ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2024 г. № 1986

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а)	Изготовитель	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения АО «ЧЗМК»	Обозначение отсутствует	Е	92966-24	272	Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»), г. Москва	ОС	МП-312235-244-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения АО «ЧЗМК».	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»), г. Москва	ООО «Энергокомплекс», г. Магнитогорск	14.06.2024

									Методика поверки»				
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Тверской области	Обозначение отсутствует	Е	92967-24	275	Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»), г. Москва	ОС	МП-312235-247-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Тверской области. Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»), г. Москва	ООО «Энергокомплекс», Челябинская обл., г. Магнитогорск	21.06.2024
3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Акционерное	Обозначение отсутствует	Е	92968-24	18	Общество с ограниченной ответственностью «Интер РЭК» (ООО «Интер РЭК»), г. Москва	Акционерное общество Техническая фирма «Ватт» (АО ТФ «Ватт»), г. Саранск	ОС	МП 26.51/305/24 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерче-	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Интер РЭК» (ООО «Интер РЭК»), г. Москва	ООО «Энерготестконтроль», г. Москва	03.07.2024

	общество Техническая фирма «Ватт»								ского учета электро-энергии Акционер-ное обще-ство Тех-ническая фирма «Ватт». Методика поверки»				
4.	Система ав-томатизиро-ванная ин-формацион-но-измери-тельная коммер-ческого уче-та электро-энергии (АИИС КУЭ) ООО «Тульская мясная ком-пания» 2 очередь	Обозна-чение отсут-ствует	Е	92969-24	065	Закрытое ак-ционерное общество «Ре-конЭнего» (ЗАО «Ре-конЭнего»), г. Воронеж	Общество с ограничен-ной ответствен-ностью «Туль-ская мясная компания» (ООО «ТМК»), Тульская обл., г. Ефремов	ОС	МИ 3000-2022 «Ре-комендация. Си-стемы ав-томатизи-рованные информа-ционно-измери-тельные коммерче-ского учета электриче-ской энер-гии. Мето-дика по-верки»	4 года	Закрытое ак-ционерное об-щество «Ре-конЭнего» (ЗАО «Ре-конЭнего»), г. Воронеж	ООО «Спец-энергопроект», г. Москва	28.06.2024
5.	Система ав-томатизиро-ванная ин-формацион-но-измери-тельная коммер-ческого уче-та электро-энергии (АИИС КУЭ) АО «ВЗПП-	Обозна-чение отсут-ствует	Е	92970-24	01	Общество с ограничен-ной ответствен-ностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго»), г. Москва	Акционерное общество «ВЗПП-Микрон» (АО «ВЗПП-Микрон»), г. Воронеж	ОС	МП 013-2024 «ГСИ. Система автомати-зированная информа-ционно-измери-тельная коммерче-ского учета электро-энергии	4 года	Общество с ограничен-ной ответствен-ностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго»), г. Москва	ООО «ЛЕМ-МА», г. Екате-ринбург	19.06.2024

	Микрон» (модернизация)								(АИИС КУЭ) АО «ВЗПП-Микрон» (модернизация). Методика поверки»				
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс»	Обозначение отсутствует	Е	92971-24	01	Публичное акционерное общество «Т Плюс» (ПАО «Т Плюс»), Московская обл., г.о. Красногорск, тер. автодорога Балтия, км 26-й	Публичное акционерное общество «Т Плюс» (ПАО «Т Плюс»), Московская обл., г.о. Красногорск, тер. автодорога Балтия, км 26-й	ОС	МП-312235-246-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс». Методика поверки»	4 года	Публичное акционерное общество «Т Плюс» (ПАО «Т Плюс»), Московская обл., г.о. Красногорск, тер. автодорога Балтия, км 26-й	ООО «Энергокомплекс», г. Магнитогорск	11.06.2024
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС	Обозначение отсутствует	Е	92972-24	024	Общество с ограниченной ответственностью «Новая энергетическая компания» (ООО «НЭК»), г. Краснодар	Общество с ограниченной ответственностью «Новая энергетическая компания» (ООО «НЭК»), г. Краснодар	ОС	МП ЭПР-681-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерче-	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Новая энергетическая компания» (ООО «НЭК»), г. Краснодар	ООО «ЭнергоПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск	26.06.2024

	КУЭ) ООО «НЭК» (24-я очередь)								ского учета электро-энергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭК» (24-я очередь). Методика поверки»				
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Ростилово	Обозначение отсутствует	Е	92973-24	589	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	ОС	МП-118-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Ростилово. Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ООО «ЭнерТест», Московская обл., г. Химки	20.03.2024
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 750 кВ Владимирская	Обозначение отсутствует	Е	92974-24	590	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	ОС	МП-116-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ООО «ЭнерТест», Московская обл., г. Химки	20.03.2024

									КУЭ ЕНЭС ПС 750 кВ Владимирская. Методика поверки»				
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Бологое	Обозначение отсутствует	Е	92975-24	591	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	ОС	МП-119-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Бологое. Методика поверка»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ООО «ЭнерТест», Московская обл., г. Химки	24.05.2024
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Череповецкая	Обозначение отсутствует	Е	92976-24	586	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	ОС	МП-117-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Черепо-	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ООО «ЭнерТест», Московская обл., г. Химки	28.06.2024

									вецкая. Методика поверки»				
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ОУЛ ВОСТОК» СЭС Митяево	Обозначение отсутствует	Е	92977-24	001	Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»), Московская обл., г. Красногорск	Акционерное общество «ОУЛ ВОСТОК» (АО «ОУЛ ВОСТОК»), г. Симферополь	ОС	МП ЭПР-680-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ОУЛ ВОСТОК» СЭС Митяево. Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»), Московская обл., г. Красногорск	ООО «ЭнергоПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск	25.06.2024
13.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКЗ-Тавр» (Ростов)	Обозначение отсутствует	Е	92978-24	122	Общество с ограниченной ответственностью «Электроконтроль» (ООО «Электроконтроль»), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью «Ростовский Колбасный Завод - Тавр» (ООО «РКЗ-Тавр»), г. Ростов-на-Дону	ОС	МП 26.51/304/24 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКЗ-	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Электроконтроль» (ООО «Электроконтроль»), г. Москва	ООО «Энерготестконтроль», г. Москва	07.06.2024

									Тавр» (Ростов). Методика поверки»				
14.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «ПО «Аквамаш»	Обозначение отсутствует	E	92979-24	01/24	Общество с ограниченной ответственностью «Центр энерготехнологий ТЭС» (ООО «Центр энерготехнологий ТЭС»), г. Волгоград	Акционерное общество «Производственное объединение «Аквамаш» (АО «ПО «Аквамаш»), г. Москва	ОС	МП 26.51/308/24 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «ПО «Аквамаш». Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Центр энерготехнологий ТЭС» (ООО «Центр энерготехнологий ТЭС»), г. Волгоград	ООО «Энерготестконтроль», г. Москва	26.06.2024
15.	Источники питания постоянного тока линейные	N3410	C	92980-24	23090774, 23100408	Hunan Next Generation Instrumental T&C Tech. Co., Ltd., Китай	Hunan Next Generation Instrumental T&C Tech. Co., Ltd., Китай	ОС	РТ-МП-5207-551-2023 «ГСИ. Источники питания постоянного тока линейные N3410. Методика поверки»	1 год	Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственный комплекс «Электронные, оптические и механические системы» (ООО «НПК «ЭОМС»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва	22.05.2024

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2024 г. № 1986

Регистрационный № 92979-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «ПО «Аквамаш»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчик активной и реактивной электроэнергии (счетчик), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) "АльфаЦЕНТР" (далее по тексту – сервер ИВК), устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (далее по тексту – УСВ), автоматизированное рабочее место (АРМ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

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

– активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

– средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений АИИС КУЭ передаются в целых числах кВт·ч.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие измерительные входы электронного счетчика электрической энергии, в

котором производится вычисление мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электрической энергии за интервал времени 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Сервер ИВК АИИС КУЭ с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электрической энергии и считывает с них тридцатиминутный профиль нагрузки для каждого канала учета и журналы событий.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

Сервер ИВК или АРМ ИВК АИИС КУЭ один раз в сутки, в соответствии с регламентами ОРЭМ, формирует отчеты в формате XML. Передача отчетов XML с сервера ИВК или АРМ ИВК в программно-аппаратные комплексы АО "АТС", регионального филиала АО "СО ЕЭС" и прочим заинтересованным субъектам ОРЭМ осуществляется с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП), и реализуется по каналу связи сети Интернет.

Сервер ИВК или АРМ ИВК АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от АИИС КУЭ смежных участников ОРЭМ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации системного времени типа УССВ-2, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сервер ИВК АИИС КУЭ периодически, не реже одного раза в один час, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ, и при расхождении на величину равную ±1 с и более, производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ИВК осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера ИВК равного ±2 с и более выполняется коррекция шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчиков электрической энергии, сервера ИВК отражают: факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер 01/24 АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера ИВК, типографским способом. Дополнительно заводской номер 01/24 указан в формуляре АИИС КУЭ, что позволяет идентифицировать заводской номер АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню – «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор модуля ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительного канала (далее – К) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительного канала АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	ТП-А2673 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. Ввод 1	ТОЛ-НТЗ 150/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ-2, рег. № 89968-23 / Сервер ИВК

Примечания:
1. Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
2. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
3. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.
4. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
5. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельц АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический ак хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлема часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики измерительного канала (далее – ИК) АИИС КУЭ

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

Продолжение таблицы 3.

Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P = 0,95. 3. Границы погрешности результатов измерений приведены для cos φ=0,8, токе ТТ, равном 100 % от Іном для нормальных условий и для рабочих условий при cosφ=0, 9, токе ТТ, равном 2% от Іном, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от плюс 5 °С до плюс 35 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	1
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °С	 от 95 до 105 от 100 до 120 0,8 50 от плюс 21 до плюс 25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности cosφ - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для сервера ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	 от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 $_{инд}$ до 0,9 $_{емк}$ от 49,6 до 50,4 от минус 40 до плюс 40 от плюс 5 до плюс 35 от плюс 10 до плюс 30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	 90000 2 110000 20000
Глубина хранения информации Счетчики СЭТ-4ТМ.03: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	 114 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

– в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
- коррекции времени в счетчике с обязательной фиксацией времени до и после коррекции, или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- формирования обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики счетчика;
- отсутствия напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- перерыва питания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

Защищенность применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера ИВК.

– защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования ЭЦП);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер ИВК	–	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/308/24	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «ПО «Аквамаш». МВИ 26.51/308/24, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290 от 16.11.2015.

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

Акционерное общество «Производственное объединение «Аквамаш» (АО «ПО «Аквамаш»)
ИНН 9705220562
Юридический адрес: 115184, г. Москва, вн.тер. г. муниципальный округ Замоскворечье, ул. Бахрушина, д. 1, стр. 1, помещ. 2/П
Телефон: +7 (8222) 29-00-51
E-mail: info@aquamash.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр энерготехнологий ТЭС» (ООО «Центр энерготехнологий ТЭС»)
ИНН 3443124794
Адрес: 400010, г. Волгоград, ул. Великолукская, д. 24
Телефон: +7 (8442) 60-99-76
E-mail: admin@energoprof.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль» (ООО «Энерготестконтроль»)
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1
Телефон: 8 (495) 647-88-18
E-mail: golovkonata63@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2024 г. № 1986

Регистрационный № 92980-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Источники питания постоянного тока линейные N3410

Назначение средства измерений

Источники питания постоянного тока линейные N3410 (далее – источники) предназначены для воспроизведений/измерений напряжения и силы постоянного тока.

Описание средства измерений

По принципу действия источники относятся к программируемым линейным источникам питания. Принцип действия основан на преобразовании переменного сетевого напряжения в постоянное стабилизированное напряжение посредством высокочастотного преобразователя. Полученные напряжение и сила постоянного тока измеряются и отображаются на дисплее. Управление и контроль режимов работы источников осуществляется встроенным микроконтроллером. Установка выходных параметров осуществляется с помощью функциональных клавиш и поворотного регулятора, расположенных на лицевой панели источников.

Источники имеют три регулируемых выходных канала и оснащены цифровыми измерителями напряжения и тока, которые позволяют контролировать одновременно оба параметра.

Источники представляют собой прибор, выполненный в виде моноблока в металлическом корпусе настольного исполнения.

На передней панели источников расположены: кнопка включения питания, дисплей для отображения значений напряжения и тока на выходе, вращающийся регулятор для установки выходных параметров, функциональные кнопки, цифровые кнопки, кнопки со стрелками, выходные разъемы, USB-хост разъем для подключения запоминающих устройств.

На задней панели источников расположены: разъем сети питания, интерфейсы дистанционного управления LAN, RS232, 12 пиновый разъем, клемма заземления.

Источники поддерживают последовательное и параллельное подключения 1 и 2 каналов.

Источники выпускаются в следующих модификациях: N3411, N3411P, N3412, N3412P, N3413, N3413P, N3411E, N3412E, N3413E, отличающихся диапазонами воспроизведений / измерений напряжения и силы постоянного тока, максимальным значением выходной электрической мощности, габаритными размерами и массой.

Все модификации выпускаются в корпусах с одинаковыми передней и задней панелями и одинаковой цветовой гамме.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится типографским способом на шильдик, наклеиваемый на боковую панель источников в месте, указанном на рисунке 2.

Общий вид источников представлен на рисунке 1. Место нанесения заводского номера, знака утверждения типа и место пломбирования от несанкционированного доступ представлены на рисунке 2.

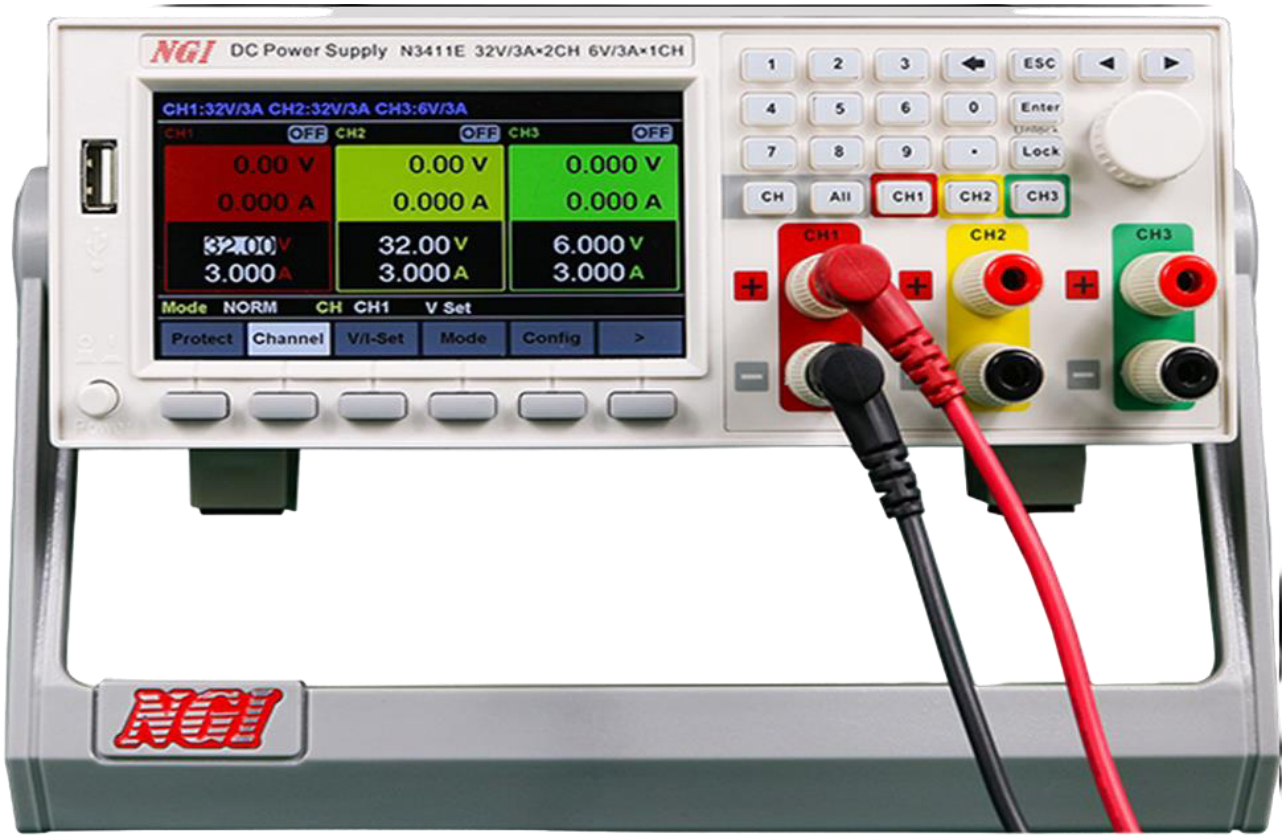


Рисунок 1 - Общий вид источников питания постоянного тока линейных N3410

Рисунок 2 - Место нанесения серийного номера, знака утверждения типа и место пломбирования от несанкционированного доступа для источников питания постоянного тока линейных N3410

Программное обеспечение

Управление режимами работы и настройками источника осуществляется с помощью внутреннего программного обеспечения (далее – ПО), которое встроено в защищённую от записи память микроконтроллера, что исключает возможность его несанкционированных настройки и вмешательства, приводящим к искажению результатов измерений.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные внутреннего программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	FW N3410
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 8.28
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для канала		
	1	2	3
Диапазон воспроизведений/измерений напряжения постоянного тока, В: – для модификаций N3411, N3411P, N3412, N3412P, N3411E, N3412E – для модификаций N3413, N3413P, N3413E	от 0 до 32 от 0 до 60		от 0 до 6
Дискретность воспроизведений/измерений напряжения постоянного тока, В: – для модификаций N3411, N3411P, N3412, N3412P, N3413, N3413P – для модификаций N3411E, N3412E, N3413E	0,0001 0,01		0,001
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений/измерений напряжения постоянного тока, В – для модификаций N3411, N3411P, N3412, N3412P – для модификаций N3413, N3413P, N3411E, N3412E – для модификации N3413E	±(0,0001·U[1)] +0,01) ±(0,0002·U +0,02) ±(0,0002·U +0,04)		±(0,0003·U+0,01)
Уровень пульсаций выходного напряжения постоянного тока в полосе частот от 20 Гц до 20 МГц, В, не более	0,001		

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение для канала		
	1	2	3
Нестабильность выходного напряжения при изменении силы тока на нагрузке, В	±(0,0001·U+0,003)		
Диапазон воспроизведений/измерений силы постоянного тока, А – для модификаций N3411, N3411P, N3413, N3413P, N3412E, N3413E – для модификаций N3412, N3412P, N3412E	от 0 до 3 от 0 до 5		от 0 до 3
Дискретность воспроизведений/измерений силы постоянного тока, А – для модификаций N3411, N3411P, N3412, N3412P, N3413, N3413P – для модификаций N3411E, N3412E, N3413E	0,0001 0,001		0,001
Максимальное значение выходной электрической мощности, Вт: – для модификаций N3411, N3411P, N3411E – для модификаций N3412, N3412P, N3412E – для модификаций N3413, N3413P, N3413E	210 338 378		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений/измерений силы постоянного тока, А – для модификаций N3411, N3411P, N3413, N3413P – для модификаций N3412, N3412P, N3411E, N3413E – для модификаций N3412E	±(0,0005·I+0,005) ±(0,0005·I+0,001) ±(0,0005·I+0,002)		±(0,0005·I+0,01)
Нестабильность выходного сигнала силы постоянного тока, А: – для модификаций N3411, N3411P, N3412, N3412P, N3411E, N3412E – для модификаций N3413, N3413P, N3413E	±(0,0001·I+0,003) ±(0,0001·I+0,006)		±(0,0002·I+0,003)
Примечание – U – воспроизводимое/измеренное значение напряжения постоянного тока, В; I – воспроизводимое/измеренное значение силы постоянного тока, А.			

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	 от 198 до 242 от 47 до 63
Габаритные размеры (ширина×высота×глубина), мм - модификации N3411, N3411P, N3411E - модификации N3412, N3412P, N3413, N3413P, N3412E, N3413E	 214×88×413 214×88×446

Продолжение таблицы 3

Масса, в зависимости от модификации, кг, не более - модификации N3411, N3411P, N3411E - модификации N3412, N3412P, N3413, N3413P, N3412E, N3413E	 9 11
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %	 от 0 до +40 от 5 до 90
Условия хранения и транспортирования: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %, не более	 от -20 до +60 90
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	25000

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на шильдик, наклеиваемый на лицевую панель источников, и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность характеристики источников питания постоянного тока линейных N3410

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Источник питания постоянного тока линейный N3410	Модификация N3411, или N3411P, или N3412, или N3412P, или N3413, или N3413P, или N3411E, или N3412E, или N3413E	1
Сетевой кабель питания	–	1
Руководство по эксплуатации	–	1

Сведения о методиках (методах измерений)

приведены в разделе 4 «Основные настройки» документа «Источники питания постоянного тока линейные N3410. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Росстандарта от 1 октября 2018 г. №2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Источники питания постоянного тока линейные N3410. Стандарт предприятия.

Правообладатель

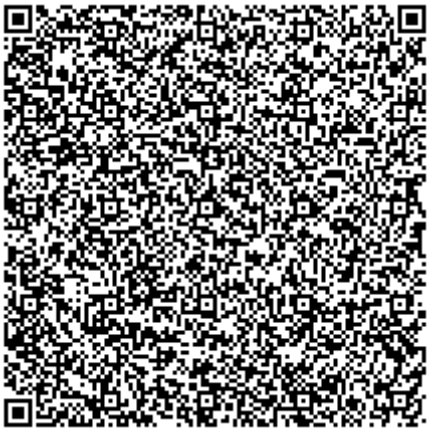
Hunan Next Generation Instrumental T&C Tech. Co., Ltd., Китай
Адрес: Building 5, Wisdom Bay Science and Innovation Park, No. 6 Wenchuan Road, Baoshan District, Shanghai, China
Телефон (факс): +7 (499)455-91-97
Web-сайт: https://en.ngitech.cn
E-mail: export@ ngitech.cn

Изготовитель

Hunan Next Generation Instrumental T&C Tech. Co., Ltd., Китай
Адрес: Building 5, Wisdom Bay Science and Innovation Park, No. 6 Wenchuan Road, Baoshan District, Shanghai, China
Телефон (факс): +7 (499)455-91-97
Web-сайт: https://en.ngitech.cn
E-mail: export@ ngitech.cn

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
Факс: +7 (499) 124-99-96
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 «22» августа 2024 г. № 1986

Регистрационный № 92966-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения АО «ЧЗМК»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) АО «ЧЗМК»;

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

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе программного обеспечения (ПО) «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2».

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД АО «ЧЗМК», где осуществляется формирование и хранение информации.

Далее данные с УСПД АО «ЧЗМК» передаются на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

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

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

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 4.

СОЕВ включает в себя сервер точного времени Метроном-50М, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы УСПД и счётчиков.

Сервер точного времени Метроном-50М осуществляет прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляет синхронизацию собственных часов или часов компонентов системы со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

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

УСПД АО «ЧЗМК», имеющее встроенный GPS(ГЛОНАСС)-приемник, осуществляет прием меток точного времени от спутниковой системы глобального позиционирования. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±2 с (параметр программируемый).

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

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

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 272. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1-2.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 3-5.

Таблица 3 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		УСПД	УССВ
1	2	3		4		5	6
1	ЦРП 6 кВ ЧЗМК, 1-секция РУ-6 кВ, яч. 39	ТТ	Кт=0,5S Ктт=150/5 №30709-11	A	ТЛП-10-2	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТЛП-10-2		
				C	ТЛП-10-2		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №80590-20	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN			
2	ЦРП 6 кВ ЧЗМК, 2-секция РУ-6 кВ, яч. 40	ТТ	Кт=0,5S Ктт=150/5 №30709-11	A	ТЛП-10-2		
				B	ТЛП-10-2		
				C	ТЛП-10-2		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №80590-20	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN			

Продолжение таблицы 3

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 4 метрологических характеристик.

3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.

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

Таблица 4 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1 – 2	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	

Примечания:

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

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 1(2)% $I_{ном}$, cosφ = $0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 до +35°С.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, cosφ - температура окружающей среды, °С	 от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, cosφ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для Метроном-50М	 от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +35 от -40 до +55 от 0 до +40 от +15 до +30

Продолжение таблицы 5

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Меркурий 230: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	 210000 72 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - серверов;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - установка пароля на счетчики электрической энергии;
  - установка пароля на УСПД;
  - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:
- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

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

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

Комплектность средства измерений
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛП-10-2	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчики электроэнергии многофункциональные	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	2
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	1
Формуляр	13526821.4611.272.ЭД.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения АО «ЧЗМК»», аттестованном ООО «Энергокомплекс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений
ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

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

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс» (ООО «Энергокомплекс»)
ИНН 7444052356
Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23
Телефон: +7 (351) 958-02-68
E-mail: encomplex@yandex.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2024 г. № 1986

Регистрационный № 92967-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ (измерительные каналы (ИК) №№ 1-3) состоит из трех уровней:

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

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

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

АИИС КУЭ (ИК №№ 4, 5) состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – ИВК включает в себя сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», УССВ, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ».

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 1-3 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

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

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

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика ИК №№ 1-3 сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 4, 5 посредством технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки. Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» осуществляет обработку полученной измерительной информации, формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов.

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

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

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

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

СОЕВ включает в себя сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ОАО «РЖД», часы УСПД и счётчиков.

Сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов или часов компонентов системы со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

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

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

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

Счетчики ИК №№ 1-3 синхронизируются от УСПД ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 4, 5 синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±3 с (параметр программируемый).

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

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 275. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

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

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВКЭ	ИВК
1	2	3		4		5	6
1	ПС 10 кВ Савелово тяговая, РУ 10 кВ, ф. 1ПЭ	ТТ	Кт=0,5S Ктт=100/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №70747-18	A B C	НАЛИ-НТЗ-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-20	A1805RLQ-P4GB-DW-4			
2	ПС 10 кВ Савелово тяговая, РУ 10 кВ, ф. 2ПЭ	ТТ	Кт=0,5S Ктт=75/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №70747-18	A B C	НАЛИ-НТЗ-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-20	A1805RLQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3			4		5	6
3	ПС 10 кВ Савелово тяговая, РУ 10 кВ, ф. 3ПЭ	ТТ	Кт=0,5S Ктт=75/5 №69606-17		A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
					B	ТОЛ-НТЗ-10		
					C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №70747-18		A	НАЛИ-НТЗ-10		
					B			
					C			
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-20		A1802RAL-P4GB-DW-4			
4	ПС 110 кВ Борки, КРУН 10 кВ, Яч. 21, КЛ 10 кВ №21	ТТ	Кт=0,5 Ктт=400/5 №25433-08		A	ТЛО-10	-	Метроном-50М Рег. № 68916-17
					B	-		
					C	ТЛО-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-05		A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
					B			
					C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-08		СЭТ-4ТМ.03М.01			
5	ПС 110 кВ Борки, КРУН 10 кВ, Яч.22, КЛ 10 кВ №22	ТТ	Кт=0,5 Ктт=400/5 №32139-06		A	ТОЛ-СЭЩ-10		
					B	-		
					C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-05		A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
					B			
					C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-08		СЭТ-4ТМ.03М.01			

Продолжение таблицы 4

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

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

3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.

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

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1, 2	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,2	3,9
3	Активная	0,9	4,7
	Реактивная	2,0	2,7
4, 5	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	

Примечания:

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

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

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

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 99 до 101
- ток, % от $I_{ном}$	от 100 до 120
- коэффициент мощности, cosφ	0,87
- температура окружающей среды, °С	от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- ток, % от $I_{ном}$	от 2(5) до 120
- коэффициент мощности, cosφ	от 0,5 до 1,0
- диапазон рабочих температур окружающей среды, °С:	
- для ТТ и ТН	от -45 до +40
- для счетчиков	от -40 до +60
- для УСПД	от 0 до +40
- для УСВ-3	от -25 до +60
- для Метроном-50М	от +15 до +30

Продолжение таблицы 6

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	 120000 72 140000 72 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

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

Возможность коррекции времени в:
- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

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

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

Комплектность средства измерений
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	9
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-НТЗ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	1
Формуляр	13526821.4611.275.ЭД.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Тверской области», аттестованном ООО «Энергокомплекс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

Правообладатель

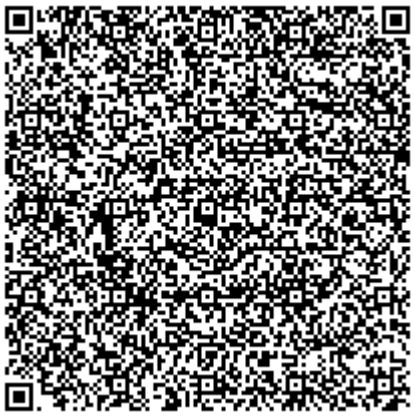
Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

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

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс» (ООО «Энергокомплекс»)
ИНН 7444052356
Адрес места осуществления деятельности: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23
Телефон: +7 (351) 951-02-67
E-mail: encomplex@yandex.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2024 г. № 1986

Регистрационный № 92968-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Акционерное общество Техническая фирма «Ватт»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Акционерное общество Техническая фирма «Ватт» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее-УСПД), устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (далее-УССВ), каналообразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя сервер базы данных (далее-сервер ИВК), с установленным программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ) технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

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

Электрическая энергия активная (реактивная), как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.

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

Измеренные значения приращений активной и реактивной энергии на 30-минутных интервалах времени сохраняются в энергонезависимой памяти счетчиков электроэнергии с привязкой к шкале времени UTC (SU).

Цифровой сигнал с выходов счётчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и передача полученных данных на сервер ИВК, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. УСПД с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Сервер ИВК автоматически с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает УСПД, считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий, где осуществляется формирование и хранение полученных данных, оформление отчётных документов, отображение информации на АРМ.

Сервер ИВК раз в сутки формирует отчеты в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ, подписывает электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по выделенному каналу связи сети Internet в программно-аппаратный комплекс АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

ИВК АИИС КУЭ обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Интернет.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации системного времени УССВ, синхронизирующее собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

УСПД при каждом сеансе связи, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УССВ и при расхождении ±1 с и более (параметр программируемый), УСПД производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ. Сравнение шкалы времени сервера ИВК со шкалой времени УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, и при расхождении ±1 с и более (параметр программируемый), сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСПД.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не менее 1 раз в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ±2 с и более (параметр программируемый), выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер 18 АИИС КУЭ нанесен на маркировочную табличку типографским способом, которая крепится на корпус сервера ИВК, а также указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные признаки	Значение
1	2
ПО «АльфаЦЕНТР»	
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора (контрольной суммы) ПО – MD5	

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ЯКНО 0136 КЛ-6 кВ ввод с ПС 220/110/6 кВ «Саранская» яч. 30	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327, рег. № 19495-03 / УССВ-2, рег. № 54074-13	Сервер ИВК
2	ТП-290 РУ-6 кВ яч. 4 ввод с ПС 220/110/6 кВ «Саранская» яч. 42	ТПЛ-10-М 300/5 КТ 0,5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
3	ТП-267а РУ-10 кВ яч. 8 ввод с ПС 220/10 кВ «Центролит» яч. 7	ТПЛ-10-М 300/5 КТ 0,5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
4	ТП-267а РУ-10 кВ яч. 6 ввод с ПС 220/10 кВ «Центролит» яч. 8	ТПЛ-10-М 300/5 КТ 0,5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
5	ТП-392 РУ-6 кВ яч. 7 ввод с ПС 110/6 кВ «Восточная» яч. 7	ТОЛ-10-I 150/5 КТ 0,5S Рег. № 15128-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ТП-550 (РП-14) РУ-6 кВ яч. 11 ввод с ПС 110/6 кВ «Восточная» яч. 8	ТПОЛ-10 400/5 КТ 0,2S Рег. № 47958-16	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327, рег. № 19495-03 / УССВ-2, рег. № 54074-13	Сервер ИВК
7	ТП-383 РУ-6 кВ яч. 14 ввод с ПС 110/6 кВ «Восточная» яч. 9	ТПОЛ-10 400/5 КТ 0,2S Рег. № 47958-16	НАЛИ-НТЗ-6 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 70747-18	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
8	ТП-644 (РП-17) РУ-6 кВ яч. 6 ввод с ПС 110/6 кВ «Восточная» яч. 9	ТПОЛ-10 400/5 КТ 0,2S Рег. № 47958-16	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
9	ТП-208 РУ-6 кВ яч. 7 ввод с ПС 110/6 кВ «Восточная» яч. 10	ТЛО-10 200/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
10	ТП-602 (РП-12) РУ-6 кВ яч. 1 ввод с ПС 110/6 кВ «Восточная» яч. 14	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
11	ТП-489 (РП-8) РУ-6 кВ яч. 4 ввод с ПС 110/6 кВ «Восточная» яч. 17	ТПОЛ-10 800/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
12	ТП-550 (РП-14) РУ-6 кВ яч. 4 ввод с ПС 110/6 кВ «Восточная» яч. 28	ТПОЛ-10 400/5 КТ 0,2S Рег. № 47958-16	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
13	ТП-644 (РП-17) РУ-6 кВ яч. 3 ввод с ПС 110/6 кВ «Восточная» яч. 30	ТПОЛ-10 400/5 КТ 0,2S Рег. № 47958-16	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ТП-602 (РП-12) РУ-6 кВ яч. 9 ввод с ПС 110/6 кВ «Восточная» яч. 32	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327, рег. № 19495-03 / УССВ-2, рег. № 54074-13	Сервер ИВК
15	ТП-489 (РП-8) РУ-6 кВ яч. 11 ввод с ПС 110/6 кВ «Восточная» яч. 35	ТПОЛ-10 800/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
16	ТП-391 РУ-6 кВ яч. 6 ввод с ПС 110/6 кВ «Восточная» яч. 39	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
17	ТП-265 РУ-6 кВ яч. 3 ввод с ПС 110/6 кВ «Восточная» яч. 40	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
18	ПКУЭ 0812 ВЛ-6 кВ оп. 11 ввод с ПС 110/6 кВ «Заводская» яч. 9	ТОЛ-10-I 150/5 КТ 0,5 ТОЛ-10-I-2 150/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
19	ПКУЭ 0811 ВЛ-6 кВ оп. 2 ввод с ПС 110/6 кВ «Заводская» яч. 29	ТОЛ-10-I 150/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
20	ПКУЭ 0813 ВЛ-6 кВ оп. 2 ввод с ПС 110/6 кВ «Заводская» яч. 37	ТОЛ-10-I 200/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	ПКУЭ 0810 ВЛ-6 кВ оп. 2 ввод с ПС 110/6 кВ «Заводская» яч. 39	ТОЛ-10-I 150/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327, рег. № 19495-03 / УССВ-2, рег. № 54074-13	Сервер ИВК
22	ТП-319 РУ-6 кВ яч. 11 ввод с ПС 110/6 кВ «Заводская» яч. 45	ТЛО-10 400/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
23	ПКУЭ 0088 ВЛ-10 кВ оп. 2 ввод с ПС 35/10 кВ «Красная Рудня» яч. 1	ТОЛ-10-I 200/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛПМ-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11 Рег. № 35505-07 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
24	ПКУЭ 0087 ВЛ-10 кВ оп. 2 ввод с ПС 35/10 кВ «Красная Рудня» яч. 13	ТОЛ-10-I 200/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛПМ-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
25	ТП-558 (РП-13) РУ-10 кВ яч. 19 ввод с ПС 110/10 кВ «Эрьзя» яч. 8	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
26	ТП-558 (РП-13) РУ-10 кВ яч. 24 ввод с ПС 110/10 кВ «Эрьзя» яч. 29	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
27	КРУН-10 кВ № 1 секция 2 ввод с ПС 110/10 кВ «Эрьзя» яч. 17	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
28	ЯКНО 0141 КЛ-10 кВ ввод с ПС 110/10 кВ «Эрьзя» яч. 13	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-08	ЗНОЛПМ-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
29	ТП-463 (РП-7) РУ-10 кВ яч. 7 ввод с ПС 110/10 кВ «Эрьзя» яч. 26	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-11	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
30	ТП-50 РУ-6 кВ яч. 5 ввод с ПС 110/6 кВ «Рабочая» яч. 15	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-08	ЗНОЛП-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327, рег. № 19495-03 / УССВ-2, рег. № 54074-13	Сервер ИВК
31	ТП-50 РУ-6 кВ яч. 4 ввод с ПС 110/6 кВ «Рабочая» яч. 8	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-08	ЗНОЛП-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
32	ТП-210 (РП-4) РУ-6 кВ яч. 2 ввод с ПС 110/6 кВ «Северная» яч. 14	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
33	ТП-865 (РП-27) РУ-6 кВ яч. 21 ввод с ПС 110/6 кВ «Северная» яч. 29	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
34	ТП-210 (РП-4) РУ-6 кВ яч. 1 ввод с ПС 110/6 кВ «Северная» яч. 39	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
35	ЯКНО 0137 КЛ-6 кВ ввод с ПС 110/6 кВ «Северная» яч. 40	ТЛО-10 400/5 КТ 0,5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
36	ТП-291 РУ-10 кВ яч. 11 ввод с ПС 110/10 кВ «Северо-Западная» яч. 206	ТПЛ-10-М 300/5 КТ 0,5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
37	ТП-808 (РП-22) РУ-10 кВ яч. 7 ввод с ПС 110/10 кВ «Северо-Западная» яч. 102	ТПК-10 400/5 КТ 0,2S Рег. № 22944-07	ЗНОЛП-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
38	ТП-203 РУ-10 кВ яч. 9 ввод с ПС 110/10 кВ «Северо-Западная» яч. 203	ТЛП-10-2 300/5 КТ 0,5S Рег. № 30709-11	НАЛИ-НТЗ-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 70747-18	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
39	ТП-205 РУ-10 кВ яч. 3 ввод с ПС 110/10 кВ «Северо-Западная» яч. 103	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07 Рег. № 46738-11 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327, рег. № 19495-03 / УССВ-2, рег. № 54074-13	Сервер ИВК
40	ТП-347 РУ-10 кВ яч. 1 ввод с ПС 110/10 кВ «Северо-Западная» яч. 105	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
41	ТП-601 РУ-10 кВ яч. 7 ввод с ПС 110/10 кВ «Северо-Западная» яч. 204	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
42	ТП-808 (РП-22) РУ-10 кВ яч. 12 ввод с ПС 110/10 кВ «Северо-Западная» яч. 405	ТПК-10 400/5 КТ 0,2S Рег. № 22944-07	ЗНОЛП-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
43	ТП-291 РУ-10 кВ яч. 7 ввод с ПС 110/10 кВ «Северо-Западная» яч. 306	ТПЛ-10-М 300/5 КТ 0,5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
44	ТП-342 РУ-10 кВ яч. 2 ввод с ПС 110/10 кВ «Северо-Западная» яч. 407	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07 Рег. № 46738-11 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
45	ТП-313 РУ-10 кВ яч. 1 ввод с ПС 110/10 кВ «Северо-Западная» яч. 207	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11 Рег. № 35505-07 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
46	ТП-234 РУ-10 кВ яч. 3 ввод с ПС 110/10 кВ «Северо-Западная» яч. 208	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11 Рег. № 35505-07 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
47	ТП-601 РУ-10 кВ яч. 8 ввод с ПС 110/10 кВ «Северо-Западная» яч. 308	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327, рег. № 19495-03 / УССВ-2, рег. № 54074-13	Сервер ИВК
48	ТП-204 РУ-10 кВ яч. 2 ввод с ПС 110/10 кВ «Северо-Западная» яч. 310	ТЛО-10 400/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
49	ТП-282 РУ-10 кВ яч. 2 ввод с ПС 110/10 кВ «Северо-Западная» яч. 410	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07 Рег. № 35505-07 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
50	ТП-570 РУ-6 кВ яч. 8 ввод с ПС 110/6 кВ «Центральная» яч. 105	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
51	ТП-618 РУ-6 кВ яч. 6 ввод с ПС 110/6 кВ «Центральная» яч. 203	ТЛО-10 400/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
52	ТП-473 (РП-11) РУ-6 кВ яч. 16 ввод с ПС 110/6 кВ «Центральная» яч. 205	ТПОЛ-10 400/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
53	ТП-473 (РП-11) РУ-6 кВ яч. 9 ввод с ПС 110/6 кВ «Центральная» яч. 302	ТПОЛ-10 400/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
54	ТП-412 РУ-6 кВ яч. 3 ввод с ПС 110/6 кВ «Юго-Западная» яч. 5	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
55	ЯКНО 0138 КЛ-6 кВ ввод с ПС 110/6 кВ «Юго-Западная» яч. 6	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327, рег. № 19495-03 / УССВ-2, рег. № 54074-13	Сервер ИВК
56	ТП-237 РУ-6 кВ яч. 2 ввод с ПС 110/6 кВ «Юго-Западная» яч. 7	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
57	ТП-241 РУ-6 кВ яч. 3 ввод с ПС 110/6 кВ «Юго-Западная» яч. 8	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
58	ТП-332 РУ-6 кВ яч. 6 ввод с ПС 110/6 кВ «Юго-Западная» яч. 10	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
59	ТП-274 РУ-6 кВ яч. 2 ввод с ПС 110/6 кВ «Юго-Западная» яч. 12	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
60	ТП-327 РУ-6 кВ яч. 3 ввод с ПС 110/6 кВ «Юго-Западная» яч. 14	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
61	ТП-864 (РП-26) РУ-6 кВ яч. 1 ввод с ПС 110/6 кВ «Юго-Западная» яч. 16	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
62	ТП-615 (РП-16) РУ-6 кВ яч. 8 ввод с ПС 110/6 кВ «Юго-Западная» яч. 18	ТЛП-10-2 300/5 КТ 0,5S Рег. № 30709-11	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
63	ЯКНО 0140 КЛ-6 кВ ввод с ПС 110/6 кВ «Юго-Западная» яч. 22	ТЛО-10 400/5 КТ 0,5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
64	ТП-714 (РП-18) РУ-6 кВ яч. 20 ввод с ПС 110/6 кВ «Юго-Западная» яч. 31	ТОЛ-10-I 300/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-03	НАМИТ-10-2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327, рег. № 19495-03 / УССВ-2, рег. № 54074-13	Сервер ИВК
65	ТП-615 (РП-16) РУ-6 кВ яч. 7 ввод с ПС 110/6 кВ «Юго-Западная» яч. 33	ТПОЛ-10 400/5 КТ 0,2S Рег. № 47958-16	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
66	ТП-714 (РП-18) РУ-6 кВ яч. 8 ввод с ПС 110/6 кВ «Юго-Западная» яч. 40	ТОЛ-10-I 300/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-01	НАМИТ-10-2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
67	ТП-575 РУ-6 кВ яч. 8 ввод с ПС 110/6 кВ «Юго-Западная» яч. 44	ТЛО-10 400/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
68	ЯКНО 0127 КЛ-6 кВ ввод с ПС 110/6 кВ «Южная» яч. 103	ТЛО-10 400/5 КТ 0,5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
69	ЯКНО 0144 КЛ-6 кВ ввод с ПС 110/6 кВ «Южная» яч. 108	ТЛО-10 150/5 КТ 0,5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
70	ТП-255 РУ-6 кВ яч. 2 ввод с ПС 110/6 кВ «Южная» яч. 110	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
71	ЯКНО 0142 КЛ-6 кВ ввод с ПС 110/6 кВ «Южная» яч. 112	ТЛО-10 400/5 КТ 0,2S Рег. № 25433-11	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
72	ЯКНО 0131 КЛ-6 кВ ввод с ПС 110/6 кВ «Южная» яч. 114	ТЛО-10 400/5 КТ 0,5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
73	ЯКНО 0130 КЛ-6 кВ ввод с ПС 110/6 кВ «Южная» яч. 203	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
74	ЯКНО 0128 КЛ-6 кВ ввод с ПС 110/6 кВ «Южная» яч. 206	ТЛО-10 400/5 КТ 0,2S Рег. № 25433-11	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327, рег. № 19495-03 / УССВ-2, рег. № 54074-13	Сервер ИВК
75	ЯКНО 0129 КЛ-6 кВ ввод с ПС 110/6 кВ «Южная» яч. 208	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
76	ТП-411 РУ-6 кВ яч. 4 ввод с ПС 110/6 кВ «Южная» яч. 210	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
77	ЯКНО 0146 КЛ-6 кВ ввод с ПС 110/6 кВ «Южная» яч. 212	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
78	ПКУЭ 0814 ВЛ-6 кВ оп. 2 ввод с ПС 110/6 кВ «Пивовар» яч. 209	ТОЛ-10-I 400/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
79	ПКУЭ 0815 ВЛ-6 кВ оп. 2 ввод с ПС 110/6 кВ «Пивовар» яч. 410	ТОЛ-10-I 400/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
80	ТП-328 РУ-6 кВ яч. 3 ввод с «Саранская ТЭЦ-2» яч. 2	ТПЛ-10-М 300/5 КТ 0,5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
81	ТП-359 РУ-6 кВ яч. 2 ввод с «Саранская ТЭЦ-2» яч. 2	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
82	РП-19 РУ-6 кВ яч. 11 ввод с «Саранская ТЭЦ-2» яч. 6	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
83	РП-19 РУ-6 кВ яч. 2 ввод с «Саранская ТЭЦ-2» яч. 28	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
84	ТП-227 РУ-6 кВ яч. 6 ввод с ПС 110 кВ «Резинотехника» РП-5 яч. 18	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327, рег. № 19495-03 / УССВ-2, рег. № 54074-13	Сервер ИВК
85	ТП-539 РУ-6 кВ яч. 3 ввод с ПС 110 кВ «Резинотехника» яч. 47	ТЛО-10 200/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
86	ТП-290 РУ-6 кВ яч. 9 ввод с ГПП-2 «Лисма» яч. 10	ТПЛ-10-М 300/5 КТ 0,5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
87	ТП-290 РУ-6 кВ яч. 12 ввод с ГПП-2 «Лисма» яч. 19	ТПЛ-10-М 300/5 КТ 0,5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
88	ПС 35/6 кВ «Центральная котельная» ЗРУ-6 кВ яч. 3	ТПОЛ-10 100/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
89	ПС 35/6 кВ «Центральная котельная» ЗРУ-6 кВ яч. 11	ТПОЛ-10 200/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
90	ПС 35/6 кВ «Центральная котельная» ЗРУ-6 кВ яч. 12	ТПОЛ-10 400/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
91	ПС 35/6 кВ «Центральная котельная» ЗРУ-6 кВ яч. 13	ТПОЛ-10 200/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
92	ПС 35/6 кВ «Центральная котельная» ЗРУ-6 кВ яч. 24	ТПОЛ-10 400/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
93	ПС 35/6 кВ «Центральная котельная» ЗРУ-6 кВ яч. 25	ТПОЛ-10 200/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327, рег. № 19495-03 / УССВ-2, рег. № 54074-13	Сервер ИВК
94	ПС 35/6 кВ «Центральная котельная» ЗРУ-6 кВ яч. 26	ТПОЛ-10 400/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
95	ПС 35/6 кВ «Центральная котельная» ЗРУ-6 кВ яч. 27	ТПОЛ-10 200/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
96	ЯКНО 0145 КЛ-6 кВ ввод с ПС 220/110/6 кВ «Саранская» яч. 31	ТЛО-10 50/5 КТ 0,2S Рег. № 25433-08	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
97	ЯКНО 0143 КЛ-6 кВ ввод с ПС 220/110/6 кВ «Саранская» яч. 7	ТЛО-10 50/5 КТ 0,2S Рег. № 25433-08	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
98	ТП-547 (РП-10) РУ-6 кВ яч. 17 ввод с ПС 110/6 кВ «Рабочая» яч. 6	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-08	ЗНОЛП-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
99	ТП-547 (РП-10) РУ-6 кВ яч. 6 ввод с ПС 110/6 кВ «Рабочая» яч. 13	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-08	ЗНОЛП-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
100	КРУН-10 кВ № 1 секция 1 ввод с ПС 110/10 кВ «Эрьзя» яч. 30	ТЛП-10-2 200/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
101	ТП-463 (РП-7) РУ-10 кВ яч. 24 ввод с ПС 110/10 кВ «Эрьзя» яч. 9	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-11	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
102	КРУН0003 яч. 2 ввод с ПС 110/10 кВ «Посоп» яч. 202	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327, рег. № 19495-03 / УССВ-2, рег. № 54074-13	Сервер ИВК
103	КРУН0003 яч. 1 ввод с ПС 110/10 кВ «Посоп» яч. 302	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
104	ТП-612 РУ-6 кВ яч. 3 ввод с ПС 110/6 кВ «Центральная» яч. 404	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
105	ТП-618 РУ-6 кВ яч. 7 ввод с ПС 110/6 кВ «Центральная» яч. 305	ТЛО-10 400/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
106	ТП-802 (РП-23) РУ-6 кВ яч. 26 ввод с ПС ПС 110/6 кВ «Северная» яч. 7	ТЛП-10-2 1000/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-08	ЗНОЛП-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-07 Рег. № 46738-11 Рег. № 23544-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
107	ТП-802 (РП-23) РУ-6 кВ яч. 11 ввод с ПС 110/6 кВ «Северная» яч. 24	ТЛП-10-2 1000/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-08	ЗНОЛП-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-02	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
108	ТП-866 (РП-28) РУ-6 кВ яч. 3 ввод с ПС 110/6 кВ «Центральная» яч. 108	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
109	ТП-866 (РП-28) РУ-6 кВ яч. 19 ввод с ПС 110/6 кВ «Центральная» яч. 407	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
110	ТП-864 (РП-26) РУ-6 кВ яч. 23 ввод с ПС 110/6 кВ «Юго-Западная» яч. 41	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327, рег. № 19495-03 / УССВ-2, рег. № 54074-13	Сервер ИВК
111	ЯКНО 0147 КЛ-6 кВ ввод с ПС110/6 кВ «Центральная» яч. 103	ТЛО-10 300/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-08	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
112	РП-29 РУ-6 кВ яч. 11 ввод с ПС 110/6 кВ «Пивовар» яч. 105	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
113	РП-29 РУ-6 кВ яч. 8 ввод с ПС 110/6 кВ «Пивовар» яч. 308	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
114	ТП-855 (РП-25) РУ-10 кВ яч. 7 ввод с ПС 110/10 кВ «Посоп» яч. 107	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
115	ТП-855 (РП-25) РУ-10 кВ яч. 21 ввод с ПС 110/10 кВ «Посоп» яч. 209	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
116	ТП-855 (РП-25) РУ-10 кВ яч. 24 ввод с ПС 110/10 кВ «Посоп» яч. 307	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
117	ТП-855 (РП-25) РУ-10 кВ яч. 10 ввод с ПС 110/10 кВ «Посоп» яч. 409	ТЛП-10-2 400/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
118	РП-31 РУ-6 кВ яч. 7	ТЛП-10-2 150/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
119	РП-31 РУ-6 кВ яч. 18	ТЛП-10-2 150/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327, рег. № 19495-03 / УССВ-2, рег. № 54074-13	Сервер ИВК
120	ГПП 110/6 кВ «Биохимик» РУ-6 кВ яч. 103	ТЛО-10 400/5 КТ 0,2S Рег. № 25433-11	НАМИ-10-95 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 60002-15	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
121	ГПП 110/6 кВ «Биохимик» РУ-6 кВ яч. 112	ТЛО-10 400/5 КТ 0,2S Рег. № 25433-11	НАМИ-10-95 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 60002-15	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
122	ГПП 110/6 кВ «Биохимик» РУ-6 кВ яч. 207	ТЛО-10 400/5 КТ 0,2S Рег. № 25433-11	НАМИ-10-95 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 60002-15	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
123	ГПП 110/6 кВ «Биохимик» РУ-6 кВ яч. 208	ТЛО-10 1000/5 КТ 0,2S Рег. № 25433-11	НАМИ-10-95 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 60002-15	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
124	ГПП 110/6 кВ «Биохимик» РУ-6 кВ яч. 307	ТЛО-10 400/5 КТ 0,2S Рег. № 25433-11	НАМИ-10-95 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 60002-15	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
125	ГПП 110/6 кВ «Биохимик» РУ-6 кВ яч. 308	ТЛО-10 400/5 КТ 0,2S Рег. № 25433-11	НАМИ-10-95 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 60002-15	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
126	ГПП 110/6 кВ «Биохимик» РУ-6 кВ яч. 403	ТЛО-10 400/5 КТ 0,2S Рег. № 25433-11	НАМИ-10-95 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 60002-15	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
127	ГПП 110/6 кВ «Биохимик» РУ-6 кВ яч. 411	ТЛО-10 400/5 КТ 0,2S Рег. № 25433-11	НАМИ-10-95 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 60002-15	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
128	ГПП 110/6 кВ «Биохимик» РУ-6 кВ яч. 414	ТЛО-10 400/5	НАМИ-10-95 6000/100	A1802RALXQ-P4GB-DW-4		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
		КТ 0,2S Рег. № 25433-11	КТ 0,5 Рег. № 60002-15	КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
129	ТП-904 РУ-6 кВ яч. 1 ввод с ПС 110/6 кВ «Юго-Западная» яч. 19	ТЛО-10 400/5 КТ 0,2S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
130	ТП-72 (РП-15) РУ-6 кВ яч. 15 ввод с ПС 110/6 кВ «Северная» яч. 59	ТПОЛ-10 400/5 КТ 0,2S Рег. № 47958-16	ЗНОЛПМ-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327, рег. № 19495-03 / УССВ-2, рег. № 54074-13	Сервер ИВК
131	ГПП 110/6 кВ «Биохимик» РУ-6 кВ яч. 212	ТЛО-10 400/5 КТ 0,2S Рег. № 25433-11	НАМИ-10-95 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 60002-15	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
132	ТП-802 (РП-23) РУ-6 кВ яч. 2	ТЛП-10-2 300/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-08	ЗНОЛП-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
133	ТП-802 (РП-23) РУ-6 кВ яч. 35	ТЛП-10-2 300/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-08	ЗНОЛП-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-02	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
134	ТП-802 (РП-23) РУ-6 кВ яч. 22	ТЛП-10-2 300/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-08	ЗНОЛП-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-07 Рег. № 46738-11 Рег. № 23544-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
135	ТП-802 (РП-23) РУ-6 кВ яч. 33	ТЛП-10-2 300/5 КТ 0,2S Рег. № 30709-08	ЗНОЛП-6 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-02	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
136	ГПП 110/6 кВ «Биохимик» яч. 205	ТЛО-10 400/5 КТ 0,2S Рег. № 25433-11	НАМИ-10-95 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 60002-15	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
137	ГПП 110/6 кВ «Биохимик» яч. 404	ТЛО-10 400/5 КТ 0,2S Рег. № 25433-11	НАМИ-10-95 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 60002-15	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
Примечания: 1. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. 2. Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные, утвержденных типов. 3. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.						

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±) δ, %	Границы погрешности в рабочих условиях (±) δ, %
1	2	3	4
1-4, 10, 11, 14, 15, 35, 36, 43, 52, 53, 55, 63, 68, 69, 72, 73, 75, 80, 86, 87, 112, 113	Активная Реактивная	0,8 2,2	2,8 4,5
5, 9, 16, 17, 22, 28, 39-41, 44-51, 54, 56-60, 67, 70, 76, 81, 84, 85, 105, 111	Активная Реактивная	1,0 2,6	1,7 2,8
18-21, 23, 24, 64, 66, 77-79, 82, 83, 88-95	Активная Реактивная	1,0 2,6	2,9 4,6
25-27, 30, 31, 33, 37, 42, 61, 96-100, 102-104, 106-110, 114-128, 131-137	Активная Реактивная	0,7 1,7	1,2 2,0
6-8, 12, 13, 29, 32, 34, 65, 71, 74, 101, 129, 130	Активная Реактивная	0,4 1,1	1,0 1,8
38, 62	Активная Реактивная	0,8 2,2	1,6 2,7
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), (±) с			5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P = 0,95 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для cosφ=0,9, токе ТТ, равном 100 % от Iном для нормальных условий и при cosφ=0,8, токе ТТ, равном 5 % от Iном для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до +30 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	137
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от Uном - ток, % от Iном - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды, °С	 от 99 до 101 от 100 до 120 0,9 50 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от Uном - ток, % от Iном - коэффициент мощности cosφ (sinφ) - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для сервера ИВК, °С температура окружающей среды для УСПД, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	 от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 инд. до 1 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +0 до + 30 от +10 до + 30 от +15 до + 25 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: Альфа А1800 (рег. № 31857-06, рег. 31857-11): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: УСПД (рег. № 19495-03): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УССВ (рег. № 54074-13): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 120 000 40 000 74 500 100 000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: Альфа А1800 (рег. № 31857-06, рег. 31857-11): - графиков нагрузки для одного канала с интервалом 30 минут, сут, не менее УСПД (рег. № 19495-03): -суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 1200 45 3,5

Надежность системных решений:
- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты.
В журналах событий фиксируются факты:
- в журнале событий счетчика и УСПД:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.
Защищенность применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчетчика и УСПД;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;
- сервера;
- защита информации на программном уровне:
- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений
Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	114
	ТЛП-10-2	104
	ТОЛ-10-I	22
	ТОЛ-СЭЩ-10	6
	ТПК-10	6
	ТПЛ-10-М	16
	ТПОЛ-10	45
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-10	36
	ЗНОЛП-6	57
	ЗНОЛПМ-10	36
	ЗНОЛПМ-6	162
	НАМИ-10	14
	НАМИ-10-95	4
	НАМИ-10-95 УХЛ2	6
	НАМИТ-10-2	2
	НАЛИ-НТЗ-10	1
	НАЛИ-НТЗ-6	1
Счетчик электрической энергии	A1802RALXQ-P4GB-DW-4	137
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер ИВК	-	1
Автоматизированное рабочее место	АРМ	1
Документация		
Формуляр	ИРЭК.411711.028.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в аттестованном документе ИРЭК.411711.028.МВИ «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Акционерное общество Техническая фирма «Ватт».

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

Акционерное общество Техническая фирма «Ватт» (АО ТФ «Ватт»)
ИНН 1325002676
Юридический адрес: 430007, Республика Мордовия, г. Саранск, ул. Осипенко, д. 93

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Интер РЭК» (ООО «Интер РЭК»)
ИНН 7716712474
Адрес: 107113, г. Москва, ул. Сокольнический Вал, д. 2, помещ. 23
Телефон: 8 (919) 967-07-03
E-mail: LLCInterREC@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль» (ООО «Энерготестконтроль»)
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1
Телефон: 8 (495) 647-88-18
E-mail: golovkonata63@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2024 г. № 1986

Регистрационный № 92969-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Тульская мясная компания» 2 очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Тульская мясная компания» 2 очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой 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) 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 – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) ООО «Тульская мясная компания» 2 очередь, включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ) и программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS. УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на ±1 с 1 раз в сутки. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ±2 с.

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

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

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на коммутационном шкафу, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ: 065

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (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	УССВ/Сервер		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	КТП 10 кВ №1020, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТЕ Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 73808-19	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ Dell PowerEdge R240	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), (±Δ), с							±5	

Примечания

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

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0{,}8$ инд $I=0{,}02\ I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчика электроэнергии для ИК № 1 от 0 °С до + 40 °С.

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

5 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.

6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	1
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от Uном - ток, % от Iном - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, ºС	 от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от Uном - ток, % от Iном - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ, ºС - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, ºС - температура окружающей среды в месте расположения сервера, ºС	 от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +55 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 165000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 113 45 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчика:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– счетчика;

– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

– испытательной коробки;

– сервера;

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

– счетчика;

– сервера.

Возможность коррекции времени в:

– счетчиках (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 титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТТЕ	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	1
Устройство синхронизации времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Методика поверки	-	1
Паспорт-Формуляр	РЭ.14.0017.ФО	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) ООО «Тульская мясная компания» 2 очередь, аттестованном ООО «Спецэнергопроект» г. Москва, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Тульская мясная компания» (ООО «ТМК»)
ИНН 7103518816
Юридический адрес: 301846, Тульская обл., г. Ефремов, ул. Интернациональная, д. 9, оф. 20
Телефон: +7 (473) 262-02-44
Факс: +7 (473) 262-02-44

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «РеконЭнерго» (ЗАО «РеконЭнерго»)
ИНН 3666089896
Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, д. 12А
Телефон: +7 (473) 260-21-71, +7 (473) 260-72-71
E-mail: office@rekonenergo.ru
Web-сайт: rekonenergo.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект» (ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 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.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2024 г. № 1986

Регистрационный № 92970-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ВЗПП-Микрон» (модернизация)

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ИВК, устройство синхронизации системного времени типа УССВ-2, автоматизированное рабочее место (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

Сервер ИВК АИИС КУЭ раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML на сервер энергосбытовой организации ООО «МТС ЭНЕРГО». На сервере энергосбытовой организации ООО «МТС ЭНЕРГО» данные отчеты подписываются электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляются в АО «АТС», в филиал АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭМ по каналу связи сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит УССВ, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС/GPS.

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

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

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

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер 01 АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера ИВК, типографским способом. Дополнительно заводской номер 01 указан в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.11.02
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ЦРП №7 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.9	ТОЛ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-16	НАМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УССВ-2, рег. № 54074-13/ Сервер ИВК
2	ЦРП №4 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.28	ТПОЛ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16	НТМИ-6 У3 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51199-18	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	
3	ЦРП №3 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.39	ТПОЛ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16	НТМИ-6 У3 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51199-18	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	
4	ЦРП №6 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.22	ТПОЛ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16	НТМИ-6 У3 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51199-18	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	
5	ЦРП №7 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.20	ТОЛ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-16	НАМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	
6	РУ 6 кВ «Водородная», РУ-6 кВ, яч.4 (Литаврина Р.С.)	ТПЛ-10У3 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 У3 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51199-18	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	
7	ЦРП №6 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.17 (Литаврина Р.С.)	ТПЛ-10У3 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 У3 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51199-18	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	ЦРП №6 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.12 (ООО «РСК»)	ТПЛ 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6 У3 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51199-18	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УССВ-2, рег. № 54074-13/ Сервер ИВК
9	КТП 14/1-14/2 6 кВ, ВРУ-0,4 кВ, 2 сек 0,4 кВ, ф.3, КЛ-0,4 кВ в сторону ООО Медторг+ стоматология	Т-0,66 У3 250/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	
10	КТП 14/1-14/2 6 кВ, ВРУ-0,4 кВ, 2 сек 0,4 кВ, ф.4, КЛ-0,4 кВ в сторону ООО Медторг+ резерв	Т-0,66 У3 250/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	
11	КТП 14/1-14/2 6 кВ, ВРУ-0,4 кВ, 1 сек 0,4 кВ, ф.4, КЛ-0,4 кВ в сторону ООО Медторг+ 3 этаж	Т-0,66 У3 250/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	
12	КТП 30/1-30/2 6 кВ, ВРУ-0,4 кВ, сек 0,4 кВ, ф.2, КЛ-0,4 кВ в сторону Богоявленский А.С.	-	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07	
13	КТП 30/1-30/2 6 кВ, ВРУ-0,4 кВ, сек 0,4 кВ, ф.1, КЛ-0,4 кВ в сторону Петрова О.И.	-	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07	

Примечания:

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1-5	Активная Реактивная	1,2 2,4	4,1 7,0
6-8	Активная Реактивная	1,2 2,4	4,0 7,0
9, 10	Активная Реактивная	1,0 2,1	4,0 6,9
11	Активная Реактивная	1,0 2,1	3,9 6,9
12, 13	Активная Реактивная	1,1 2,2	4,7 10,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), с			±5

Примечания:
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P = 0,95.
3. Границы погрешности результатов измерений приведены для cos φ=0,87, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, для рабочих условий для ИК №№ 1-5, 9, 10 при cos φ=0,8, токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$ и для ИК №№6-8, 11-13 при cos φ=0,8, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -37 °С до +38 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	13
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С	 от 98 до 102 от 100 до 120 0,87 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для сервера ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	 от 90 до 110 от 1(2) до 120 от $0,5_{инд}$ до $0,87_{емк}$ от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -37 до +38 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Счетчики:	
Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN, Меркурий 230 ART-02 PQRSIN, Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN (рег.№ 23345-07):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	150000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
УССВ-2 (рег.№ 54074-13):	
- коэффициент готовности, не менее	0,95
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
Сервер ИВК:	
- коэффициент готовности, не менее	0,99
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
Глубина хранения информации:	
Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN, Меркурий 230 ART-02 PQRSIN, Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN (рег.№ 23345-07):	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее:	85
Сервер ИВК:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее:	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	8
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	3
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN	2
Трансформатор тока	ТОЛ	6
	ТПОЛ	9
	ТПЛ-10У3	4
	ТПЛ	2
	Т-0,66 У3	9
Трансформатор напряжения	НАМИ	2
	НТМИ-6 У3	5
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер ИВК	-	1
Документация		
Паспорт-формуляр	17254.302.384106.034.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ВЗПП-Микрон» (модернизация)», аттестованном ООО «Энергокомплекс». Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312235 от 01.06.2017.

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

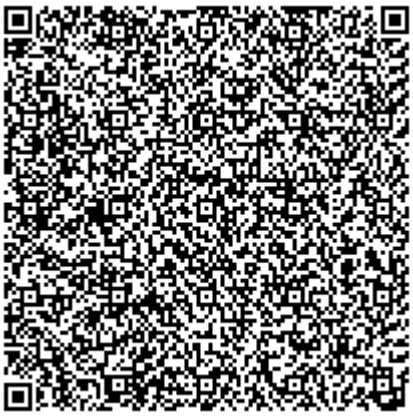
Акционерное общество «ВЗПП-Микрон» (АО «ВЗПП-Микрон»)
ИНН 3661020890
Юридический адрес: 394033, Воронежская обл., г. Воронеж, пр-кт Ленинский, д. 119а
Телефон: +7 (473) 226-14-24
E-mail: vspmail@vsp-mikron.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго»)
ИНН 7707798605
Адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, помещ. 1
Телефон: +7 (499) 917-03-54
E-mail: info@a-energo.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЛЕММА» (ООО «ЛЕММА»)
Адрес: 620102, г. Екатеринбург, ул. Ясная, д. 28, кв. 23
Телефон: +7 (343) 372-00-57
E-mail: lemma-ekb@mail.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314006.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2024 г. № 1986

Регистрационный № 92971-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, выработанной и потребленной отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределением функций измерения.

АИИС КУЭ решает следующие функции:

– автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;

– периодически (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

– хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

– передача результатов измерений в центры сбора и обработки информации (ЦСОИ) смежных субъектов оптового рынка;

– предоставление, по запросу, контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – смежных участников оптового рынка электроэнергии;

– обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

– диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

– конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

– ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени), соподчинённой национальной шкале времени.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ),

многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер ИВК, устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

На уровне ИВК обеспечивается:

– автоматический регламентный сбор результатов измерений;

– автоматическое выполнение коррекции времени;

– сбор данных о состоянии средств измерений;

– контроль достоверности результатов измерений;

– восстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.);

– возможность масштабирования долей именованных величин электрической энергии;

– хранение результатов измерений, состояний объектов и средств измерений в течение 3,5 лет;

– ведение нормативно-справочной информации;

– ведение «Журналов событий»;

– формирование отчетных документов;

– передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений на вышестоящие уровни, заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ);

– безопасность хранения данных и ПО в соответствии с ГОСТ Р 52069.0–2013;

– конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;

– предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;

– диагностика работы технических средств и ПО;

– разграничение прав доступа к информации;

– измерение времени и синхронизацию времени от СОЕВ.

АРМ обеспечивает представление в визуальном виде и на бумажном носителе следующей информации:

– отпуск или потребление активной и реактивной мощности, усредненной за 30-минутные интервалы по любой линии или объекту за любые интервалы времени;

– показатели режимов электропотребления;

– максимальные значения мощности по линиям и объектам по всем зонам суток и суткам;

– допустимый и фактический небаланс электрической энергии за любой контролируемый интервал времени.

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

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

– активная и реактивная электрическая энергия как интеграл от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемых для интервалов времени 30 мин;

– средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии по проводным линиям связи поступает на верхний уровень АИИС КУЭ (сервер ИВК).

На верхнем – втором уровне АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Сервер ИВК формирует и передает данные субъектам ОРЭМ в формате XML в соответствии с регламентами ОРЭМ по электронной почте.

ИИК, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации системного времени с приемником сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS.

Часы УССВ синхронизированы с приемником сигналов точного времени. УССВ обеспечивает коррекцию часов сервера ИВК. Коррекция часов сервера ИВК производится при расхождении часов сервера ИВК и времени УССВ более чем на ±1 с. Сервер ИВК осуществляет коррекцию времени счетчиков. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера ИВК более чем на ±2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 01 средства измерений указывается в паспорте типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведены в паспорте на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», которое обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами «АльфаЦЕНТР».

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

Таблица 1- Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.1
Цифровой идентификатор ПО (ac_metrology2.dll)	39989384CC397C1B48D401302C722B02
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав ИК

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/ Сервер
1	2	3	4	5	6
1	Чебоксарская ТЭЦ-2, ТГ-1	ТШВ15Б 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-20-63 18000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
2	Чебоксарская ТЭЦ-2, ТГ-2	ТШВ15Б 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
3	Чебоксарская ТЭЦ-2, ТГ-3	ТШЛ20Б-1 8000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-20-63 18000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
4	Чебоксарская ТЭЦ-2, ТГ-4	ТШЛ20Б-1 10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
21	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 220 кВ, яч. 1	ТВ-220-I У2 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 64181-16	НКФ-220-58 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 87519-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
22	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 220 кВ, яч. 3	ТВ-220-I У2 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 64181-16	НКФ-220-58 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 87519-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
23	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 220 кВ, яч. 4	ТВ-220-I У2 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 64181-16	НКФ-220-58 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 87519-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0107050159 Рег. № 27524-04	
24	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 4	ТВ-110-I-2 У2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
25	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 12	ТВ-110-I-2 У2 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
26	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 10	ТВ-110-I-2 У2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
27	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 20	ТВ-110-I-2 У2 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
28	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 21	ТВ-110-I-2 У2 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
29	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 23	ТВ-110-I-2 У2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
30	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 22	ТВ-110-I-2 У2 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
31	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 9	ТВ-110-I-2 У2 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
32	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 15	ТВ-110-I-2 У2 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
33	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 26	ТВ-110-I-2 У2 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
34	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 25	ТВ-110-I-2 У2 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
35	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 8	ТВ-110-I-2 У2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
36	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 7	ТВ-110-I-2 У2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
37	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 18	ТВ-110-I-2 У2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
38	Чебоксарская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, яч. 17	ТВ-110-I-2 У2 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
39	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 104	ТВЛМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
40	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 107	ТВЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
41	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 108	ТОЛ-10-I-2 У2 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
42	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 109	ТВЛМ-10 800/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
43	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 110	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
44	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 111	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
45	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 112	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
46	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 113	ТВЛМ-10 800/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
47	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 117	ТОЛ-ЭС-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 34651-07	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
48	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 118	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32139-11	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
49	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 202	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
50	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 203	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
51	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 204	ТЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
52	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 205	ТВЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
53	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 207	ТВЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
54	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 208	ТВЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
55	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 209	ТЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
56	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 210	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
57	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 211	ТВЛМ-10 800/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
58	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 212	ТОЛ-10-I-2 У2 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 940 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
59	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 216	ТОЛ-10-I-2 У2 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
60	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 217	ТПЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2363-68	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
61	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 218	ТПЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
62	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 304	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
63	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 305	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
64	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 306	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
65	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 307	ТЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
66	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 308	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32139-11	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
67	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 309	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
68	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 310	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
69	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 311	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
70	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 312	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
71	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 315	ТВЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
72	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 316	ТОЛ-10-I-8 У2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-11	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
73	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 317	ТЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
74	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 319	ТПОЛ10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
75	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 322	ТОЛ-ЭС-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 34651-07	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
76	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 323	ТПОЛ10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
77	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 324	ТЛМ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
78	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 402	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
79	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 403	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
80	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 404	ТОЛ-10-I-8 У2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-11	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
81	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 405	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
82	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 408	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
83	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 409	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
84	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 410	ТВЛМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
85	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 416	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
86	Чебоксарская ТЭЦ-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 418	ТПОЛ10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
87	Чебоксарская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ МНС, п. 3	Т-0,66 У3 40/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9504-84	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
88	Чебоксарская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ МНС, п. 20	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
89	Чебоксарская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ МНС, п. 21	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
90	Чебоксарская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ производственного корпуса МНС	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
91	Чебоксарская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ производственного корпуса МНС, п. 4	Т-0,66 У3 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
92	Чебоксарская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ производственного корпуса МНС, п. 2	Т-0,66 У3 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
94	Чебоксарская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ МНС, п. 17	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
95	Чебоксарская ТЭЦ-2, Силовая сборка №1 узла нейтрализации ХВО	Т-0,66 У3 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
96	Чебоксарская ТЭЦ-2, РУ-0,4 кВ ЦРМ, п. № 7	Т-0,66 У3 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
97	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ТГ-1	ТШВ-15 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1836-63	ЗНОМ-15-63 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
101	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ТГ-5	ТШВ15Б 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
102	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ТГ-6	ТШЛ20Б-1 8000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
103	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ТГ-7	AON-F 8000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 43946-10	UKM 24/3 10500/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 51204-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
115	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 3	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
116	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 4	ТПОЛ10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
117	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 7	ТОЛ-СЭЩ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
118	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 10	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
119	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 16	ТВЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
120	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 17	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
121	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 18	ТЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
122	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 24	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
123	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 27	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
124	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 33	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
125	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 37	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
126	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 43	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
128	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 47	ТПЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
129	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 50	ТЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
130	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 53	ТЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
132	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ГРУ 6 кВ, яч. 58	ТЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
133	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 35 кВ, яч. 1	ТПЛ-35-3 УХЛ2 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 57878-14	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
134	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 35 кВ, яч. 6	ТПЛ-35-3 УХЛ2 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16	ф. А: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 67628-17 ф. В: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 57878-14 ф. С: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 57878-14	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
136	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 35 кВ, яч. 8	ТПЛ-35-3 УХЛ2 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16	ф. А: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 67628-17 ф. В: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 57878-14 ф. С: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 57878-14	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
137	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 35 кВ, яч. 12	ТПЛ-35-3 УХЛ2 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16	ф. А: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 67628-17 ф. В: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 57878-14 ф. С: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 57878-14	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
138	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 35 кВ, яч. 15	ТПЛ-35-3 УХЛ2 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 57878-14	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
139	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 110 кВ, яч. 10	ТВ-110-I-1 УХЛ2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
140	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 110 кВ, яч. 8	ТВ-СВЭЛ-110 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 67627-17	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
141	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 110 кВ, яч. 14	ТВ-110-VI УХЛ2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
142	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 110 кВ, яч. 12	ТВ-110-VI УХЛ2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
143	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 110 кВ, яч. 3	ТВ-110-VI УХЛ2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
144	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 110 кВ, яч. 6	ТВ-110-VI УХЛ2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
145	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 110 кВ, яч. 5	ТВ-110-I-1 УХЛ2 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10
146	Новочебоксарская ТЭЦ-3, Щит ПТВМ ВК, п. ВК-2-2, Мегафон	Т-0,66 У3 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 17551-03	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
147	Новочебоксарская ТЭЦ-3, Щит ПТВМ ВК, п. ВК-2-2, Вымпелком	Т-0,66 У3 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 17551-03	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
150	Новочебоксарская ТЭЦ-3, Щит 0,4 кВ мазутосклада	Т-0,66 У3 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
156	Новочебоксарская ТЭЦ-3, Сборка калориферов машзала № 3	-	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
157	Новочебоксарская ТЭЦ-3, Щит 0,4 кВ маслоаппаратной	Т-0,66 У3 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
159	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 35 кВ, яч. 3	ТПЛ-35-3 УХЛ2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-11	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 57878-14	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
160	Новочебоксарская ТЭЦ-3, ЗРУ 35 кВ, яч. 14	ТПЛ-35-3 УХЛ2 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-11	ф. А: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 67628-17 ф. В: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 57878-14 ф. С: ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 57878-14	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ ProLiant DL360 Gen10

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

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, %	Границы погрешности в рабочих условиях, %
1	2	3	4
1, 2, 40, 51, 53, 60, 62, 86, 97, 101	Активная	±1,1	±5,5
	Реактивная	±2,3	±2,9
3, 4, 102	Активная	±0,8	±2,4
	Реактивная	±1,6	±1,9
21-23, 39, 41-50, 52, 54-59, 61, 63-71, 73-79, 81-85, 115, 116, 118-126, 128-130, 132	Активная	±1,1	±5,5
	Реактивная	±2,3	±2,8
24-38, 72, 139, 142, 145	Активная	±1,1	±4,8
	Реактивная	±2,3	±3,0

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
88-92, 95, 96	Активная	±1,0	±5,6
	Реактивная	±2,1	±3,5
80, 103, 117	Активная	±1,1	±4,8
	Реактивная	±2,3	±2,8
133, 134, 136-138, 159, 160	Активная	±0,9	±4,7
	Реактивная	±2,0	±2,9
140, 141, 143, 144	Активная	±1,2	±5,1
	Реактивная	±2,5	±4,1
146, 147	Активная	±0,8	±5,3
	Реактивная	±1,9	±2,8
87, 94, 150, 157	Активная	±1,0	±5,6
	Реактивная	±2,1	±4,1
156	Активная	±0,6	±1,9
	Реактивная	±1,1	±3,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	

Примечания:

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

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

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

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	118
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ температура окружающей среды, °С	 от 98 до102 от 1 до 120 от 49,8 до 50,2 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- ток, % от $I_{ном}$	от 1 до 120
- частота, Гц	от 49,6 до 50,4
- коэффициент мощности cosφ	от 0,5 инд. до 0,8 емк.
температура окружающей среды для ТТ, ТН и счетчиков электрической энергии °С	от -40 до +60
температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С	от -10 до +55
магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Электросчетчики:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
- среднее время восстановления работоспособности, сут, не более	2
Сервер:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	100
- при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

– резервирование питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

– в журнале событий счетчика:

– параметризации или изменений конфигурации;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике;

– журнал сервера ИВК:

– параметризации или изменений конфигурации счетчика;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике и сервере ИВК.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– счетчика электрической энергии;

– испытательной коробки;

– сервера ИВК;

– защита информации на программном уровне:

– результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);

– установка пароля на счетчик;

– установка пароля на сервер.

Пломбирование АИИС КУЭ не предусмотрено.

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	17
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	83
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.09	5
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03.09	7
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	4
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.08	2
Трансформатор тока	ТШВ15Б	9
Трансформатор тока	ТШЛ20Б-1	9
Трансформатор тока	ТВ-220-I У2	9
Трансформатор тока	ТВ-110-I-2 У2	45
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	58
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I-2 У2	6
Трансформатор тока	ТОЛ-ЭС-10	4
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	3
Трансформатор тока	ТПОЛ10	26
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТЛМ-10	18
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	39
Трансформатор тока	ТШВ-15	3
Трансформатор тока	AON-F	3
Трансформатор тока	ТПЛ-35-3 УХЛ2	16
Трансформатор тока	ТВ-110-I-1 УХЛ2	6
Трансформатор тока	ТВ-СВЭЛ-110	3
Трансформатор тока	ТВ-110-VI УХЛ2	12
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-20-63	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	15
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	12
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	4
Трансформатор напряжения	UKM 24/3	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III-4 УХЛ1	6
Сервер ИВК	ProLiant DL360 Gen10	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Паспорт	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс», аттестованном ООО «Энергокомплекс», г. Москва, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Правообладатель

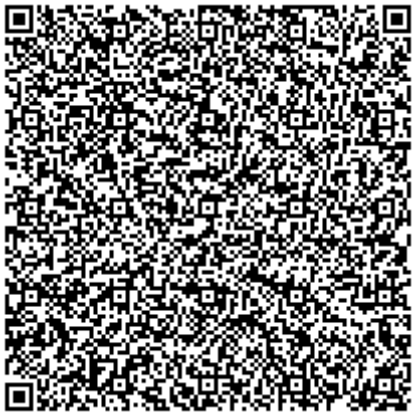
Публичное акционерное общество «Т Плюс» (ПАО «Т Плюс»)
ИНН 6315376946
Юридический адрес: 143421, Московская обл., г.о. Красногорск, тер. автодорога Балтия, км 26-й, д. 5 стр. 3, оф. 506
Телефон: +7 (8352) 22-52-05
E-mail: info@tplusgroup.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Т Плюс» (ПАО «Т Плюс»)
ИНН 6315376946
Адрес места осуществления деятельности: 428022, Чувашская Республика - Чувашия, г. Чебоксары, Марпосадское ш., д. 4
Юридический адрес: 143421, Московская обл., г.о. Красногорск, тер. автодорога Балтия, км 26-й, д. 5 стр. 3, оф. 506
Телефон: +7 (8352) 22-52-05
E-mail: info@tplusgroup.ru

Испытательный центр:

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс» (ООО «Энергокомплекс»)
ИНН 7444052356
Адрес места осуществления деятельности: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23
Телефон: +7 (351) 951-02-67
E-mail: encomplex@yandex.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2024 г. № 1986

Регистрационный № 92972-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭК» (24-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭК» (24-я очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, передача информации на АРМ. При этом, если вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН осуществляется в счетчиках, на сервере данное вычисление осуществляется умножением на коэффициент равный единице.

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

Передача информации от сервера или АРМ коммерческому оператору с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, системному оператору и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже 1 раза в час. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ±2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «НЭК» (24-я очередь) наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 024 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПК «Энергосфера» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускаемой основной относительной погрешности (±δ), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	БКРТП-3539 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Яч. 3, 2КЛ 10 кВ от БКРТП-3539 (1 СШ) до ТП-3383	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 25433-11 Фазы: A; B; C	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: ABC	Меркурий 234 ART2-00 DPR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,4 5,7
2	БКРТП-3539 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Яч. 18, 2КЛ 10 кВ от БКРТП-3539 (2 СШ) до ТП-3383	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 25433-11 Фазы: A; B; C	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: ABC	Меркурий 234 ART2-00 DPR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,4 5,7
3	ЗТП 6 кВ АО Визит, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Ввод 1 6 кВ	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 7069-79 Фазы: A; C	ЗНОЛПМ-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: A; B; C	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,6

4	ЗТП 6 кВ АО Визит, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Ввод 2 6 кВ	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 7069-79 Фазы: A; C	ЗНОЛПМ-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: A; B; C	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ТП № 2721 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5 1500/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	–	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
6	ТП № 2757 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5 1500/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	–	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
7	ТП-810п 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1СШ-0,4 кВ, Ввод 1	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5S 1000/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,3 5,6
8	ТП-810п 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2СШ-0,4 кВ, Ввод 2	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5S 1000/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,3 5,6
9	ТП-2918п 6 кВ, РУ-6 кВ, 1СШ-6 кВ, яч. Т1	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 47583-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,4 5,7
10	ТП-2918п 6 кВ, РУ-6 кВ, 2СШ-6 кВ, яч. Т2	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 47583-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,4 5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	ТП-523п 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-М-0,66 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 71205-18 Фазы: A; B; C	–	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
12	ТП-2169п 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	ТС 12 Кл. т. 0,5 2500/5 Рег. № 26100-03 Фазы: A; B; C	–	Меркурий 234 ARTM-03 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
13	ТП-2169п 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТС 12 Кл. т. 0,5 2500/5 Рег. № 26100-03 Фазы: A; B; C	–	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
14	ЗТП № 289 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 71031-18 Фазы: A; B; C	–	Меркурий 234 ARTM-03 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
15	ЗТП № 289 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: A; B; C	–	Меркурий 234 ARTM-03 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
16	КТП № 294 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 71031-18 Фазы: A; B; C	–	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	КТП № 295 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 52667-13 Фазы: A; B; C	–	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,3 5,6
18	КТП № 472 Поповка картоф. завод 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТК-100 Кл. т. 0,5S 1600/5 Рег. № 76349-19 Фазы: A; B; C	–	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,3 5,6
19	ВЛ 10 кВ № 4, Оп. № 20, ВЛ1 10 кВ КТП № 113, ПКУ-210 10 кВ	ТОЛ-ЭС-10 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 34651-07 Фазы: A; B; C	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: A; B; C	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
20	ВЛ 10 кВ № 6, Оп. № 19, ВЛ2 10 кВ КТП № 113, ПКУ-211 10 кВ	ТОЛ-ЭС-10 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 34651-07 Фазы: A; B; C	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: A; B; C	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
21	ТП-856 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	ТШП-М-0,66 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 71205-18 Фазы: A; B; C	–	ПСЧ-4ТМ.06Т.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
22	ТП-856 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТШП-М-0,66 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 71205-18 Фазы: A; B; C	–	ПСЧ-4ТМ.06Т.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
23	ПС 35 кВ Слюсаревская, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Яч. СЛ-9, ф. СЛ-9	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S 100/5 Рег. № 51623-12 Фазы: A; C	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: A; B; C	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,4 5,7
24	КТП-Э-1-1057 10 кВ, РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ Т-1	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 50/5 Рег. № 25433-11 Фазы: A; B; C	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 47583-11 Фазы: A; B; C	МИР С-07.05S-57-5(10)-R-D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 61678-15			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,6
25	КТП-К-2-1043 10 кВ, РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 50/5 Рег. № 32139-06 Фазы: A; B; C	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: A; B; C	МИР С-07.05S-57-5(10)-R-D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 61678-15			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,6
26	ПКТП-136 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 75076-19 Фазы: A; B; C	–	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18			Активная Реактивная	1,0 2,1	3,2 5,5
27	ПКТП-136 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТТЕ-100 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 73808-19 Фазы: A; B; C	–	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18			Активная Реактивная	1,0 2,1	3,2 5,5
28	КТП-СЛ-3-412 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 75076-19 Фазы: A; B; C	–	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18			Активная Реактивная	1,0 2,1	3,3 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
29	КТП-420 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 75076-19 Фазы: A; B; C	–	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,3 5,6
30	ТП-Н63 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: A; B; C	–	РиМ 489.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 57003-14			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
31	ТП-Н63 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: A; B; C	–	РиМ 489.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 57003-14			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
32	ТП-Н258 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 52667-13 Фазы: A; B; C	–	РиМ 489.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 57003-14			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
33	ТП-Н258 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 52667-13 Фазы: A; B; C	–	РиМ 489.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 57003-14			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
34	ТП-Н421 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: A; B; C	–	РиМ 489.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 57003-14			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
35	ТП-Н421 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	–	РиМ 489.15 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 57003-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
36	ПС 110 кВ Коминтерновская, ЗРУ-6 кВ, СШ 6 кВ, Яч. № 3, ф. 3	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
37	ПС 110 кВ ВЗР, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Яч. № 104, ф. 104	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 35955-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив-ная Реак-тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
38	ПС 110 кВ ВЗР, РУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, Яч. № 410, ф. 410	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 35955-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив-ная Реак-тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
39	ТП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, Яч. № 6, ф. 6	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 814-53 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
40	ТП-3 ООО Пром-текстиль 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, Яч. № 1, КЛ 6 кВ ООО фирма ЭФА	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 20/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМК-6-48 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 323-49 Фазы: АВС	Меркурий 234 ART-00 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
41	ВРУ 0,4 кВ Блочно-модульная котельная ул. Дружинников, д. 26, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	–	–	Меркурий 236 ART-02 PQRS Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Активная Реактивная	1,0 2,0	3,2 6,1
42	ТП 1378 10 кВ, РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ Т1	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 75/5 Рег. № 25433-11 Фазы: A; B; C	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: ABC	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,6
43	ТП 1378 10 кВ, РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ Т2	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 75/5 Рег. № 25433-11 Фазы: A; B; C	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: ABC	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,6
44	ТП 2620 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ1 0,4 кВ ООО Зельгрос Иммобилиен	TI Кл. т. 0,5 3000/5 Рег. № 48529-11 Фазы: A; B; C	–	ПСЧ-4ТМ.06Т.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21			Активная Реактивная	1,0 2,1	3,2 5,5
45	ТП 2620 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ2 0,4 кВ ООО Зельгрос Иммобилиен	TI Кл. т. 0,5 3000/5 Рег. № 48529-11 Фазы: A; B; C	–	ПСЧ-4ТМ.06Т.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. №82640-21			Активная Реактивная	1,0 2,1	3,2 5,5
46	ТП-2445п 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 71031-18 Фазы: A; B; C	–	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11			Активная Реактивная	1,0 2,1	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
47	ВРУ 0,4 кВ ИП Теплов А.И., СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 57218-14 Фазы: A; B; C	–	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
48	ВРУ 0,4 кВ ИП Фатихов Р.Т., СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТИ-А Кл. т. 0,5S 200/5 Рег. № 28139-12 Фазы: A; B; C	–	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,3 5,6
49	ТП-3185п 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 71031-18 Фазы: A; B; C	–	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
50	ВПУ 0,4 кВ ИП Овчинников И.Ю., СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-М-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 71205-18 Фазы: A; B; C	–	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
51	ВРУ 0,4 кВ ИП Гребенников В.В., СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 150/5 Рег. № 52667-13 Фазы: A; B; C	–	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
52	ЩУ 0,4 кВ ул. Кореновская, д 15/1 ИП Куянов В.К., Ввод 0,4 кВ	–	–	Меркурий 236 ART-02 PQRS Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,0	3,2 6,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
53	ТП-НТ-3-1618п 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 71031-18 Фазы: A; B; C	–	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
54	ВРУ 0,4 кВ ИП Стрелевская А.Д., СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТИ-30 Кл. т. 0,5 250/5 Рег. № 28139-12 Фазы: A; B; C	–	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
55	ВРУ 0,4 кВ ИП Коркишко Ф.И., СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 250/5 Рег. № 71031-18 Фазы: A; B; C	–	Меркурий 234 ARTM-03 DPBR.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
56	ВРУ 0,4 кВ Эл.щитовая № 4 МКД по адресу: ул. 3-я Трудовая, д. 1/3, КЛ2 0,4 кВ ИП Чахов Я.Н.	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 75/5 Рег. № 71031-18 Фазы: A; B; C	–	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
57	ВРУ 0,4 кВ ИП Шаповалова О.Е., Ввод 0,4 кВ	ТШП-М-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 71205-18 Фазы: A; B; C	–	Меркурий 234 ARTM2-03 DPBR.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
58	ТП-3342п 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 71031-18 Фазы: A; B; C	–	Меркурий 234 ARTM-03 PBR.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
59	ВРУ 0,4 кВ Магазин-склад строительных и хозяйственных материалов, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	–	–	Меркурий 234 ARTX2-02 DPOBR Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Активная Реактивная	1,0 2,0	3,2 6,1
60	КТП-ДПР 27,5 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТИ-60 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 28139-12 Фазы: A; B; C	–	ПСЧ-4ТМ.06Т.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21			Активная Реактивная	1,0 2,1	3,2 5,5
61	КВЛ 10 кВ ф. Шебзавод, ВЛЗ 10 кВ Щебзавод (Аб.), Оп. № 2, ПКУ 10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 47959-16 Фазы: A; B; C	НОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 69605-17 Фазы: A; B; C	Меркурий 234 ARTM-00 PB.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,4 5,7
62	ПС 35 кВ Кирилловская нефтебаза, ЗРУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч. № 13, КЛ 6 кВ прис. № 13	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 9143-83 Фазы: A; C	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,6
63	ПС 35 кВ Г-5, ЗРУ-6 кВ, СШ 6 кВ, КВЛ 6 кВ Л-504	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 814-53 Фазы: A; C	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЕ 303 S31 503 JAVZ Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08			Активная Реактивная	1,3 2,3	3,3 4,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

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

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 1, 2, 7 – 10, 17, 18, 23, 28, 29, 37, 38, 48, 61 для силы тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы тока 5 % от $I_{ном}$; cos φ = 0,8инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	63
Нормальные условия:	
параметры сети:	от 95 до 105
напряжение, % от Uном	
сила тока, % от Iном	
для ИК №№ 1, 2, 7 – 10, 17, 18, 23, 28, 29, 37, 38, 48, 61	от 1 до 120
для остальных ИК	от 5 до 120
коэффициент мощности cosφ	0,9
частота, Гц	от 49,8 до 50,2
температура окружающей среды, °С	от +21 до +25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
напряжение, % от Uном	от 90 до 110
сила тока, % от Iном	
для ИК №№ 1, 2, 7 – 10, 17, 18, 23, 28, 29, 37, 38, 48, 61	от 1 до 120
для остальных ИК	от 5 до 120
коэффициент мощности cosφ	от 0,5 до 1,0
частота, Гц	от 49,6 до 50,4
температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °С	от -45 до +40
температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от +5 до +35
температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
для счетчиков типа Меркурий 234 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 75755-19):	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	320000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05МК, ПСЧ-4ТМ.05МД, СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12):	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типов Меркурий 234 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 48266-11), Меркурий 236, СЕ 303, ПСЧ-4ТМ.06Т:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08):	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для счетчиков типа МИР С-07:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	290000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для счетчиков типа РиМ 489.15:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	180000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для счетчиков типа Меркурий 230:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	150000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для УСВ:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для сервера:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации:	
для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05МК, ПСЧ-4ТМ.05МД, ПСЧ-4ТМ.06Т, СЭТ-4ТМ.03М:	
тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	40
для счетчиков типов Меркурий 234, Меркурий 236:	
тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	170
при отключении питания, лет, не менее	5
для счетчиков типа Меркурий 230:	
тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	85
при отключении питания, лет, не менее	10
для счетчиков типа СЕ 303:	
тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	60
при отключении питания, лет, не менее	10
для счетчиков типа МИР С-07:	
тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	131
при отключении питания, лет, не менее	30
для счетчиков типа РиМ 489.15:	
тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	186
при отключении питания, лет, не менее	40
для сервера:	
хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
  параметрирования;
  пропадания напряжения;
  коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
  параметрирования;
  пропадания напряжения;
  коррекции времени в счетчиках и сервере;
  пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛО-10	21
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	4
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10	5
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-ЭС-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	5
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	4
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛК-10	2
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	2
Трансформаторы тока	Т-0,66	27
Трансформаторы тока	Т-0,66 У3	21
Трансформаторы тока	Т-0,66 М У3	15
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	9
Трансформаторы тока	ТШП-М-0,66	15
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	3
Трансформаторы тока	ТС 12	6
Трансформаторы тока	ТТК-100	3
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ-100	3
Трансформаторы тока измерительные	ТІ	6
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-30	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-60	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10	9
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛПМ-6	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	9
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	4
Трансформаторы напряжения измерительные, трехфазные, двухобмоточные, с масляным заполнением, стационарные, с номинальным напряжением 6000 и 3000 В	НТМК-6-48	1
Трансформаторы напряжения	НОЛ-СЭЩ-6	6
Трансформаторы напряжения	НОЛ-НТЗ-10	3
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	1
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	1
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	20
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 236	11
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.06Т	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	7
Счетчики электрической энергии	МИР С-07	2
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	РиМ 489.15	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные	CE 303	1
Сервер	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	1
Формуляр	33178186.411711.024.ФО	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «НЭК» (24-я очередь)», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

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

Общество с ограниченной ответственностью «Новая энергетическая компания» (ООО «НЭК»)
ИНН 2308259377
Юридический адрес: 350049, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Красных партизан, д. 206, эт. 3, помещ. 1
Телефон: (800) 700-69-83, (861) 218-79-83
Web-сайт: www.art-nek.ru
E-mail: info@art-nek.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Новая энергетическая компания» (ООО «НЭК»)
ИНН 2308259377
Адрес: 350049, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Красных партизан, д. 206, эт. 3, помещ. 1
Телефон: (800) 700-69-83, (861) 218-79-83
Web-сайт: www.art-nek.ru
E-mail: info@art-nek.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2024 г. № 1986

Регистрационный № 92973-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Ростилово (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, 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 на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 589. 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), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов 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 110 кВ Ростилово – Грязовец I цепь (ВЛ 110 кВ Грязовец 1)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НКФ 110-57 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82470-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	TOPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ Ростилово – Грязовец II цепь (ВЛ 110 кВ Грязовец 2)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НКФ 110-57 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82470-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
3	ВЛ 110 кВ Ростилово – КС Новогрязовецкая I цепь (ВЛ 110 кВ Новогрязовецкая 1)	IMB 123 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 32002-06	НКФ 110-57 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82470-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
4	ВЛ 110 кВ Ростилово – КС Новогрязовецкая II цепь (ВЛ 110 кВ Новогрязовецкая 2)	IMB 123 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 32002-06	НКФ 110-57 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82470-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ВЛ 110 кВ Ростилово – Скалино (Тяговая) с отпайкой на ПС Плоское (ВЛ 110 кВ Ростилово – Скалино)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НКФ 110-57 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82470-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	TOPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	ШСОМВ-110 кВ	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НКФ 110-57 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82470-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
7	КЛ 10 кВ НПС-1 (яч.26)	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
8	КЛ 10 кВ НПС-2 (яч.29)	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
9	Яч. 10 кВ № 10 21Д*	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
10	Яч. 10 кВ № 11 22Д*	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
11	Яч. 10 кВ № 14 13Д*	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
12	Яч. 10 кВ № 15 24Д*	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
13	Яч. 10 кВ № 18 25Д*	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
14	Яч. 10 кВ № 19 ТСН 1 КЦ*	ТЛО-10 кл.т 0,2S Ктт = 200/5 рег. № 25433-03	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
15	Яч. 10 кВ № 35 КОС*	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	Яч. 10 кВ № 36 Ленинград-2*	ТЛО-10 кл.т 0,2S Ктт = 200/5 рег. № 25433-03	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	TOPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
17	Яч. 10 кВ № 38 ТСН 2 КЦ*	ТЛО-10 кл.т 0,2S Ктт = 200/5 рег. № 25433-03	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
18	Яч. 10 кВ № 39 14Д*	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
19	Яч. 10 кВ № 40 15Д*	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
20	Яч. 10 кВ № 41 23Д*	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
21	Яч. 10 кВ № 44 16Д*	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1856-63	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
22	Яч. 10 кВ № 45 17Д*	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1856-63	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
23	Яч. 10 кВ № 48 26Д*	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1856-63	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
24	Яч. 10 кВ № 49 27Д*	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1856-63	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
25	Яч. 10 кВ № 8 11Д*	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
26	Яч. 10 кВ № 9 12Д*	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
27	яч.20, ВЛ-10 кВ Юношеское	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	TOPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
28	яч.21, ВЛ-10 кВ Свистуново	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
29	яч.5, ВЛ-10 кВ Заемье	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
30	яч.51, ВЛ-10 кВ Желтиково	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1-6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
7-11, 13, 18-20, 25-26, 28-29 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
12, 15, 27 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
14, 16-17 (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
21-24 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
30 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1-6 (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
7-11, 13, 18-20, 25-26, 28-29 (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
12, 15, 27 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	3,8	2,4	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,4	1,1	1,1
14, 16-17 (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
21-24 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
30 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	3,9	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1-6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
7-11, 13, 18-20, 25-26, 28-29 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
12, 15, 27 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,7	2,8	2,0	2,0
14, 16-17 (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
21-24 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
30 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1-6 (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
7-11, 13, 18-20, 25-26, 28-29 (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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
12, 15, 27 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,1	2,7	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,6	1,6
14, 16-17 (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
21-24 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
30 (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
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), (±Δ), с					5

Примечания

1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для cosφ=1,0 нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для cosφ<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

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 СТЭМ-300: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	 220000 72 140000 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 титульный лист формуляра 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 шт./экз.
Трансформатор тока измерительный	ТВЛМ-10	34
Трансформатор тока	IMB 123	6
Трансформатор тока	ТГФМ-110	12
Трансформатор тока	ТЛО-10	18
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформатор напряжения	НКФ 110-57	6
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	СТЭМ-300	30
Устройство сбора и передачи данных	TOPAZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.Ц18.ФО	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 ЕНЭС ПС 220 кВ Ростилово», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

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

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети» (ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети» (ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207
Телефон: +7 (495) 109-09-22
Web-сайт: www.enertest.ru
E-mail: info@enertest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2024 г. № 1986

Регистрационный № 92974-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 750 кВ Владимирская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 750 кВ Владимирская (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, 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 на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 590. 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), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов 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 750 кВ Калининская АЭС – Владимирская	СА-765 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 45979-10	DFK 765 кл.т 0,2 Ктн = (750000/√3)/(100/√3) рег. № 36539-07	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	TOPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Владимирская	СА 525 кл.т 0,5 Ктт = 2000/1 рег. № 23747-02	DFK кл.т 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 81430-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
3	ПС 750 кВ Владимирская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Владимирская-Базовая (ВЛ 110 кВ Владимир-Базовая)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ПС 750 кВ Владимирская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Владимирская-Судогда I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Судогда 1 с отпайками Радуга, Улыбышево, Западная)	TG 145 кл.т 0,2 Ктт = 750/1 рег. № 15651-96	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	TOPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
5	ПС 750 кВ Владимирская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Владимирская-Судогда II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Судогда 2 с отпайками Радуга, Улыбышево, Западная)	TG 145 кл.т 0,2 Ктт = 750/1 рег. № 15651-96	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
6	ВЛ 110 кВ Ворша с отп. (Ундол-2)	СА 123 кл.т 0,2S Ктт = 750/1 рег. № 23747-02	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
7	ВЛ 110 кВ Ундол с отп. (Ундол-1)	ТГФ-110 кл.т 0,2S Ктт = 750/1 рег. № 58287-14	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
8	ПС 750 кВ Владимирская, ОРУ-110 кВ, КВЛ 110 кВ Владимирская-Районная I цепь с отпайками	ТГФ-110 кл.т 0,2S Ктт = 750/1 рег. № 58287-14	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
9	ПС 750 кВ Владимирская, ОРУ-110 кВ, КВЛ 110 кВ Владимирская-Районная II цепь с отпайками	TG 145 кл.т 0,2S Ктт = 750/1 рег. № 15651-06	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
10	КЛ 110 кВ Яндекс 1	ТГМ кл.т 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 59982-15	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (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
11	КЛ 110 кВ Яндекс 2	ТГМ кл.т 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 59982-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	TOPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
12	ОВВ-110 кВ	ТГМ кл.т 0,2S Ктт = 1500/1 рег. № 59982-15	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
13	Ф.10кВ Колокша	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 82924-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
14	Ф.10кВ Юрьевец-2	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 2473-00	НТМИ-10-У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 82924-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
15	ПС 750 кВ Владимирская, КРУ-10 кВ, 1 секция 10 кВ, Ф. 10 кВ ЮПФ	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 82924-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
16	ПС 750 кВ Владимирская, КРУ-10 кВ, 1 секция 10 кВ, Ф. 10 кВ Мехколонна	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 82924-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
17	ПС 750 кВ Владимирская, КРУ-10 кВ, 1 секция 10 кВ, Ф. 10 кВ Радиорелейная	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 82924-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
18	Ф.10кВ Юрьевец-1	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 2473-00	НТМИ-10-У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 82924-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
19	Ф.10кВ Поселок	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 82924-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
20	Ф.10кВ Новая-1	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 32139-11	НТМИ-10-У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 82924-21	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	Ф.10кВ Новая-2	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 32139-11	НТМИ-10-У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 82924-21	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1 рег. № 31857-11	TOPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
22	ПС 750 кВ Владимирская, щит 0,4 кВ здания ВЩУ, 2 с 0,4 кВ, панель № 6, КЛ 0,4 кВ ф.Гастроном	ТОП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 15174-06	-	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 (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,4	0,7	0,5	0,5
	0,8	1,6	1,0	0,7	0,7
	0,5	2,7	1,7	1,2	1,2
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	2,6	1,3	1,0
	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	8,2	4,1	2,8
3, 6-12 (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
4-5 (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
13-19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
20-21 (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
22 (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 (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,4	1,6	1,1	1,1
	0,5	1,8	1,1	0,8	0,8
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	6,6	3,4	2,3
	0,5	-	3,7	2,0	1,4
3, 6-12 (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
4-5 (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
13-19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
20-21 (Счетчик 1; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,8	1,5	1,5
22 (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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,5	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,7	1,2	0,9	0,9
	0,5	2,7	1,8	1,3	1,3
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	2,7	1,5	1,1
	0,8	-	4,3	2,3	1,6
	0,5	-	8,2	4,2	2,9
3, 6-12 (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
4-5 (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
13-19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
20-21 (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
22 (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
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,7	2,1	1,7	1,7
	0,5	2,2	1,6	1,5	1,5
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	6,7	3,6	2,7
	0,5	-	3,9	2,3	1,9
3, 6-12 (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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
4-5 (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
13-19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
20-21 (Счетчик 1; 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
22 (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), (±Δ), с					5

Примечания

1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для cosφ=1,0 нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для cosφ<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 $U_{ном}$	от 99 до 101
- ток, % от $I_{ном}$	от 1(5) до 120
- коэффициент мощности	0,87
- частота, Гц	от 49,85 до 50,15
температура окружающей среды, °С:	
- для счетчиков электроэнергии	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 TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	 120000 72 140000 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 титульный лист формуляра 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 шт./экз.
Трансформатор тока опорный	ТОП-0,66	3
Трансформатор тока	TG 145	9
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор тока	ТЛМ-10	14
Трансформатор тока	ТГФМ-110	3
Трансформатор тока	ТГФ-110	6
Трансформатор тока	ТГМ	9
Трансформатор тока	CA-765	6
Трансформатор тока	CA 525	6
Трансформатор тока	CA 123	3
Трансформатор напряжения емкостной	DFK 765	3
Трансформатор напряжения емкостной	DFK	3
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	3
Трансформатор напряжения антирезонансный	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-У3	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	22
Устройство сбора и передачи данных	TOPAZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.Ц24.ФО	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 ЕНЭС ПС 750 кВ Владимирская», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

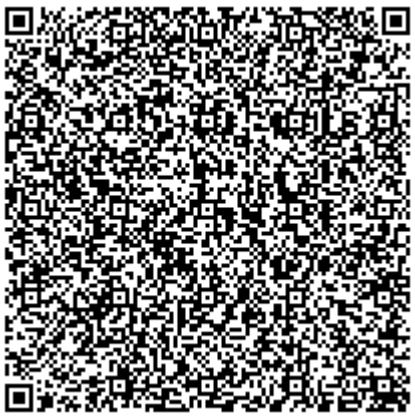
Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети» (ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети» (ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207
Телефон: +7 (495) 109-09-22
Web-сайт: www.enertest.ru
E-mail: info@enertest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2024 г. № 1986

Регистрационный № 92975-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Бологое

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Бологое (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, 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 на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 591. 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), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов 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 110 кВ Бологое - Арматурный завод I цепь	UA311632P368 кл.т 0,2S Ктт = 400/1 рег. № 82718-21	СРВ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	TOPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ Бологое- Арматурный завод II цепь	UA311632P368 кл.т 0,2S Ктт = 400/1 рег. № 82718-21	СРВ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ВЛ 110 кВ Бочановка - Бологое с отпайкой на ПС Бушевец	UA311632P368 кл.т 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 82718-21	СРВ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
4	ВЛ 110 кВ Вышний Волочек - Бологое с отпайками	UA311632P368 кл.т 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 82718-21	СРВ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ВЛ 110 кВ Бологое - Выползово I цепь	UA311632P368 кл.т 0,2S Ктт = 400/1 рег. № 82718-21	СРВ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	TOPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	ВЛ 110 кВ Бологое - Выползово II цепь	UA311632P368 кл.т 0,2S Ктт = 400/1 рег. № 82718-21	СРВ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
7	ВЛ 110 кВ Бологое - Поплавенец	UA311632P368 кл.т 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 82718-21	СРВ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
8	ВЛ 110 кВ Бологое-Удомля I цепь с отпайкой на ПС Манихино	UA311632P368 кл.т 0,2S Ктт = 400/1 рег. № 82718-21	СРВ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
9	ВЛ 110 кВ Бологое-Удомля II цепь с отпайкой на ПС Манихино	UA311632P368 кл.т 0,2S Ктт = 400/1 рег. № 82718-21	СРВ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
10	ВЛ 110 кВ Бологое-Хмелевка с отпайкой на ПС Алешинка	UA311632P368 кл.т 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 82718-21	СРВ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
11	ВЛ 110 кВ Т-1	UA311632P368 кл.т 0,2S Ктт = 400/1 рег. № 82718-21	СРВ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
12	ВЛ 110 кВ Т-2	UA311632P368 кл.т 0,2S Ктт = 400/1 рег. № 82718-21	СРВ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
13	ВЛ 35 кВ Бологое-Тимково	ТГМ кл.т 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35 кл.т 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-54	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ТСН-3 0,4 кВ	ТШП кл.т 0,5S Ктт = 1000/5 рег. № 64182-16	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	TOPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
15	ТСН-4 0,4 кВ	ТК кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 1407-60	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
16	ТСН-5 0,4 кВ	ТК кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 1407-60	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
17	0,4 кВ «Жилой дом»	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 36382-07	-	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 (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1-12 (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
13 (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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
14 (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
15-17 (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 (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1-12 (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
13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	3,9	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
14 (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
15-17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	2,4	1,3	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1-12 (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
13 (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

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
14 (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
15-17 (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	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1-12 (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
13 (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
14 (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
15-17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	2,0
	0,5	-	2,7	1,8	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), (±Δ), с					5

Примечания

1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для cosφ=1,0 нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для cosφ<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 +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 TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	 120000 72 140000 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 титульный лист формуляра 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 шт./экз.
Трансформатор тока шинный	ТШП	3
Трансформатор тока стационарный	ТК	6
Трансформатор тока	UA311632P368	36
Трансформатор тока	Т-0,66	3
Трансформатор тока	ТГМ	3
Трансформатор напряжения	СРВ	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	17
Устройство сбора и передачи данных	TOPAZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.Ц29.ФО	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 ЕНЭС ПС 330 кВ Бологое», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети» (ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети» (ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207
Телефон: +7 (495) 109-09-22
Web-сайт: www.enertest.ru
E-mail: info@enertest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314754.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2024 г. № 1986

Регистрационный № 92976-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Череповецкая

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Череповецкая (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, 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 на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 586. 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), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов 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 500 кВ Конаковская ГРЭС - Череповецкая	ТФНКД-500 кл.т 0,5 Ктт = 2000/1 рег. № 85048-22; ТФНКД-500-П кл.т 0,5 Ктт = 2000/1 рег. № 3639-73; ТФЗМ кл.т 0,5 Ктт = 2000/1 рег. № 92417-24	DFK кл.т 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 92383-24	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	TOPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС – Череповецкая № 1	ТФНД-220 IV кл.т 0,5 Ктт = 2000/1 рег. № 78233-20	НКФ 220-58 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 83190-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

3	ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС – Череповецкая № 2	ТФЗМ 220Б-IV кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 31548-06	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 74031-19	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ВЛ 220 кВ Череповецкая – ГПП-11 I цепь (ВЛ 220 кВ Прокат 1)	ТФНД-220 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 64844-16	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 83189-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	TOPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
5	ВЛ 220 кВ Череповецкая – ГПП-11 II цепь (ВЛ 220 кВ Прокат 2)	ТФНД-220 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 64844-16	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 74031-19	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
6	ВЛ 220 кВ Череповецкая – ГПП-1 № 1 (ВЛ 220 кВ Фосфат 1)	ТФНД-220 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 65723-16	НКФ 220-58 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 83190-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
7	ВЛ 220 кВ Череповецкая – ГПП-1 № 2 (ВЛ 220 кВ Фосфат 2)	ТФНД-220 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 64844-16	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 83189-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
8	ВЛ 220 кВ Череповецкая – ГПП-3 № 1 (ВЛ 220 кВ Фосфат 3)	ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 6540-78	НКФ 220-58 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 83190-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
9	ВЛ 220 кВ Череповецкая – ГПП-3 № 2 (ВЛ 220 кВ Фосфат 4)	ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 6540-78	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 83189-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
10	ВЛ 220 кВ Череповецкая – ГПП-5 (ВЛ 220 кВ Азот 3)	ТФНД-220 IV кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 78233-20; ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 6540-78	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 83189-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
11	ВЛ 220 кВ Череповецкая – ГПП-5А (ВЛ 220 кВ Азот 4)	ТФНД-220 IV кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 78233-20; ТФНД-220 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 87282-22	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 74031-19	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	TOPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
12	ВЛ 220 кВ Череповецкая – ГПП-12 с отпайкой на ГПП-6 (ВЛ 220 кВ Агломерат 2)	ТФНД-220 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 84832-22; ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 6540-78	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 83189-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
13	ВЛ 220 кВ ТЭЦ ЭВС-2 – Череповецкая	ТФНД-220 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 65723-16	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 83189-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
14	ОВВ 1-2 220 кВ	ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т 0,5 Ктт = 2000/1 рег. № 6540-78	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 83189-21; НКФ 220-58 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 83190-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
15	ОВВ 3-4 220 кВ	ТФНД-220 кл.т 0,5 Ктт = 2000/1 рег. № 82719-21	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 74031-19; НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 83189-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
16	ПС Череповецкая ТСН-3 0,4 кВ (мал)	ТШП М-0,66 У3 кл.т 0,5S Ктт = 1000/5 рег. № 59924-15	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, 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 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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	2,6	1,3	1,0
	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	8,2	4,1	2,8
2, 4-15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
3 (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
16 (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 (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	6,6	3,4	2,3
	0,5	-	3,7	2,0	1,4
2, 4-15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
3 (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
16 (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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	2,7	1,5	1,1
	0,8	-	4,3	2,3	1,6
	0,5	-	8,2	4,2	2,9
2, 4-15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
3 (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
16 (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
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	6,7	3,6	2,7
	0,5	-	3,9	2,3	1,9
2, 4-15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
3 (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
16 (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), (±Δ), с					5

Примечания

1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для cosφ=1,0 нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для cosφ<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 +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СТЭМ-300: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Устройство сбора и передачи данных TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	 220000 72 140000 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 титульный лист формуляра 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 шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV У1	12
Трансформатор тока	ТФНД-220	22
Трансформатор тока	ТШП М-0,66 У3	3
Трансформатор тока	ТФНКД-500-П	1
Трансформатор тока	ТФНКД-500	4
Трансформатор тока	ТФНД-220 IV	4
Трансформатор тока	ТФЗМ	1
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV	3
Трансформатор напряжения	DFK	3
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	12
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	СТЭМ-300	16
Устройство сбора и передачи данных	TOPAZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.Ц17.ФО	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 ЕНЭС ПС 500 кВ Череповецкая», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

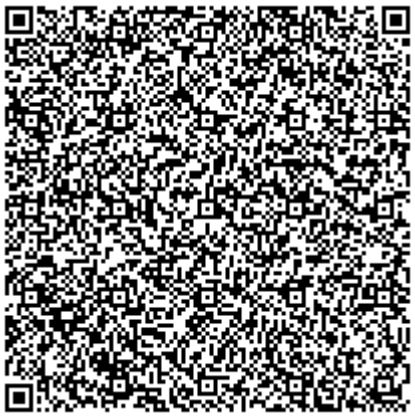
Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети» (ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети» (ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207
Телефон: +7 (495) 109-09-22
Web-сайт: www.enertest.ru
E-mail: info@enertest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314754.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2024 г. № 1986

Регистрационный № 92977-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ОУЛ ВОСТОК» СЭС Митяево

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ОУЛ ВОСТОК» СЭС Митяево (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), каналообразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От сервера информация поступает на АРМ через локальную вычислительную сеть предприятия.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

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

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ±2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ АО «ОУЛ ВОСТОК» СЭС Митяево наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b (для 32-разрядного сервера опроса), 6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93 (для 64-разрядного сервера опроса)
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускаемой основной относительной погрешности (±δ), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Митяево, КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 2, КЛ-10 кВ Л-1	ТОЛУ-10 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 41376-09 Фазы: A; C	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: ABC	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Dell Power Edge R640	Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
2	ПС 110 кВ Митяево, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 16, КЛ-10 кВ Л-10	ТОЛУ-10 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 41376-09 Фазы: A; C	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: ABC	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
3	ПС 110 кВ Митяево, КРУН 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч. 17, КЛ-10 кВ Л-№ 1	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 15128-07 Фазы: A; B; C	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: ABC	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6

4	ПС 110 кВ Митяево, КРУН 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч. 18, КЛ-10 кВ Л-№ 2	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 15128-07 Фазы: A; B; C	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: ABC	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,3 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110 кВ Митяево, КРУН 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч. 19, КЛ-10 кВ Л-№ 3	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 15128-07 Фазы: A; B; C	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: ABC	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Dell Power Edge R640	Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,3 5,6
6	ПС 110 кВ Митяево, КРУН 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч. 22, КЛ-10 кВ Л-№ 4	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 15128-07 Фазы: A; B; C	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: ABC	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,3 5,6
7	ПС 110 кВ Митяево, КРУН 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч. 23, КЛ-10 кВ Л-№ 5	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 15128-07 Фазы: A; B; C	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: ABC	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,3 5,6
8	ПС 110 кВ Митяево, КРУН 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч. 24, КЛ-10 кВ Л-№ 6	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 15128-07 Фазы: A; B; C	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: ABC	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,3 5,6
9	СЭС Митяево, КРПЗ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 104	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 32139-11 Фазы: A; B; C	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: A; B; C	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	СЭС Митяево, КРПЗ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 203	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 32139-11 Фазы: A; B; C	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: A; B; C	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,2 5,5
11	СЭС Митяево, КРПЗ 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч. 302	ТОЛ 10-1 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 15128-03 Фазы: A; C ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 32139-11 Фазы: B	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: A; B; C	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,2 5,5
12	СЭС Митяево, ТП-1357 (КТПГС-1), РУ-0,4 кВ	ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 28139-12 Фазы: A; B; C	—	СЕ308 S31 543 OA.SV Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Dell Power Edge R640	Актив-ная Реактив-ная	1,0 1,9	3,2 4,5
13	СЭС Митяево, ТП-1358 (КТПГС-2), РУ-0,4 кВ	ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 28139-12 Фазы: A; B; C	—	СЕ308 S31 543 OA.SV Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Актив-ная Реактив-ная	1,0 1,9	3,2 4,5
14	СЭС Митяево, КРПЗ 10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч. 404	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 32139-11 Фазы: A; B; C	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: A; B; C	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	СЭС Митяево, КРПЗ 10 кВ, 5 СШ 10 кВ, яч. 503	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 32139-06 Фазы: A; B; C	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: A; B; C	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,2 5,5
16	СЭС Митяево, КРПЗ 10 кВ, 6 СШ 10 кВ, яч. 602	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 32139-06 Фазы: A; B ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 32139-11 Фазы: C	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: A; B; C	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Dell Power Edge R640	Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,2 5,5
17	СЭС Митяево, ТП-1359 (КТПГС-3), РУ-0,4 кВ	ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 28139-12 Фазы: A; B; C	—	СЕ308 S31 543 OA.SV Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Актив-ная Реактив-ная	1,0 1,9	3,2 4,5
18	СЭС Митяево, ТП-1360 (КТПГС-4), РУ-0,4 кВ	ТШП-0,66-30 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 75076-19 Фазы: A; B; C	—	СЕ308 S31 543 OA.SV Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14			Актив-ная Реактив-ная	1,0 1,9	3,2 4,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 9-11, 14-16 для силы тока 5 % от Iном, для остальных ИК – для силы тока 2 % от $I_{ном}$; cosφ = 0,8инд.
4. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	18
Нормальные условия:	
параметры сети:	
напряжение, % от Uном	от 95 до 105
сила тока, % от Iном	
для ИК №№ 9-11, 14-16	от 5 до 120
для остальных ИК	от 1 до 120
коэффициент мощности cosφ	0,9
частота, Гц	от 49,8 до 50,2
температура окружающей среды, °С	от +15 до +25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
напряжение, % от Uном	от 90 до 110
сила тока, % от Iном	
для ИК №№ 9-11, 14-16	от 5 до 120
для остальных ИК	от 1 до 120
коэффициент мощности cosφ	от 0,5 до 1,0
частота, Гц	от 49,6 до 50,4
температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С	от -45 до +40
температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от +10 до +30
температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для счетчиков типа CE308:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
среднее время восстановления работоспособности, ч	72
для УСВ:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	180000
среднее время восстановления работоспособности, ч	24

Продолжение таблицы 3

1	2
для сервера:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации:	
для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	40
для счетчиков типа СЕ308:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	90
при отключении питания, лет, не менее	30
для сервера:	
хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчиков:
  параметрирования;
  пропадания напряжения;
  коррекции времени в счетчиках.
– журнал сервера:
  параметрирования;
  пропадания напряжения;
  коррекции времени в счетчиках и сервере;
  пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  счетчиков электрической энергии;
  промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  испытательной коробки;
  сервера.
– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  счетчиков электрической энергии;
  сервера.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОЛУ-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	18
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	16
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	2
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-30	9
Трансформаторы тока	ТШП-0,66-30	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	3
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-10	18
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	14
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	CE308	4
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	Dell PowerEdge R640	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	ЭНПР.411711.201.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «ОУЛ ВОСТОК» СЭС Митяево», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

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
Акционерное общество «ОУЛ ВОСТОК» (АО «ОУЛ ВОСТОК»)
ИНН 9102243009
Юридический адрес: 295034, Республика Крым, г. Симферополь, пр-кт Победы, д. 28А, оф. 119
Телефон: (978) 973-53-53, (903) 782-03-97
E-mail: office.sigma@yandex.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)
ИНН 5024145974
Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, оф. 19
Телефон: (495) 380-37-61
E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)
Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, оф. 19
Телефон: (495) 380-37-61
E-mail: energopromresurs2016@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2024 г. № 1986

Регистрационный № 92978-24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКЗ-Тавр» (Ростов)

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер типа HP ProDesk 400 G6 (далее - сервер ИВК), устройство синхронизации времени типа УСВ-3, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

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

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

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

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

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

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

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

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер 122 нанесен на маркировочную табличку типографским способом, которая крепится на корпус сервера ИВК АИИС КУЭ.

Общий вид сервера ИВК с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.

Рисунок 1 - Общий вид сервера ИВК с указанием места нанесения заводского номера.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные	Значения
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 17.01.02
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ТП-1119 6 кВ РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП-М-0,66 1500/5 кл. т. 0,5S рег. № 71205-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProDesk 400 G6
2	ТП-1119 6 кВ РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-М-0,66 1500/5 кл. т. 0,5S рег. № 71205-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
3	ТП-1119/1 6 кВ РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТТЕ-0,66 1500/5 кл. т. 0,5S рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
4	ТП-1119/1 6 кВ РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТЕ-0,66 1500/5 кл. т. 0,5S рег. № 73808-19	–	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
5	ТП-1119/2 6 кВ РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП-М-0,66 1500/5 кл. т. 0,5S рег. № 71205-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
6	ТП-1119/2 6 кВ РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-М-0,66 1500/5 кл. т. 0,5S рег. № 71205-18	–	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	

продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	РП-6 0,4 кВ КЛ 0,4 кВ в сторону РЩ-0,4 кВ БС-196	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МД.25 кл. т. 1,0/2,0 рег. № 51593-18	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProDesk 400 G6
8	ВРУ-0,4 кВ КЛ 0,4 кВ в сторону РЩ1 0,4 кВ	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МД.25 кл. т. 1,0/2,0 рег. № 51593-18	
9	ВРУ-0,4 кВ КЛ 0,4 кВ в сторону РЩ2 0,4 кВ	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МД.25 кл. т. 1,0/2,0 рег. № 51593-18	

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ± (δ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ± (δ) %
1-6	Активная Реактивная	0,9 2,4	1,7 3,0
7-9	Активная Реактивная	1,1 2,3	1,8 3,7
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU), с			±5

Примечания:
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии (получасовая).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P = 0,95.
3. Границы погрешности результатов измерений приведены:
– для нормальных условий: при cos φ = 0,9 и силе тока равной 100 % от $I_{1\ ном}$;
– для рабочих условий: при cos φ = 0,8 и силе тока равной 2 % от $I_{1\ ном}$, а также температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от плюс 10 °С до плюс 30 °С;
– для ИК, содержащего счетчик непосредственного включения, значения силы тока, приведенные ранее, рассчитываются от $I_б$, где $I_б$ – базовое значение силы тока счетчика.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	9
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц температура окружающей среды, °С	 от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от плюс 21 до плюс 25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – для ИК, содержащих ТТ класса точности 0,5S – для ИК, содержащих счетчик непосредственного включения – коэффициент мощности cos φ (sin φ) – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для сервера ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	 от 90 до 110 от 2 до 120 от $0,05 \cdot I_б$ до $I_{макс}$ от 0,5 $_{инд.}$ до 1 от 0,8 $_{емк.}$ до 1 от 49,6 до 50,4 от минус 40 до плюс 40 от минус 40 до плюс 60 от плюс 10 до плюс 35 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее УСВ-3: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее Сервер ИВК: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее	 165000 2 45000 2 20000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее: ПСЧ-4ТМ.05МК.04 ПСЧ-4ТМ.05МД.25 Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 113 114 3,5

Надежность системных решений:

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

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность АИИС КУЭ

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТТЕ-0,66	6
	ТШП-М-0,66	12
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05МД.25	3
	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	6
Устройство синхронизации времени (УСВ)	УСВ-3	1
Сервер ИВК	HP ProDesk 400 G6	1
Документация		
Паспорт-формуляр	69729714.411713.122.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКЗ-Тавр» (Ростов). 69729714.411713.122.МВИ, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ», г. Самара, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290 от 16.11.2015.

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
Общество с ограниченной ответственностью «Ростовский Колбасный Завод - Тавр» (ООО «РКЗ-Тавр»)
ИНН 6165079035
Юридический адрес: 344018, г. Ростов-на-Дону, пр-кт Буденновский, зд. 99
Телефон: (863) 232-88-17

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

Испытательный центр
Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль» (ООО «Энерготестконтроль»)
ИНН 9705008559
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1
Телефон: (910) 403 02 89
E-mail: golovkonata63@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.