВ Райновская-1)	ТФНД-110М II кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 750/1 рег. № 64839-16	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
18	ВЛ 110 кВ Придонская - Райновская-тяговая №2 с отпайкой на ПС НС-8 (ВЛ 110 кВ Райновская-2)	ТФНД-110М II кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 750/1 рег. № 64839-16	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
19	ВЛ 110 кВ Придонская - Зориновка-тяговая с отпайкой на ПС Кантемировка	ТФНД-110М II кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 750/1 рег. № 64839-16	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
20	ВЛ 110 кВ Придонская - Журавка-тяговая	ТФНД-110М II кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 750/1 рег. № 64839-16	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
21	ВЛ 110 кВ Придонская - Новая Калитва с отпайкой на ПС НС-8 (ВЛ 110 кВ Придонская - Новая Калитва)	ТФНД-110М II кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 750/1 рег. № 64839-16	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
22	КВЛ 110 кВ Придонская - Сергеевка-тяговая 1 цепь	TG 145N кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 30489-09	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07	CTB-01 рег. № 49933-12
23	КВЛ 110 кВ Придонская - Сергеевка-тяговая 2 цепь	TG 145N кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 30489-09	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
24	ОВ-110-1 кВ	ТФНД-110М II кл.т. 0,5 К _{тт} = 1500/1 рег. № 64839-16	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
25	ОВ-110-2 кВ	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 1500/1 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
26	Ввод 0,4 кВ РТСН (ВЛ-10 кВ Придонская - ПТФ «Восток-Агро» (ВЛ-3-10 кВ)	ТК-20 кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 1407-60	-	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, 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, 7, 11, 13 – 16, 22, 23, 25 (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, 6, 8 – 10, 12, 17 – 21, 24 (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
26 (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
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, 7, 11, 13 – 16, 22, 23, 25 (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
5, 6, 8 – 10, 12, 17 – 21, 24 (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
26 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	2,5	1,3	1,0

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	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 – 4, 7, 11, 13 – 16, 22, 23, 25 (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, 6, 8 – 10, 12, 17 – 21, 24 (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
26 (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
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 – 4, 7, 11, 13 – 16, 22, 23, 25 (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
5, 6, 8 – 10, 12, 17 – 21, 24 (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
26 (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 активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
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(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 счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - средняя наработка до отказа, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 90000 72 70000 72 55000 10000
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 титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	IOSK 245	6 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	27 шт.
Трансформатор тока	ТФНД-110М II	36 шт.
Трансформатор тока	TG 145N	6 шт.
Трансформатор тока	ТК-20	3 шт.
Трансформатор напряжения	ТЕМР 245	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110	12 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	22 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	TK16L	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ПТР.Ц06.186.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 Придонская». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, с. 5, эт. 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Web-сайт: www.ackye.ru

E-mail: caudit@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 пр-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» мая 2023 г. № 1092

Регистрационный № 79443-20

Лист № 1
Всего листов 26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МП «ГЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МП «ГЭС» (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, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и 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 – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа ЭКОМ-3000, каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) МП «ГЭС», включает в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД), устройство синхронизации времени (далее – УСВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), сервер, обеспечивающий работу системы обеспечения единого времени АО «Россети Тюмень» Нефтеюганские электрические сети (далее – ССОЕВ). В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из:

- трёх уровней на ПС 110/10 кВ «Ханты-Мансийская», ПС 110/10 кВ «Пойма», ПС 110/10 кВ «АБЗ», ПС 110/10 кВ «Авангард», ПС 110/10 кВ «Самарово», ПС 110/10 кВ «Западная»;

- двух уровней на ПС 110/35/10 кВ «ГИБДД».

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.

Для ПС 110/10 кВ «Ханты-Мансийская», ПС 110/10 кВ «Пойма», ПС 110/10 кВ «АБЗ», ПС 110/10 кВ «Авангард», ПС 110/10 кВ «Самарово», ПС 110/10 кВ «Западная» 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 ИВК МП «ГЭС», а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. На ИВК МП «ГЭС» выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Для ПС 110/35/10 кВ «ГИБДД» цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на ИВК МП «ГЭС», где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от ИВК МП «ГЭС» с помощью электронной почты.

Передача информации, в программно-аппаратный комплекс АО «АТС», осуществляется от ИВК МП «ГЭС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), включающую в себя две подсистемы:

1. Подсистема, обеспечивающая: коррекцию времени приборов учёта на ПС 110/35/10 кВ «ГИБДД», ПС 110/10 кВ «Самарово», ПС 110/10 кВ «Западная»; коррекцию системного времени УСПД на ПС 110/10 кВ «Самарово», ПС 110/10 кВ «Западная», ПС 110/10 кВ «Ханты-Мансийская», ПС 110/10 кВ «Авангард», ПС 110/10 кВ «Пойма», ПС 110/10 кВ «АБЗ» (далее – СОЕВ № 1).

СОЕВ № 1 оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени глобальных навигационных спутниковых систем (ГЛОНАСС/GPS). УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД МП «ГЭС». Коррекция часов сервера БД МП «ГЭС» проводится при расхождении со временем УСВ более чем на ± 1 с.

УСПД (Рег № 17049-04, Рег № 17049-09), принадлежащие МП «ГЭС», синхронизируются от сервера БД МП «ГЭС». Коррекция часов УСПД МП «ГЭС» проводится при расхождении часов этих УСПД и сервера МП «ГЭС» более чем на ± 1 с.

Часы счетчиков ПС 110/10 кВ «Самарово», ПС 110/10 кВ «Западная» синхронизируются от часов УСПД МП «ГЭС» с периодичностью 1 раз в 30 минут. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД МП «ГЭС» более чем на ± 2 с. Часы счетчиков ПС 110/35/10 кВ «ГИБДД» синхронизируются от часов сервера БД МП «ГЭС» с периодичностью 1 раз в 30 минут. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД МП «ГЭС» более чем на ± 2 с.

2. Подсистема, обеспечивающая: коррекцию времени приборов учёта на ПС 110/10 кВ «Ханты-Мансийская», ПС 110/10 кВ «Авангард», ПС 110/10 кВ «Пойма», ПС 110/10 кВ «АБЗ»; коррекцию времени УСПД на ПС 110/10 кВ «Пойма», ПС 110/10 кВ «АБЗ» (далее – СОЕВ № 2).

СОЕВ № 2 оснащена сервером ССОЕВ АО «Россети Тюмень» Нефтяганские электрические сети, который синхронизируется от УСПД (Рег № 17049-14), принадлежащего АО «Россети Тюмень» Нефтяганские электрические сети. В состав УСПД (Рег № 17049-14) входит приемник сигналов точного времени глобальных навигационных спутниковых систем (ГЛОНАСС/GPS), от которого УСПД автоматически и непрерывно синхронизируется. Коррекция часов сервера БД АО «Россети Тюмень» Нефтяганские электрические сети проводится при расхождении более чем на ± 1 с со временем УСПД.

УСПД (Рег № 17049-09), принадлежащее АО «Россети Тюмень» Нефтяганские электрические сети синхронизируется от сервера БД АО «Россети Тюмень» Нефтяганские электрические сети. Коррекция часов УСПД (Рег № 17049-09) АО «Россети Тюмень» Нефтяганские электрические сети проводится при расхождении часов этого УСПД и сервера БД АО «Россети Тюмень» Нефтяганские электрические сети более чем на ± 1 с.

На подстанциях ПС 110/10 кВ «Ханты-Мансийская», ПС 110/10 кВ «Авангард» часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД АО «Россети Тюмень» Нефтяганские электрические сети с периодичностью 1 раз в 30 минут. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД АО «Россети Тюмень» Нефтяганские электрические сети более чем на ± 2 с. На подстанции ПС 110/10 кВ «Пойма», часы счетчиков синхронизируются от УСПД (Рег № 17049-09) АО «Россети Тюмень» Нефтяганские электрические сети с периодичностью 1 раз в 30 минут. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД (Рег № 17049-09) АО «Россети Тюмень» Нефтяганские электрические сети более чем на ± 2 с. На подстанции ПС 110/10 кВ «АБЗ» часы счетчиков синхронизируются от УСПД (Рег № 17049-14) АО «Россети Тюмень» Нефтяганские электрические сети с периодичностью 1 раз в 30 минут. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД (Рег № 17049-14) АО «Россети Тюмень» Нефтяганские электрические сети более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера БД 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.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе сервера ИВК МП «ГЭС», типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в формуляре. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ: 001.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» 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	Сервер/УСВ/УСПД		Границы основной погрешности (δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/10 кВ «Ханты-Мансийская», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №5	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	HP ProLiant DL380 G7, HP ProLiant DL380p Gen8 / УСВ-3 Рег. № 64242-16 / ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная	±0,9	±2,9
						реактивная	±2,4	±4,5
2	ПС 110/10 кВ «Ханты-Мансийская», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №9	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,9	±2,9
						реактивная	±2,4	±4,5
3	ПС 110/10 кВ «Ханты-Мансийская», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №11	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,9	±2,9
						реактивная	±2,4	±4,5
4	ПС 110/10 кВ «Ханты-Мансийская», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №6	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,9	±2,9
						реактивная	±2,4	±4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110/10 кВ «Ханты-Мансийская», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №8	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	HP ProLiant DL380 G7, HP ProLiant DL380p Gen8 / УСВ-3 Рег. № 64242-16 / ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная	±0,9	±2,9
						реактивная	±2,4	±4,5
6	ПС 110/10 кВ «Ханты-Мансийская», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №18	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,9	±2,9
						реактивная	±2,4	±4,5
7	ПС 110/10 кВ «Ханты-Мансийская», ЗРУ-10 кВ 3С, яч №25	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 7069-79	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
8	ПС 110/10 кВ «Ханты-Мансийская», ЗРУ-10 кВ 3С, яч №31	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 7069-79	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
9	ПС 110/10 кВ «Ханты-Мансийская», ЗРУ-10 кВ 4С, яч №26	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 7069-79	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
10	ПС 110/10 кВ «Ханты-Мансийская», ЗРУ-10 кВ 4С, яч №34	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 7069-79	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ПС 110/10 кВ «Ханты-Мансийская», ЗРУ-10 кВ 4С, яч №38	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 7069-79	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	HP ProLiant DL380 G7, HP ProLiant DL380p Gen8 / УСВ-3 Рег. № 64242-16 / ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
12	ПС 110/10 кВ «Ханты-Мансийская», ЗРУ-10 кВ 4С, яч №36	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 7069-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
13	ПС 110/10 кВ «Ханты-Мансийская», ЗРУ-10 кВ 3С, яч №37	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 7069-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
14	ПС 110/10 кВ «Пойма» ЗРУ-10 кВ 1С, яч №3	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	HP ProLiant DL380 G7, HP ProLiant DL380p Gen8 / УСВ-3 Рег. № 64242-16 / ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
15	ПС 110/10 кВ «Пойма» ЗРУ-10 кВ 2С, яч №4	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
16	ПС 110/10 кВ «Пойма» ЗРУ-10 кВ 1С, яч №5	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
17	ПС 110/10 кВ «Пойма» ЗРУ-10 кВ 2С, яч №8	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	ПС 110/10 кВ «Пойма» ЗРУ-10 кВ 3С, яч №35	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	HP ProLiant DL380 G7, HP ProLiant DL380p Gen8 / УСВ-3 Рег. № 64242-16 / ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
19	ПС 110/10 кВ «Пойма» ЗРУ-10 кВ 1С, яч №11	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
20	ПС 110/10 кВ «Пойма» ЗРУ-10 кВ 1С, яч №17	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
21	ПС 110/10 кВ «Пойма» ЗРУ-10 кВ 1С, яч №19	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
22	ПС 110/10 кВ «Пойма» ЗРУ-10 кВ 2С, яч №20	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
23	ПС 110/10 кВ «Пойма» ЗРУ-10 кВ 2С, яч №22	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
24	ПС 110/10 кВ «Пойма» ЗРУ-10 кВ 3С, яч №27	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	ПС 110/10 кВ «Пойма» ЗРУ-10 кВ 4С, яч №28	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	HP ProLiant DL380 G7, HP ProLiant DL380p Gen8 / УСВ-3 Рег. № 64242-16 / ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
26	ПС 110/10 кВ «Пойма» ЗРУ-10 кВ 4С, яч №30	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
27	ПС 110/10 кВ «Пойма» ЗРУ-10 кВ 4С, яч №34	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
28	ПС 110/10 кВ «Пойма» ЗРУ-10 кВ 4С, яч №36	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
29	ПС 110/10 кВ «Пойма» ЗРУ-10 кВ 3С, яч №37	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
30	ПС 110/10 кВ «Пойма» ЗРУ-10 кВ 4С, яч №38	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
31	ПС 110/10 кВ «Пойма» ЗРУ-10 кВ 3С, яч №39	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 51623-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
32	ПС 110/10 кВ «Пойма» ЗРУ-10 кВ 4С, яч №40	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	HP ProLiant DL380 G7, HP ProLiant DL380p Gen8 / УСВ-3 Рег. № 64242-16 / ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
33	ПС 110/10 кВ «Пойма» ЗРУ-10 кВ 3С, яч №47	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
34	ПС 110/10 кВ «АБЗ», ЗРУ-10 кВ 3С, яч №47	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	HP ProLiant DL380 G7, HP ProLiant DL380p Gen8 / УСВ-3 Рег. № 64242-16 / ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
35	ПС 110/10 кВ «АБЗ» ЗРУ-10 кВ 3С, яч №43	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 51623-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
36	ПС 110/10 кВ «АБЗ» ЗРУ-10 кВ 3С, яч №37	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 32139-06 (ф. А, С); Рег. № 32139-11 (ф. В)	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
37	ПС 110/10 кВ «АБЗ» ЗРУ-10 кВ 3С, яч №35	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
38	ПС 110/10 кВ «АБЗ» ЗРУ-10 кВ 3С, яч №27	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	HP ProLiant DL380 G7, HP ProLiant DL380p Gen8 / УСВ-3 Рег. № 64242-16 / ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
39	ПС 110/10 кВ «АБЗ» ЗРУ-10 кВ 1С, яч №23	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
40	ПС 110/10 кВ «АБЗ» ЗРУ-10 кВ 1С, яч №21	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 51623-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
41	ПС 110/10 кВ «АБЗ» ЗРУ-10 кВ 4С, яч №28	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 51623-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
42	ПС 110/10 кВ «АБЗ» ЗРУ-10 кВ 1С, яч №19	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
43	ПС 110/10 кВ «АБЗ» ЗРУ-10 кВ 1С, яч №5	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
44	ПС 110/10 кВ «АБЗ» ЗРУ-10 кВ 1С, яч №3	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
45	ПС 110/10 кВ «АБЗ» ЗРУ-10 кВ 4С, яч №34	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 32139-11 (ф. А, С) ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 51623-12 (ф. В)	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	HP ProLiant DL380 G7, HP ProLiant DL380p Gen8 / УСВ-3 Рег. № 64242-16 / ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
46	ПС 110/10 кВ «АБЗ» ЗРУ-10 кВ 4С, яч №44	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
47	ПС 110/10 кВ «АБЗ» ЗРУ-10 кВ 4С, яч №46	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
48	ПС 110/10 кВ «АБЗ» ЗРУ-10 кВ 4С, яч №48	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
49	ПС 110/10 кВ «АБЗ» ЗРУ-10 кВ 2С, яч №4	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
50	ПС 110/10 кВ «АБЗ» ЗРУ-10 кВ 2С, яч №10	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
51	ПС 110/10 кВ «АБЗ» ЗРУ-10 кВ 2С, яч №18	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 51623-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	HP ProLiant DL380 G7, HP ProLiant DL380p Gen8	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
52	ПС 110/10 кВ «АБЗ» ЗРУ-10 кВ 2С, яч №20	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
53	ПС 110/10 кВ «АБЗ» ЗРУ-10 кВ 2С, яч №22	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
54	ПС 110/10 кВ «Ханты- Мансийская», ЗРУ-10 кВ 4С, яч №30	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 7069-79	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	HP ProLiant DL380 G7, HP ProLiant DL380p Gen8	активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
55	ПС 110/10 кВ «Авангард», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №5	ASS 12-04 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 38861-08	VES 12-14 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 38860-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
56	ПС 110/10 кВ «Авангард», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №7	ASS 12-04 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 38861-08	VES 12-14 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 38860-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,6	±4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
57	ПС 110/10 кВ «Авангард», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №15	ASS 12-04 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 38861-08	VES 12-14 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 38860-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	HP ProLiant DL380 G7, HP ProLiant DL380p Gen8 / УСВ-3 Рег. № 64242-16 / ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,6	±4,5
58	ПС 110/10 кВ «Авангард», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №17	ASS 12-04 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 38861-08	VES 12-14 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 38860-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,6	±4,5
59	ПС 110/10 кВ «Авангард», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №19	ASS 12-04 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 38861-08	VES 12-14 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 38860-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,6	±4,5
60	ПС 110/10 кВ «Авангард», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №21	ASS 12-04 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 38861-08	VES 12-14 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 38860-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,6	±4,5
61	ПС 110/10 кВ «Авангард», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №6	ASS 12-04 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 38861-08	VES 12-14 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 38860-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,6	±4,5
62	ПС 110/10 кВ «Авангард», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №8	ASS 12-04 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 38861-08	VES 12-14 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 38860-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,6	±4,5
63	ПС 110/10 кВ «Авангард», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №16	ASS 12-04 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 38861-08	VES 12-14 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 38860-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,6	±4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
64	ПС 110/10 кВ «Авангард», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №18	ASS 12-04 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 38861-08	VES 12-14 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 38860-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	HP ProLiant DL380 G7, HP ProLiant DL380p Gen8 / УСВ-3 Рег. № 64242-16 / ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,6	±4,5
65	ПС 110/10 кВ «Авангард», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №20	ASS 12-04 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 38861-08	VES 12-14 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 38860-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
66	ПС 110/10 кВ «Авангард», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №22	ASS 12-04 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 38861-08	VES 12-14 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 38860-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,6	±4,5
67	ПС 110/10 кВ «Авангард», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №3	ASS 12-04 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 38861-08	VES 12-14 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 38860-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
68	ПС 110/10 кВ «Авангард», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №4	ASS 12-04 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 38861-08	VES 12-14 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 38860-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,6	±4,5
69	ПС 110/10 кВ «Самарово», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №3	ТЛК Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 42683-09	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	HP ProLiant DL380p Gen8 / УСВ-3 Рег. № 64242-16 / ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
70	ПС 110/10 кВ «Самарово», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №5	ТЛК10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
71	ПС 110/10 кВ «Самарово», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №7	ТЛК10-6 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	HP ProLiant DL380p Gen8 / УСВ-3 Рег. № 64242-16 / ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
72	ПС 110/10 кВ «Самарово», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №13	ТЛК10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
73	ПС 110/10 кВ «Самарово», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №17	ТЛК10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
74	ПС 110/10 кВ «Самарово», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №21	ТЛК Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 42683-09	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
75	ПС 110/10 кВ «Самарово», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №23	ТЛК10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
76	ПС 110/10 кВ «Самарово», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №25	ТЛК Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 42683-09	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
77	ПС 110/10 кВ «Самарово», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №4	ТЛК10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	HP ProLiant DL380p Gen8 / УСВ-3 Рег. № 64242-16 / ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
78	ПС 110/10 кВ «Самарово», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №6	ТЛК10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
79	ПС 110/10 кВ «Самарово», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №8	ТЛК10-6 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
80	ПС 110/10 кВ «Самарово», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №16	ТЛК10-6 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
81	ПС 110/10 кВ «Самарово», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №18	ТЛК Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 42683-09	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
82	ПС 110/10 кВ «Самарово», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №22	ТЛК Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 42683-09	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
83	ПС 110/10 кВ «Самарово», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №24	ТЛК10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
84	ПС 110/10 кВ «Самарово», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №26	ТЛК10-6 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	HP ProLiant DL380p Gen8 / UCB-3 Рег. № 64242-16 / ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
85	ПС 110/10 кВ «Западная», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №3	ТЛК-10 Кл. т. 0,2 Ктт 600/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±1,5
						реактивная	±1,8	±2,5
86	ПС 110/10 кВ «Западная», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №11	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
87	ПС 110/10 кВ «Западная», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №13	ТЛК10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
88	ПС 110/10 кВ «Западная», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №15	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
89	ПС 110/10 кВ «Западная», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №17	ТЛК10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
90	ПС 110/10 кВ «Западная», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №6	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 9143-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
91	ПС 110/10 кВ «Западная», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №8	ТЛК-10 Кл. т. 0,2 Ктт 600/5 Рег. № 9143-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	HP ProLiant DL380p Gen8 / UCB-3 Рег. № 64242-16 / ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная	±0,8	±1,5
						реактивная	±1,8	±2,5
92	ПС 110/10 кВ «Западная», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №10	ТЛК10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
93	ПС 110/10 кВ «Западная», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №12	ТЛК10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
94	ПС 110/10 кВ «Западная», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №14	ТЛК10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,9
						реактивная	±2,7	±4,6
95	ПС 110/10 кВ «Западная», ЗРУ-10 кВ 1С, яч №21	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 51623-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
96	ПС 110/10 кВ «Западная», ЗРУ-10 кВ 2С, яч №22	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 51623-12	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,6
97	ПС 110/35/10 кВ «ГИБДД», ЗРУ- 10 кВ 1С, яч №3	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 51623-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-02	A1805RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	HP ProLiant DL380p Gen8 / UCB-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
98	ПС 110/35/10 кВ «ГИБДД», ЗРУ- 10 кВ 2С, яч №12	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 51623-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-02	A1805RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	HP ProLiant DL380p Gen8 / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,5
99	ПС 110/10 кВ «Пойма», ЗРУ- 10 кВ 3С, яч №33	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	HP ProLiant DL380 G7, HP ProLiant DL380p Gen8 / УСВ-3 Рег. № 64242-16 / ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09, ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,6
100	ПС 110/10 кВ «Пойма», ЗРУ- 10 кВ 2С, яч №6	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,6
101	ПС 110 кВ Пойма, ЗРУ-10 кВ, яч.21, ф. Энергомост-1	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,6
102	ПС 110 кВ Пойма, ЗРУ-10 кВ, яч.24, ф. Энергомост-2	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7
103	ПС 110 кВ Пойма, ЗРУ-10 кВ, яч.49, ф. Энергомост-3	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7
104	ПС 110 кВ Пойма, ЗРУ-10 кВ, яч.50, ф. Энергомост-4	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	106
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C: при измерении активной энергии: для счётчиков, изготовленных по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94, ГОСТ 31819.22-2012 при измерении реактивной энергии: для счётчиков, изготовленных по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819-2012 для счётчиков, изготовленных по ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счётчиков, °C: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -60 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика СЭТ-4ТМ.03М для счетчика СЭТ-4ТМ.03М для счетчика СЭТ-4ТМ.03 для счетчика СЭТ-4ТМ.03М для счетчика А1805RALXQ-P4GB-DW-4 для счётчика А1802RALXQ-P4GB-DW-4 - среднее время восстановления работоспособности, ч 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 УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 140000 90000 220000 120000 120000 2 75000 2 70000 1 45000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, 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 Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 45 10 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 счетчика:
 - факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - факты 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 пропадаания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадаания 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 АИИС КУЭ:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;

- пропадание питания;
- замена счетчика;
- полученные с уровня ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (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

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ 10 (Рег.№ 7069-79)	24
Трансформатор тока	ТОЛ-10	4
Трансформатор тока	ТЛК-10	79
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10 (Рег.№ 32139-06)	29
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10 (Рег. № 32139-11)	26
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	26
Трансформатор тока	ASS 12-04	28
Трансформатор тока	ТЛК	10
Трансформатор тока	ТЛК10	24
Трансформатор тока	ТЛК10-6	8
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10 (Рег. № 16687-02)	4
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10 (Рег. № 16687-07)	8
Трансформатор напряжения	VES 12-14	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10 (Рег. № 16687-97)	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-12)	42
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-08)	43
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	14
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-17)	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RALXQ-P4GB-DW-4	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALXQ-P4GB-DW-4	2
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000 (Рег. № 17049-04)	4
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000 (Рег. № 17049-09)	3
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000 (Рег. № 17049-14)	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер БД	HP ProLiant DL380p Gen8	1
Сервер ССОЕВ	HP ProLiant DL380 G7	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	-	1
Формуляр	55181848.422222.215 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МП «ГЭС» и «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МП «ГЭС» в части ИК №№ 101 – 106», аттестованных ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»

(ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»)

ИНН 6672185635

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Белинского, д. 9/ Красноармейская, д. 26

Телефон: 8(343) 310-70-80

Факс: +7 (343) 310-32-18

E-mail: office@arstm.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

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