

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15 » ноября 2024 г. № 2698

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

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверждения акта испытаний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Бугульчанская солнечная электростанция»	-	001	63164-16	-	РТ-МП-2824-500-2015	-	МИ 3000-2022	-	10.09.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Юнигрин Энерджи» (ООО «Юнигрин Энерджи»), г. Москва	ООО «ЭнергоПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск
2.	Система измерений количества топливного газа для ПАО «ВЧНГ»	-	578	66007-16	-	МП 2507/1-311229-2016	-	НА.ГНМЦ.080 0-24 МП	-	17.05.2024	Акционерное общество «Верхнечонскнефтегаз» (АО «ВЧНГ»), г. Иркутск	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань

3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС»	-	091	66146-16	-	-	РТ-МП-3935-500-2016	-	-	20.08.2024	Филиал Публичного акционерного общества «Федеральная гидрогенерирующая компания-РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС» (Филиал ПАО РусГидро) - «Каскад Верхневолжских ГЭС»), Ярославская обл., г. Рыбинск	ООО «Энергокомплекс», Челябинская обл., г. Магнитогорск
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТЦ Л-19 г. Санкт-Петербург, пр. Обуховской обороны, 305	-	011	67409-17	-	МП 67409-17	-	МИ 3000-2022	-	09.07.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учет Проект» (ООО «АКУП»), г. Москва	ООО «ЭнергоПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТЦ Л-12 г. Санкт-Петербург, Хасанская, 17, кор. 1	-	008	67411-17	-	МП 67411-17	-	МИ 3000-2022	-	05.07.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учет Проект» (ООО «АКУП»), г. Москва	ООО «ЭнергоПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск

6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Святогор»	-	ЭПК1288/16	79196-20	-	МП 201-024-2020	-	РТ-МП-950-500-2024	-	16.09.2024	Акционерное общество «Энергопромышленная компания» (АО «ЭПК»), г. Екатеринбург	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Волховской ГЭС (ГЭС-6) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»	-	106	80207-20	-	МИ 3000-2018	-	МП-312235-256-2024	-	04.09.2024	Общество с ограниченной ответственностью «НПК» (ООО «НПК»), Москва	ООО «Энергокомплекс», г. Москва
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор»)	-	001	80432-20	-	-	МП ЭПР-300-2020		-	26.08.2024	Акционерное общество «Атомэнергопромсбыт» (АО «Атомэнергопромсбыт»), г. Москва	ООО «ЭнергоПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Международный Аэропорт «Сочи», АО «Международный Аэропорт «Краснодар»	-	001	80442-20	-	-	МИ 3000-2018	-	-	09.08.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»), г. Владимир	ООО «АСЭ», г. Владимир

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» ноября 2024 г. № 2698

Регистрационный № 66007-16

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества топливного газа для ПАО «ВЧНГ»

Назначение средства измерений

Система измерений количества топливного газа для ПАО «ВЧНГ» (далее - СИКТГ) предназначена для автоматизированного измерения объемного расхода (объема) топливного газа (далее - газ) при рабочих условиях и приведения объемного расхода (объема) газа к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКТГ заключается в непрерывном измерении объемного расхода (объема) газа при рабочих условиях, температуры, давления и компонентного состава газа, а также преобразовании и обработке входных сигналов, поступающих от преобразователей объемного расхода (объема), абсолютного давления, температуры, входящих в состав узла измерительных линий (далее - УИЛ) и средств измерений (далее - СИ), входящих в состав узла измерений показателей качества (далее - УИК). При помощи системы обработки информации (далее - СОИ) автоматически рассчитывается плотность при стандартных условиях и коэффициент сжимаемости газа в соответствии с ГСССД МР 113-03. Далее автоматически выполняется расчет объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63, на основе измеренных объемного расхода (объема) при рабочих условиях, абсолютного давления, температуры газа и рассчитанного коэффициента сжимаемости газа.

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

В состав СИКТГ входят:

– УИЛ, состоящий из:

а) рабочей и контрольно-резервной измерительных линий (далее - ИЛ) на газопроводе для турбины компрессорной установки (далее - ИЛ 1);

б) рабочей и контрольно-резервной ИЛ на газопроводе для турбины ЭСН-3 (резерв) (далее - ИЛ 2);

в) рабочей и контрольно-резервной ИЛ на резервном газопроводе (далее - ИЛ 3);

г) рабочей и контрольно-резервной ИЛ на газопроводе для установки регенерации ТЭГа (далее - ИЛ 4);

д) рабочей и контрольно-резервной ИЛ на газопроводе затворного и запального газа факельной системы (далее - ИЛ 5).

– УИК;

– СОИ.

СИКТГ состоит из измерительных каналов, в которые входят следующие СИ, установленные на ИЛ:

- расходомеры-счетчики вихревые объемные YEWFO DY (регистрационный номер 17675-09);
- датчики температуры 644 (регистрационный номер 39539-08);
- преобразователи давления измерительные 3051S (регистрационный номер 24116-08 или 24116-13).

В состав УИК входят следующие СИ:

- газоанализаторы хроматографические типа PGC 90.50 (регистрационный номер 14604-10) или хроматографы газовые промышленные МАГ модели КС 50.310-000-01 (регистрационный номер 55668-13);
- анализаторы температуры точки росы по углеводородам модель 241CE II (регистрационный номер 20443-11);
- анализаторы влажности «3050» модели «3050-OLV» (регистрационный номер 35147-07);
- системы ручного и автоматического пробоотбора.

В состав СОИ входят контроллеры измерительные FloBoss 107 (регистрационный номер 14661-08).

Взрывозащищенность (искробезопасность) электрических цепей СИКТГ при эксплуатации достигается путем применения преобразователей измерительных серии Н (регистрационный номер 40667-09), модели HiD2030 и модели HiD2891.

Состав и технологическая схема СИКТГ обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение, регистрацию и индикацию объемного расхода (объема) газа при рабочих условиях, температуры, давления, компонентного состава газа, температуры точки росы по углеводородам, температуры точки росы по воде;
- автоматическое вычисление, регистрацию и индикацию объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63;
- автоматическое вычисление и регистрацию физических свойств газа в соответствии с ГСССД МР 113-03;
- автоматический контроль значений измеряемых параметров и сигнализация аварийных ситуаций;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров, а также формирование, хранение и выдачу отчетов об измеренных и вычисленных параметрах;
- создание и ведение журналов аварийных и оперативных событий.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показатели СИ, входящих в состав СИКТГ, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с эксплуатационной документацией.

Заводской номер 578 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на маркировочную табличку, закрепленную на помещении СИКТГ.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКТГ.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) СИКТГ обеспечивает реализацию функций СИКТГ. Защита ПО СИКТГ от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем аутентификации (введением пароля), ограничением свободного доступа к цифровым интерфейсам связи, идентификации: отображения на информационном дисплее СИКТГ структуры идентификационных данных, содержащей наименование, номер версии и цифровой идентификатор ПО. ПО СИКТГ имеет «высокий» уровень защиты по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО СИКТГ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные (признаки) ПО СИКТГ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	Wet Gas MR113 Props
Номер версии ПО	1.00
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	0x5757
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диаметр условного прохода измерительного трубопровода, мм: – ИЛ 1, ИЛ 3, ИЛ 5 – ИЛ 2 – ИЛ 4	50 80 15
Диапазон входных параметров газа ИЛ 1 и ИЛ 3 – Объемного расхода, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч – объемного расхода газа в рабочих условиях, м ³ /ч – абсолютного давления, Мпа – температуры, °С	от 598,6 до 27223,3 от 14,8 до 590,6 от 2 до 4,5 от +10 до +80
Диапазон входных параметров газа ИЛ 2 – объемного расхода, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч – объемного расхода газа в рабочих условиях, м ³ /ч – абсолютного давления, МПа – температуры, °С	от 1152,7 до 52556,6 от 28,5 до 1140,2 от 2 до 4,5 от +10 до +80
Диапазон входных параметров газа ИЛ 4 – объемного расхода, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч – объемного расхода газа в рабочих условиях, м ³ /ч – абсолютного давления, Мпа – температуры, °С	от 47,7 до 2221,7 от 1,81 до 48,20 от 2 до 4,5 от +10 до +80
Диапазон входных параметров газа ИЛ 5 – объемного расхода, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч – объемного расхода газа в рабочих условиях, м ³ /ч – абсолютного давления, МПа – температуры, °С	от 41,3 до 3329,3 от 23,6 до 590,6 от 0,1 до 0,7 от +10 до +80
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, % -ИЛ 4, 5 -ИЛ 1, 2, 3	±2,5 ±2,0

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность окружающей среды, % – атмосферное давление, кПа	от -58 до +39 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Параметры электропитания: – внешнее питание, переменное напряжение, В – частота, Гц	220/380 50±1
Потребляемая мощность, кВт, не более	16,55
Габаритные размеры, мм, не более – длина – ширина – высота	10240 6240 3200
Масса, кг, не более	24000
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа наносится

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность СИКТГ

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Система измерения количества топливного газа для ПАО «ВЧНГ» (СИКТГ)	–	1
Паспорт	–	1
Методика поверки	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 1334-2024 «ГСИ. Объем свободного нефтяного газа. Методика измерений системой измерений количества топливного газа Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения» аттестованном ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика», свидетельство об аттестации № RA.RU.310652-025/03-2024, регистрационный номер ФР.1.29.2024.48632.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 2939-63 «Газы. Условия для определения объема»;

ГСССД МР 113-03 «Методика ГСССД. Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа»;

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

ГОСТ Р 8.733-2011 ГСИ. «Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»
(ООО «ИМС Индастриз»)
ИНН 7736545870
Адрес: 105187, г. Москва, ул. Щербаковская, д. 53, к. 15
Телефон: (495) 221-10-50
Факс: (495) 221-10-51
E-mail: ims@imsholding.ru
Web-сайт: www.imsholding.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО Центр Метрологии «СТП»)
420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, оф. 7
Телефон: (843) 214-20-98
Факс (843) 227-40-10
E-mail: office@ooostp.ru
Web-сайт: www.ooostp.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

в части вносимых изменений

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Телефон: 8 (843) 567-20-10
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» ноября 2024 г. № 2698

Регистрационный № 80207-20

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Волховской ГЭС (ГЭС-6) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Волховской ГЭС (ГЭС-6) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии (мощности), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. АИИС КУЭ возможно использовать для передачи (получения) данных смежным субъектам энергетики. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут и нарастающим итогом приращений активной и реактивной электрической энергии (мощности);

автоматический сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);

периодический (не реже 1-го раза в сутки и/или по запросу (настраиваемый параметр)) автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);

хранение результатов измерений;

передача результатов измерений в организации-участники оптового (розничного) рынка электрической энергии в XML или собственном формате с применением ЭЦП или без нее;

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

диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

автоматическое ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - информационно-измерительный комплекс (далее - ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ), трансформаторы напряжения

(далее - ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 и 3.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) – технические средства для организации локальной вычислительной сети и программно-технический комплекс (далее - ПТК) АИИС КУЭ, включающий аппаратные средства и программное обеспечение (далее - ПО) для обеспечения функции хранения результатов измерений (далее - сервер БД) и программное обеспечение для сбора и доступа к данным, их конфигурации и формирования автоматизированных рабочих мест (далее - АРМ).

ПТК АИИС КУЭ развернут в центре обработки данных (далее - ЦОД) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1». АРМы развернуты в ЦОД и на рабочих местах специалистов.

На первом уровне первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы, которые по вторичным цепям поступают на соответствующие входы электронных счетчиков электрической энергии (измерительный канал). Измеренная электрическая энергия за интервал времени 30 мин записывается в энергонезависимую память счетчика.

На втором уровне происходит:

настройка параметров ИВК;

сбор данных из памяти счетчиков в БД;

хранение данных в БД;

формирование справочных и отчетных документов;

передача информации смежным субъектам электроэнергетики - участникам оптового рынка электрической энергии и мощности и в программно-аппаратный комплекс коммерческого оператора (далее - ПАК КО);

настройка, диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

поддержание точного времени в системе.

ПТК АИИС КУЭ производит сбор данных из памяти счетчиков электрической энергии и их хранение в БД, обработку, отображение, подготовку отчетных документов, а также формирование и передачу информации в виде утвержденных макетов в ПАК КО и другим участникам энергосистемы в рамках согласованных регламентов. ПТК имеет возможность двустороннего обмена данными с другими ПТК, как макетами утвержденных форм, так и данными в собственном формате. Отправка данных по электронной почте в XML-формате возможна с ЭЦП и без нее.

Для обеспечения единого времени на СИ, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счетчики электрической энергии ИИК ТИ, ПТК АИИС КУЭ (ИВК) и сервер времени) при проведении измерений при помощи АИИС КУЭ, предусмотрена система обеспечения единого времени (далее - СОЕВ).

СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда), привязанное к национальной шкале координированного времени UTC(SU), на всех компонентах и уровнях системы.

Базовым устройством системы СОЕВ является Метроном версии 1000 (производства ООО «Прайм Тайм Инжиниринг», регистрационный № 56465-14), синхронизирующее собственную шкалу времени с шкалой времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее - ГЛОНАСС).

При проведении измерений при помощи АИИС КУЭ время внутренних часов СИ АИИС КУЭ синхронизируется в следующей последовательности:

ПТК АИИС КУЭ не менее одного раза в сутки синхронизирует свою шкалу времени по сигналу, получаемому от Метроном 1000, при превышении поправки часов

ПТК АИИС КУЭ относительно шкалы времени Метроном 1000 более чем на 2 секунды (настраиваемый параметр);

ПТК АИИС КУЭ не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики, если поправка часов счетчиков относительно шкалы времени ПТК превышает 2 секунды, происходит коррекция часов счетчиков.

Факты коррекции времени отражаются в журналах событий компонентов АИИС КУЭ ГЭС-6 филиала «Невский» ПАО «ТГК-1».

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 106. 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 программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера». ПК «Энергосфера» используется при учёте электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учёта и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

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

ПК «Энергосфера» не оказывает влияние на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Идентификационные данные ПК «Энергосфера», установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
ОС MS Windows	
Идентификационное наименование ПО	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 контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Linux-подобные ОС	
Идентификационное наименование ПО	libpso_metr.so
Цифровой идентификатор ПО	01e3eae897f3ce5aa58ff2ea6b948061
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ
1		2	3	4	5
1	Волховская ГЭС (ГЭС-6), Г-1	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 10500/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14
2	Волховская ГЭС (ГЭС-6), Г-2	ТЛП-10 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 25475-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
3	Волховская ГЭС (ГЭС-6), Г-3	ТЛП-10 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 25475-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
4	Волховская ГЭС (ГЭС-6), Г-4	ТЛП-10 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 25475-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14
5	Волховская ГЭС (ГЭС-6), Г-5	ТЛП-10 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 25475-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
6	Волховская ГЭС (ГЭС-6), Г-6	ТЛО-10 1500/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 25433-07	ЗНОЛ.06 10У3 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 88949-23	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
7	Волховская ГЭС (ГЭС-6), Г-7	ТЛО-10 1500/5 Кл. т. 0,2S; Рег. № 25433-07	ЗНОЛ.06 10У3 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 88949-23	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
8	Волховская ГЭС (ГЭС-6), Г-8	ТЛО-10 1500/5 Кл. т. 0,2S; Рег. № 25433-07	ЗНОЛ.06 10У3 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 88949-23	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14
9	Волховская ГЭС (ГЭС-6), ввод 10 кВ Т-1	ТЛП-10 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-08	UGE 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 25475-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
10	Волховская ГЭС (ГЭС-6), ввод 10 кВ Т-2	ТЛП-10 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-08	UGE 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 25475-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
11	Волховская ГЭС (ГЭС-6), ввод 10 кВ ГТ -3	ТЛП-10 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-08	UGE 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 25475-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
12	Волховская ГЭС (ГЭС-6), КЛ 10 кВ ВА3-1	ТЛП-10 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14
13	Волховская ГЭС (ГЭС-6), КЛ 10 кВ ВА3-2	ТЛП-10 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
14	Волховская ГЭС (ГЭС-6), КЛ 10 кВ ВА3-3	ТЛП-10 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
15	Волховская ГЭС (ГЭС-6), КЛ 10 кВ ВА3-4	ТЛП-10 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
16	Волховская ГЭС (ГЭС-6), КЛ 10 кВ ф.Город-1	ТЛО-10 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-07	UGE 3-35 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14
17	Волховская ГЭС (ГЭС-6), КЛ 10 кВ ф.Город-2	ТЛО-10 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-07	UGE 3-35 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
Примечания: 1 Допускается замена ТТ, ТН и счётчиков 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. 2 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденных типов. 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 описании типа. 5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменение в эксплуатационные документы. Технический акт хранится вместе с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая					

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Таблица 3. Метрологические характеристики				
Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %	Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с
1, 6 - 8	Активная	0,8	2,2	± 5
	Реактивная	1,5	2,3	
2 - 5	Активная	0,5	2,0	
	Реактивная	1,1	2,2	
9 - 17	Активная	1,2	5,1	
	Реактивная	2,5	4,6	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P=0,95$. 3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.				

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	17
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С:	от 98 до 102 от 2 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения УССВ и сервера, °С	от 95 до 105 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,6 до 50,4 от -30 до +30 от +10 до +30 от +10 до +30

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых компонентов: Электросчетчики Альфа А1800 (рег. № 31857-06): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Устройство синхронизации частоты и времени Метроном версии 1000 (рег. № 56465-14): - 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 100000 1 0,99 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - 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	45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (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 формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	3
Трансформатор тока	ТЛП-10	33
Трансформатор тока	ТЛО-10	15
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3
Трансформатор напряжения	UGE 3-35	30
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06 10У3	9
Трансформатор напряжения	UGE	9
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	8
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1805RALQ-P4GB-DW-4	9
Устройство синхронизации частоты и времени	Метроном версии 1000	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	ЭС-52-08/2017-Г6.ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Волховской ГЭС (ГЭС-6) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1», аттестованном ООО «Энергокомплекс», г. Москва, 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».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОСЕРВИС»
(ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)
ИНН 7802222000
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, 7-я Красноармейская ул., д. 18, лит. А, помещ. 7-Н
Телефон: 8 (812) 368-02-70, 8 (812) 368-02-71
Факс: 8 (812) 368-02-72
E-mail: office@energoservice.net

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области» (ФБУ «Тест-С.-Петербург»)
Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1
Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75
Факс: 8 (812) 244-10-04
E-mail: letter@rustest.spb.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311484.

в части вносимых изменений

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 «15» ноября 2024 г. № 2698

Регистрационный № 80442-20

Лист № 1
Всего листов 21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Международный Аэропорт «Сочи», АО «Международный Аэропорт «Краснодар»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Международный Аэропорт «Сочи», АО «Международный Аэропорт «Краснодар» предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации 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), трансформаторы напряжения (ТН) и многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии и мощности (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

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

АИИС КУЭ обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности (прямого и обратного направления) с заданной дискретностью 30 мин.;
- сбор и передачу журналов событий счетчиков в базу данных ИВК;
- автоматическое выполнение измерений времени и ведение единого времени в составе СОЕВ АИИС КУЭ;
- периодический (не реже 1 раза в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений (приращений электроэнергии прямого и обратного направления) с заданной дискретностью 30 мин.;

- хранение в базе данных АИИС КУЭ результатов измерений информации о состоянии средств измерений («Журнал событий»);
- обработка, формирование и передачу результатов измерений в XML-формате по электронной почте (с электронной подписью);
- по запросу коммерческого оператора дистанционный доступ к результатам измерений, данным журналов событий на всех уровнях АИИС КУЭ;
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- расчет потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи и восстановления питания.

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

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

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

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

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

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При любом расхождении шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ производится синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 001 наносится на корпус сервера в виде наклейки и типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Международный Аэропорт «Сочи», АО «Международный Аэропорт «Краснодар».

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Лорис, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ Л-107	ТОЛ-СЭЩ 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 59870-15	НАЛИ-СЭЩ 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: PowerEdge R240	активная реактивная
2	ПС 110 кВ Пашковская, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ ПШ-101	ТВЛМ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
3	ПС 35 кВ Хутор Ленина, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ ХЛ-9	ТПЛ-10-М 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22192-07	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
4	2ЦРП-10 кВ № 1250п, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ АР-304	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
5	2ЦРП-10 кВ № 1250п, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ АР-204	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
6	ЩУ 0,4 кВ Вагона-диспетчерской, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ВРУ-1 0,4 кВ Гостиницы, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 29482-07	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: PowerEdge R240	активная реактивная
8	РП 0,4 кВ КДП, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
9	ЩУ 0,4 кВ Диспетчера ТТУ, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
10	ЩУР 0,4 кВ Магазина «Гастроном», ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
11	РП-16 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 29482-07	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
12	РП-6 0,4 кВ Здание АО «Почта России», ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
13	РТП-10 кВ № 1114п, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 11, КЛ 10 кВ ф. 11	ТЛО-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная реактивная
14	2БКТП-10 кВ КНС № 1, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, QF-7, КЛ-1 0,4 кВ Иртыш-СК	Т-0,66 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	ТП-10 кВ № 1177п, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ-1 0,4 кВ ОРЛ-А	ТОП-0,66 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: PowerEdge R240	активная реактивная
16	ТП-10 кВ № 1177п, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ-2 0,4 кВ ОРЛ-А	ТОП-0,66 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
17	ТП-10 кВ № 1187А, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ СДП-046	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
18	ТП-10 кВ № 1187А, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ГРМ-046	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
19	ТП-10 кВ № 1188п, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ-1 0,4 кВ ОПРС	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
20	ТП-10 кВ № 1188п, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ-2 0,4 кВ ОПРС	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
21	ТП-10 кВ № 1197А, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ-1 0,4 кВ СДП-226	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
22	ТП-10 кВ № 1197А, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ-2 0,4 кВ СДП-226	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
23	ТП-10 кВ № 1288п, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Панель № 5	Т-0,66 УЗ 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
24	ТП-10 кВ № 1288п, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Панель № 2	Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 29482-07	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: PowerEdge R240	активная реактивная
25	ТП-10 кВ № 1412п, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Р-16, ЛЭП 0,4 кВ Склада	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
26	ТП-10 кВ № 1412п, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Р-31, КЛ 0,4 кВ	Т-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 29482-07	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
27	ТП-10 кВ № 1412п, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Р-11, КЛ 0,4 кВ Евразия	ТТИ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
28	ТП-10 кВ № 1412п, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Р-6, ВКЛЭП 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
29	ТП-10 кВ № 1412п, РУ-0,4 кВ, ЩУ-0,4 кВ ООО Инвестком, ЛЭП 0,4 кВ Инвестком	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
30	ТП-10 кВ № 199п, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
31	ТП-10 кВ № 199п, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
32	БКТП-10 кВ № 2447П, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ ф. 1	ТОЛ 15/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: PowerEdge R240	активная реактивная
33	БРТП-10 кВ № 2427П, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ АР-103	ТЛК 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 42683-09	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
34	БРТП-10 кВ № 2427П, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ АР-202	ТЛК 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 42683-09	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
35	ТП-10 кВ № 447П, РУ-0,4 кВ, ЩУ-2 0,4 кВ, КЛ-2 0,4 кВ ЩС-5	ТОП-0,66 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
36	ТП-10 кВ № 447П, РУ-0,4 кВ, ЩУ-2 0,4 кВ, КЛ-1 0,4 кВ ЩС-5	ТОП-0,66 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
37	ТП-10 кВ № 471П, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Р-6, ЛЭП 0,4 кВ Складских помещений	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
38	ТП-10 кВ № 613П, РУ-0,4 кВ, ЩУ-0,4 кВ Агрегатная КДП, КЛ-0,4 кВ ВРЩ-1	ТОП-0,66 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
39	ТП-10 кВ № 613П, РУ-0,4 кВ, ЩУ-0,4 кВ Агрегатная КДП, КЛ-0,4 кВ ВРЩ-2	ТОП-0,66 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
40	КТПК 10 кВ ДМРЛ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: PowerEdge R240	активная реактивная
41	КТПК 10 кВ ДМРЛ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
42	ЩС-2 0,4 кВ Кухни цеха бортипитания, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
43	ЩС-1 0,4 кВ Ресторана «Кубань», ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
44	ЩС-1 0,4 кВ Лавашной, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
45	ЩС-1 0,4 кВ Кафе «Под парашютом», ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
46	ЩУ 0,4 кВ Тополян Г.П., ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
47	2ЦРП-10 кВ № 1250п, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Р-25, КЛ-2 0,4 кВ Иртыш-СК	Т-0,66 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
48	ПС 110 кВ Южная, РУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ю-303	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: PowerEdge R240	активная реактивная
49	ПС 110 кВ Южная, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ю-204	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
50	ПС 110 кВ Адлер, РУ 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ А-339	ТЛП-10 500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-11	НАЛИ-НТЗ 10500/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
51	ПС 110 кВ Адлер, РУ 10 кВ, 4 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ А-446	ТЛП-10 500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-11	НАЛИ-НТЗ 10500/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
52	ТП А73 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ2 0,4 кВ АО «Почта России»	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
53	ТП А73 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Ф1	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
54	ТП А73 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Ф2	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
55	РП 115 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 8, КЛ 10 кВ Ф1	ТПУ 4 500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 17085-98	ТЭС 4 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 17080-98	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: PowerEdge R240	активная реактивная
56	РП 115 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 13, КЛ 10 кВ	ТПУ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 51368-12		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
57	РП 115 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 29, КЛ 10 кВ Ф2	ТПУ 4 500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 17085-98	ТЭС 4 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 17080-98	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
58	РП 115 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 24, КЛ 10 кВ	ТПУ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 51368-12		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
59	ТП ГРМ60 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод Т-1	ТСН 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26100-03	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная
60	ТП ГРМ60 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод Т-2	ТСН 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26100-03	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная
61	ТП А73 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 2, КЛ 0,4 кВ Сочинское ЛУ МВД на транспорте	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
62	ТП А202 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 11, КЛ 10 кВ	ТЛО-10 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
63	ТП А202 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 12, КЛ 10 кВ	ТЛО-10 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: PowerEdge R240	активная реактивная
64	ТП А329 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ВУ 0,4 кВ Мойка, ВЛИ 0,4 кВ Мойка	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
65	ТП А329 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, руб. № 1, КЛ 0,4 кВ	ТОП-0,66 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
66	ТП А329 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, руб. № 4, КЛ 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
67	ГРЩ 1 0,4 кВ ООО Корпорация развития Юг-Инвест, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
68	ЩУ 1 0,4 кВ ООО Корпорация развития Юг-Инвест, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТИ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
69	ТП МФ 10 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод Т-1	ТШП-0,66 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57564-14	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
70	ТП А124, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, руб. № 7, КЛ 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
71	ВРУ 1 0,4 кВ Цеха бортового питания, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 57218-14	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: PowerEdge R240	активная реактивная
72	ВРУ 2 0,4 кВ Цеха бортового питания, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
73	ТП А144 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод Т-1	ТШП-0,66 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15173-06	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
74	ТП А144 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод Т-2	ТШП-0,66 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15173-06	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
75	ЩС 0,4 кВ ООО «АРВИКА», СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ ООО «АРВИКА»	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
76	ВРУ 0,4 кВ ЗВАП, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
77	ВРУ 0,4кВ Пункта налива, Ввод 1 0,4кВ	Т-0,66 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22656-07	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
78	ВРУ 0,4кВ Пункта налива, Ввод 2 0,4кВ	Т-0,66 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22656-07	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: PowerEdge R240	активная реактивная

Примечания

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

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.

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

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

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

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1; 2; 55 - 58 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,6	2,1	3,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,2	3,1	5,6
3; 33; 34; 48 - 51; 62; 63 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,6	2,1	3,2
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,1	3,0	5,5	2,4	3,3	5,6
4; 5; 13; 25 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,6	2,1	3,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,9	3,1	1,6	2,3	3,3
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,1	3,0	5,5	2,4	3,3	5,6
6; 9; 10; 12; 17 - 22; 28; 29; 37; 42; 44 - 46; 52 - 54; 61; 64; 70; 75; 76 (Счетчик 1,0)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	1,0	2,6	2,8	2,8
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	1,0	1,5	1,5	2,6	3,1	3,1
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	1,5	1,5	1,5	2,9	3,1	3,1
7; 8; 11; 14 - 16; 24; 26; 27; 30; 31; 35; 36; 38 - 41; 43; 47; 65; 67; 68; 71; 72 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,6	2,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,5	1,9	3,0
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	2,1	3,0	5,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,9	5,4	2,1	3,2	5,5
23; 66; 77; 78 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,6	2,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,6	2,2
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,5	1,9	3,0
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,7	2,8	1,5	2,1	3,1
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,0	2,9	5,4	2,3	3,2	5,5
32 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,6	2,1	3,2
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,2	3,1	5,6
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,8	3,0	5,5	2,2	3,3	5,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
59; 60 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,6	2,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,6	2,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,5	1,9	3,0
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,0	2,9	5,4	2,3	3,2	5,5
69; 73; 74 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,6	2,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,5	1,9	3,0
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	2,1	3,0	5,4

П р и м е ч а н и я

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

2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 21 до плюс 25 °С.

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

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

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы относительной основной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6
1; 2; 55 - 58 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	3,9	3,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,4	2,7	5,3	4,0
3; 33; 34; 48 - 51; 62; 63 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	3,9	3,4
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,6	3,0	5,5	4,2
4; 5; 13; 25 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	3,9	3,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	2,9	2,1	4,1	3,7
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,6	3,0	5,5	4,2

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
6; 9; 10; 12; 17 - 22; 28; 29; 37; 42; 44 - 46; 52 - 54; 61; 64; 70; 75; 76 (Счетчик 2,0)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	2,0	2,0	5,1	5,1
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	2,5	2,5	5,4	5,4
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	2,5	2,5	5,4	5,4
7; 8; 11; 14 - 16; 24; 26; 27; 30; 31; 35; 36; 38 - 41; 43; 47; 65; 67; 68; 71; 72 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,5	3,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,6	3,8	3,4
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,3	2,6	5,2	3,9
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	4,5	2,9	5,4	4,1
23; 66; 77; 78 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,5	3,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,5	3,3
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,6	3,8	3,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	2,7	2,0	4,0	3,6
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,5	2,9	5,4	4,1
32 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	3,9	3,4
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,4	2,7	5,3	4,0
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	4,6	3,0	5,5	4,2
59; 60 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,5	3,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,5	3,3
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,6	3,8	3,4
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,5	2,9	5,4	4,1
69; 73; 74 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,5	3,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,6	3,8	3,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,3	2,6	5,2	3,9

П р и м е ч а н и я

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

2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$; 0,5 инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 21 до плюс 25 °С.

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

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	78
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), А - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от $0,05I_6$ до $I_{макс}$ от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), А - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от $0,05I_6$ до $I_{макс}$ от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +21 до +25 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 3 70000 1 45000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	85 10 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадаания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадаания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.
- Защищенность применяемых компонентов:
 - механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера (серверного шкафа);
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.
- Возможность коррекции времени:
 - в счетчиках (функция автоматизирована);
 - в сервере (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
 - о результатах измерений (функция автоматизирована);
 - о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	3
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформатор тока	ТЛО-10	13
Трансформатор тока	Т-0,66	27
Трансформатор тока	ТОП-0,66	33
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	6
Трансформатор тока	ТТИ	18
Трансформатор тока	ТОЛ	2
Трансформатор тока	ТЛК	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор тока	ТРУ 4	6
Трансформатор тока	ТСН	6
Трансформатор тока	ТРУ	6
Трансформатор тока	ТШП-0,66	9
Трансформатор тока	ТЛП-10	6

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	9
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	ТЭС 4	6
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	19
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 236	43
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230	12
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	PowerEdge R240	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Методика поверки	-	1
Формуляр	АСВЭ 280.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии АО «Международный Аэропорт «Сочи», АО «Международный Аэропорт «Краснодар» (АИИС КУЭ АО «Международный Аэропорт «Сочи», АО «Международный Аэропорт «Краснодар»)), аттестованном ООО «АСЭ», г. Владимир, аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

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

ИНН: 2308138781

Адрес: 350000, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Гимназическая, д. 55/1

Телефон: (861) 268-92-78

E-mail: kes@mail.kes23.ru

Web-сайт: <https://www.kes-krd.ru>

Испытательный центр

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

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312617.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» ноября 2024 г. № 2698

Регистрационный № 66146-16

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, состоящей из двадцати измерительных каналов (ИК).

ИК АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

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

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №) 37288-08, устройства синхронизации системного времени (УССВ) УССВ-2 (рег. № 54074-13), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (БД) с установленным серверным программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала, а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;

периодический (не реже одного раза в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии 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 Коммерческому оператору торговой системы оптового рынка электроэнергии и мощности и в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности;

предоставление дистанционного доступа к результатам и средствам измерений по запросу Коммерческого оператора торговой системы оптового рынка электроэнергии и мощности;

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

диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

передача журналов событий счетчиков в базу данных ИВК.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 минут.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измеренной информации, ее накопление и передача при помощи технических средств приема-передачи данных на верхний уровень системы (ИВК).

На верхнем уровне системы производится формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Информация с сервера ИВК может быть получена на автоматизированные рабочие места (АРМ) по локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия.

Формирование и передача данных участникам и инфраструктурным организациям оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронной цифровой подписью в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером БД по каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя источник сигналов эталонного времени на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника, входящего в состав УССВ, часы УСПД, сервера БД и счетчиков. Шкала времени УСПД синхронизирована с шкалой времени УССВ-2, сличение один раз в час, синхронизация осуществляется при расхождении шкалы времени более ± 1 с. УСПД осуществляет синхронизацию шкалы времени часов сервера БД и счетчиков. Сличение шкалы времени сервера БД и шкалы времени УСПД осуществляется при каждом обращении к УСПД, корректировка шкалы времени часов сервера БД осуществляется при расхождении с шкалой времени УСПД более ± 2 с. Сличение шкалы времени часов счетчиков с шкалой времени УСПД происходит не реже одного раза в сутки, корректировка шкалы времени часов счетчиков происходит при расхождении со шкалой времени УСПД более ± 2 с.

Журналы событий УСПД, сервера БД и счетчиков отражают факты событий коррекции шкалы времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величину коррекции шкалы времени, на которое было скорректировано устройство.

Нанесение заводского номера и знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 091. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, приведены в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В состав ПО АИИС КУЭ входят ПО счетчиков, ПО сервера ИВК, УСПД, ПО АРМ на основе пакета программ «АльфаЦЕНТР» (ПО «АльфаЦЕНТР»).

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

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

Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Другие идентификационные данные	ac_metrology.dll

Метрологические и технические характеристики

Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ
1	2	3	4	5	6
1.1	Угличская ГЭС, ВЛ 220 кВ, Угличская ГЭС - Венера	ТФЗМ 220Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 79525-20	VCU-245 кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 37847-08	A1802RAL-P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08;
1.2	Угличская ГЭС, ВЛ 220 кВ, Угличская ГЭС - Вега	ТФЗМ 220Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 79525-20	VCU-245 кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 37847-08	A1802RAL-P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
1.3	Угличская ГЭС, ВЛ 220 кВ, Угличская ГЭС - Ярославская	SAS 245 кл.т 0,2 К _{тт} = 600/5 Рег. № 25121-03	VCU-245 кл.т 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 37847-08	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08; УССБ-2 Рег. № 54074-13
1.4	Угличская ГЭС, ВЛ 220 кВ, Угличская ГЭС - Заря I цепь	ТФЗМ 220Б-III У1 кл.т 0,5 К _{тт} = 600/5 Рег. № 79525-20	VCU-245 кл.т 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 37847-08	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
1.5	Угличская ГЭС, ВЛ 220 кВ, Угличская ГЭС - Заря II цепь	ТФЗМ 220Б-III У1 кл.т 0,5 К _{тт} = 600/5 Рег. № 79525-20	VCU-245 кл.т 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 37847-08	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
1.14	Угличская ГЭС, ГРУ 13,8 кВ Г1Г	ТЛШ-15 кл.т 0,2S К _{тт} = 4000/5 Рег. № 47957-11	UGE кл.т 0,2 К _{тн} = (13800/√3)/(100/√3) Рег. № 25475-11	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
1.15	Угличская ГЭС, ГРУ 13,8 кВ Г2Г	ТЛШ-15 кл.т 0,2S К _{тт} = 4000/5 Рег. № 47957-11	UGE кл.т 0,2 К _{тн} = (13800/√3)/(100/√3) Рег. № 25475-11	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
1.40	Угличская ГЭС, ГРУ 13,8 кВ РЗТ	ТПОЛ20 кл.т 0,5 К _{тт} = 1500/5 Рег. № 5716-76	ЗНОЛ-ЭК-15 кл.т 0,5 К _{тн} = (15000/√3)/(100/√3) Рег. № 47583-11	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3.1	Рыбинская ГЭС, ВЛ-220 кВ Рыбинская ГЭС - Пошехонье № 1	SAS 245 кл.т 0,2 К _{тт} = 1200/5 Рег. № 25121-07	TEMP 245 кл.т 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 25474-03	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08; УССБ-2 Рег. № 54074-13
3.2	Рыбинская ГЭС, ВЛ-220 кВ Рыбинская ГЭС - Пошехонье № 2	SAS 245 кл.т 0,2S К _{тт} = 1200/5 Рег. № 25121-07	TEMP 245 кл.т 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 25474-03	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3.3	Рыбинская ГЭС, ВЛ-220 кВ Рыбинская ГЭС - Сатурн	SAS 245 кл.т 0,2S К _{тт} = 1200/5 Рег. № 25121-07	TEMP 245 кл.т 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 25474-03	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3.4	Рыбинская ГЭС, ВЛ-220 кВ Рыбинская ГЭС - Венера	SAS 245 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1200/5 Рег. № 25121-07	ТЕМР 245 кл.т 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 25474-03	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08; УССВ-2 Рег. № 54074-13
3.5	Рыбинская ГЭС, ВЛ 110 кВ Щербаковская 1	ТФЗМ 110Б-I ХЛ1 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 79525-20	НКФ-110-II-Y1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 76883-19 НКФ-110-57 Y1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-94	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3.6	Рыбинская ГЭС, ВЛ 110 кВ Щербаковская 2	ТФЗМ 110Б-I ХЛ1 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 79525-20	НКФ-110-II-Y1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 76883-19 НКФ-110-57 Y1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-94	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3.10	Рыбинская ГЭС, ЗРУ 13,8 кВ 1Г	ТШЛ-20-1 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 4000/5 Рег. № 64182-16	UGE кл.т 0,2 К _{ТН} = (13800/√3)/(100/√3) Рег. № 25475-11	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3.11	Рыбинская ГЭС, ЗРУ 13,8 кВ 2Г	ТШЛ-20-1 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 4000/5 Рег. № 47957-11	UGE кл.т 0,2 К _{ТН} = (13800/√3)/(100/√3) Рег. № 25475-11	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3.12	Рыбинская ГЭС, ЗРУ 13,8 кВ 3Г	ТШЛ-20-1 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 4000/5 Рег. № 64182-16	ЗНОЛ-ЭК-15 кл.т 0,2 К _{ТН} = (13800/√3)/(100/√3) Рег. № 47583-11	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3.13	Рыбинская ГЭС, ЗРУ 13,8 кВ 4Г	ТШЛ-20-1 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 4000/5 Рег. № 64182-16	UGE кл.т 0,2 К _{ТН} = (13800/√3)/(100/√3) Рег. № 55007-13	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3.14	Рыбинская ГЭС, ЗРУ 13,8 кВ 5Г	ТШЛ-20-1 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 4000/5 Рег. № 64182-16	ЗНОЛ-ЭК-15 кл.т 0,2 К _{ТН} = (13800/√3)/(100/√3) Рег. № 68841-17 ЗНОЛ-ЭК-15 кл.т 0,2 К _{ТН} = (13800/√3)/(100/√3) Рег. № 47583-11	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08; УССВ-2 Рег. № 54074-13
3.15	Рыбинская ГЭС, ЗРУ 13,8 кВ 6Г	ТШЛ-20-1 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 4000/5 Рег. № 47957-11	ЗНОЛ-ЭК-15 кл.т 0,2 К _{ТН} = (13800/√3)/(100/√3) Рег. № 47583-11	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации δ, %			
		δ _{I(2)%} ,	δ _{5 %} ,	δ _{20 %} ,	δ _{100 %} ,
		I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1.14, 1.15, 3.2, 3.3, 3.4, 3.10, 3.11, 3.12, 3.13, 3.14, 3.15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±0,9	±0,5	±0,4	±0,4
	0,9	±1,0	±0,6	±0,5	±0,5
	0,8	±1,1	±0,8	±0,6	±0,6
	0,5	±1,8	±1,3	±1,0	±1,0
1.1, 1.2, 1.4, 1.5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	±1,7	±0,9	±0,7
	0,9	-	±2,2	±1,2	±0,9
	0,8	-	±2,8	±1,5	±1,0
	0,5	-	±5,3	±2,7	±1,9
1.40, 3.5, 3.6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±1,8	±1,0	±0,8
	0,9	-	±2,3	±1,3	±1,2
	0,8	-	±2,8	±1,6	±0,6
	0,5	-	±5,4	±2,9	±2,2
1.3, 3.1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	±0,9	±0,5	±0,4
	0,9	-	±1,0	±0,6	±0,5
	0,8	-	±1,2	±0,7	±0,6
	0,5	-	±2,0	±1,2	±1,0

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации δ, %			
		δ _{1(2)%} ,	δ _{5 %} ,	δ _{20 %} ,	δ _{100 %} ,
		I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1.14, 1.15, 3.2, 3.3, 3.4, 3.10, 3.11, 3.12, 3.13, 3.14, 3.15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	±1,8	±1,2	±1,0	±1,0
	0,5	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
1.1, 1.2, 1.4, 1.5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	±4,4	±2,5	±1,9
	0,5	-	±2,7	±1,7	±1,5
1.40, 3.5, 3.6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	±4,5	±2,6	±2,1
	0,5	-	±2,7	±1,8	±1,6
1.3, 3.1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,5	-	±1,4	±0,9	±0,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, (±Δ), с					5
Примечания:					
1 Погрешность измерений электрической энергии δ _{1(2)%P} и δ _{1(2)%Q} для cosφ=1,0 нормируется от I _{1%} , погрешность измерений δ _{1(2)%P} и δ _{1(2)%Q} для cosφ<1,0 нормируется от I _{2%} .					
2 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					
3 В качестве характеристик относительной погрешности измерений электроэнергии и средней мощности указаны границы интервала, соответствующее доверительной вероятности, равной 0,95.					
4 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном собственником порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.					
5 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, - активная, реактивная.					

Основные технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия применения: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды, °С - для счетчиков активной и реактивной энергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4
диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - УСПД - УССВ-2	от -40 до +50 от +10 до +30 от -10 до +60 от -10 до +55
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ-2: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-325: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 74500 2 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии Альфа А1800: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД RTU-325: - 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:

– резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

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

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика и УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД.

Защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования электронной цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 220Б-III У1	12
Трансформаторы тока шинные	ТЛШ-15	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ20	3
Трансформаторы тока	SAS 245	15
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-I ХЛ1	6
Трансформаторы тока	ТШЛ-20-1	18
Трансформаторы напряжения емкостные	VCU-245	6
Трансформаторы напряжения емкостные	TEMP 245	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-II-У1	5
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	1
Трансформаторы напряжения	UGE	15
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК-15	15
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RAL-P4G-DW-4	20
Сервер БД	HP ProLiant DL20 Gen9	1
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	2
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	2
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Формуляр	БЕКВ.422231.091.2024.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) Филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС», 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.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «РЕГИОНАЛЬНАЯ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЭНЕРГОКОМПАНИЯ - СОЮЗ» (ЗАО «РИТЭК-СОЮЗ»)

ИНН 2309005375

Адрес места осуществления деятельности: 350080, г. Краснодар, ул. Демуса, д. 50

Юридический адрес: 350033, г. Краснодар, ул. Ставропольская, д. 2

Телефон: +7 (861) 260-48-00

Факс: +7 (861) 260-48-14

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 (факс): +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: <http://www.rostest.ru>

E-mail: info@rostest.ru

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

в части вносимых изменений

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 «15» ноября 2024 г. № 2698

Регистрационный № 67411-17

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТЦ Л-12 г. Санкт-Петербург, Хасанская, 17, кор. 1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТЦ Л-12 г. Санкт-Петербург, Хасанская, 17, кор. 1 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), 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 баз данных (СБД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, её обработку и хранение.

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, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

Передача информации от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 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 УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ более ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «Лента» ТЦ Л-12 г. Санкт-Петербург, Хасанская, 17, кор. 1, наносится на этикетку, расположенную на внешней поверхности серверного шкафа, типографским способом. Дополнительно заводской номер 008 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» 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 ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид элек- троэнергии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	Счетчики	УССВ			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	ГРЩ-0,4 кВ ТЦ Лента, РУ-0,4 кВ, Ввод-1 0,4 кВ КЛ-1 0,4 кВ	Т-0,66 Коэф. тр. 1500/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 22656-07	A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер ООО «Лента»	Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
2	ГРЩ-0,4 кВ ТЦ Лента, РУ-0,4 кВ, Ввод-2 0,4 кВ КЛ-2 0,4 кВ	Т-0,66 Коэф. тр. 1500/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 22656-07	A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06			Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
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 силы тока $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
- 4 Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО), а также замена ПО на аналогичное, с версией не ниже, указанной в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 100 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:

параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике 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.
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	—	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	АСВЭ 146.00.000.008 ФО с Изменением № 1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ТЦ Л-12 г. Санкт-Петербург, Хасанская, 17, кор. 1 для оптового рынка электроэнергии», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде ФР.1.34.2018.30831.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учёт Проект» (ООО «АКУП»)

ИНН 7725743133

Адрес: 115114, г. Москва, Даниловская наб., д. 8, стр. 29А

Телефон: (985) 343-55-07

E-mail: proekt-akup@yandex.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ивановской области» (ФБУ «Ивановский ЦСМ»)

Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 31/42

Телефон: (4932) 32-84-85

Факс: (4932) 41-60-79

E-mail: post@csm.ivanovo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311781.

в части вносимых изменений

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 «15» ноября 2024 г. № 2698

Регистрационный № 80432-20

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор»)

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор» с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», сервер АО «Атомэнергопромсбыт» с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройства синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор», 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. Измерительная информация от сервера ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор» с периодичностью не реже одного раза в сутки в автоматизированном режиме передается на сервер АО «Атомэнергопромсбыт» по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленного формата в рамках согласованного регламента.

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

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

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

Сравнение показаний часов сервера ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор» с соответствующим УСВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор» производится независимо от величины расхождения.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор» выполняется при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении ± 3 с.

Журналы событий счетчиков, сервера ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор» и сервера АО «Атомэнергопромсбыт» 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 «Атомэнергопромсбыт» (ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор») наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера АО «Атомэнергопромсбыт», типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера» и ПО «АльфаЦЕНТР».

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 – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» pso_metr.dll	ПО «АльфаЦЕНТР» ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой от- носительной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 220 кВ Ян- тарь, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Ураль- ская-Янтарь	ТВГ-УЭТМ®-110 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 52619-13 Фазы: А; В; С	ЗНГ-УЭТМ®-110 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 53343-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ФГУП «Комбинат «Электро- химприбор»	Актив- ная	0,8	2,0
							Реак- тивная	1,5	3,9
2	ПС 220 кВ Ян- тарь, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Кварц- Янтарь	ТВГ-УЭТМ®-110 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 52619-13 Фазы: А; В; С	ЗНГ-УЭТМ®-110 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 53343-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Сервер АО «Атомэнер- гопромсбыт»	Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	ПС 220 кВ Ян- тарь, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Ян- тарь-Яшма-1	ТВГ-УЭТМ®-110 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 52619-13 Фазы: А; В; С	ЗНГ-УЭТМ®-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 53343-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ФГУП «Комбинат «Электро- химприбор» Сервер АО «Атомэнер- гопромсбыт»	Актив- ная	0,8	2,0
							Реак- тивная	1,5	3,9
4	ПС 220 кВ Ян- тарь, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Ян- тарь-Яшма-2	ТВГ-110 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 22440-07 Фазы: А; В; С	ЗНГ-УЭТМ®-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 53343-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	0,8	2,0
							Реак- тивная	1,5	3,9
5	ПС 110 кВ Ураль- ская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ НТГРЭС- Уральская-1	ТВГ-110 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 22440-07 Фазы: А; В; С	ЗНГ-УЭТМ®-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 53343-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	0,8	2,0
							Реак- тивная	1,5	3,9
6	ПС 110 кВ Ураль- ская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ НТГРЭС- Уральская-2	ТВГ-110 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 22440-07 Фазы: А; В; С		СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	0,8	2,0
							Реак- тивная	1,5	3,9
7	ПС 110 кВ Ураль- ская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Ураль- ская-Ис	ТВГ-УЭТМ®-110 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 52619-13 Фазы: А; В; С	ЗНГ-УЭТМ®-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 53343-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	0,8	2,0
							Реак- тивная	1,5	3,9
8	ПС 110 кВ Ураль- ская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Гра- нит-Уральская	ТВГ-110 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 22440-07 Фазы: А; В; С		СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	0,8	2,0
							Реак- тивная	1,5	3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	ПС 110 кВ Яшма, РУ 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.6	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ФГУП «Комбинат «Электро- химприбор» Сервер АО «Атомэнер- гопромсбыт»	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
10	ПС 110 кВ Яшма, РУ 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.33	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
11	ЦРП 6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф.34	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
12	ЦРП 6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф.37	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1261-08 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
13	ЦРП 6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ЦРП- ТП-100 ф.27	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
14	ЦРП 6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ЦРП- ТП-100 ф.28	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	ПС 110 кВ Яшма, РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф.31	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ФГУП «Комбинат «Электро- химприбор» Сервер АО «Атомэнер- гопромсбыт»	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
16	ПС 110 кВ Яшма, РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф.4	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
17	ТП-235 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.15	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
18	ТП-235 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.18	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-11 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ФГУП «Комбинат «Электро- химприбор» Сервер АО «Атомэнер- гопромсбыт»	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
19	ТП-203 6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф.203-761	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
20	ТП-203 6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф.203-786	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
21	ТП-221 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.7	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НОЛ.08-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 49075-12 Фазы: А; С	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ФГУП «Комбинат «Электро- химприбор» Сервер АО «Атомэнер- гопромсбыт»	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
22	ТП-230 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.16	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
23	ТП-235 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.13	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
24	ТП-235 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.12	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
25	ТП-235 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.11	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
26	ТП-235 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.10	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
27	ТП-2092 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.11	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ФГУП «Комбинат «Электро- химприбор» Сервер АО «Атомэнер- гопромсбыт»	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
28	ТП-2370 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.9	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
29	РП-2070 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.9	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
30	ПС 220 кВ Ян- тарь, РУ-6 кВ, яч.23	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
31	ПС 220 кВ Ян- тарь, РУ-6 кВ, яч.5	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
32	ПС 220 кВ Ян- тарь, РУ-6 кВ, яч.39	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
33	ПС 220 кВ Ян- тарь, РУ-6 кВ, яч.29	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ФГУП «Комбинат «Электро- химприбор» Сервер АО «Атомэнер- гопромсбыт»	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
34	ПС 110 кВ Гра- нит, РУ-6 кВ, яч.7	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
35	ПС 110 кВ Гра- нит, РУ-6 кВ, яч.8	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
36	ПС 110 кВ Гра- нит, РУ-6 кВ, яч.19	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
37	ПС 110 кВ Гра- нит, РУ-6 кВ, яч.18	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
38	ПС 110 кВ Гра- нит, РУ-6 кВ, яч.14	ТПЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 69608-17 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
39	ТП-105 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.8	ТЛП-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 30709-11 Фазы: А; В; С	НОЛ.08-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 49075-12 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ФГУП «Комбинат «Электро- химприбор» Сервер АО «Атомэнер- гопромсбыт»	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
40	ТП-105 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.7	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 47958-11 Фазы: В	НОЛ.08-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 49075-12 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
41	ТП-109 6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф.109-Гора	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 814-53 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
42	ТП-324 6 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф.3	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,5
43	ТП-324 6 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф.16	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
44	ЩС-1 0,4 кВ зд. 309, ввод 0,4 кВ	ТТИ-А Кл.т. 0,5 120/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ФГУП «Комбинат «Электро- химприбор» Сервер АО «Атомэнер- гопромсбыт»	Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
45	ТП-2435 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	—	—	СЕ 303 S31 746 JGVZ GS01 Кл.т. 1,0/1,0 Рег. № 33446-08			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	1,0	3,5
46	ЩУ-0,22 кВ ВТБ- 24 в зд. № 429 (Столовая 11), ввод 0,22 кВ	—	—	ТЕ1000.03 Кл.т. 1,0/1,0 Рег. № 82562-21			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	1,0	3,5
47	щит 0,4 кВ зд. до- рога Объездная 11, литер А, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,5
48	Щит 0,4 кВ зд. 352, ввод-0,4 кВ	ТТИ-30 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
49	ЩУ-0,4 кВ СНТ 18А, ввод 0,4 кВ	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.10 Кл.т. 0,5S Рег. № 46634-11			Актив- ная	1,0	3,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
50	ТП-311 6 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф.4	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ФГУП «Комбинат «Электро- химприбор» Сервер АО «Атомэнер- гопромсбыт»	Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,5
51	ТП-311 6 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф.7	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,5
52	ТП-250 6 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф.3	ТОП-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,5
53	ТП-250 6 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф.10	ТОП-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер АО «Атомэнер- гопромсбыт»	Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,5
54	ШРП 0,4 кВ зд. 420, КЛ-0,4 кВ в сторону ШРП-0,4 кВ зд. 401 СПЧ-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,5
55	ТП-240 6 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф.1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 18, 32, 33, 36-39, 42, 43, 47, 50-54, 58 указана для силы тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
4. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов, а также замена серверов 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	59
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 18, 32, 33, 36-39, 42, 43, 47, 50-54, 58 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 18, 32, 33, 36-39, 42, 43, 47, 50-54, 58 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения серверов, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +10 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05МК, СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов СЕ 303, СЕ 301, ТЕ1000, СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для серверов: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 220000 2 45000 2 20000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05МК, СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05М, ТЕ1000: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типов СЕ 303, СЕ 301: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 128 10 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - коррекции времени;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;
- серверов.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчиков электрической энергии;
 - серверов.
- Возможность коррекции времени в:
 - счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
 - серверах (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 встроенные	ТВГ-УЭТМ®-110	12
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-110	12
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	8
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	32
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	3
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ-СВЭЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-НТЗ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛП-10	3
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	2
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	33
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	6
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-30	3
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные элегазовые	ЗНГ-УЭТМ®-110	12
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	14
Трансформаторы напряжения незаземляемые	НОЛ.08-6	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ.06-6	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	25
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	23
Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные	СЕ 303	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ТЕ1000	1
Счетчики активной электрической энергии трехфазные	СЕ 301	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	2
Сервер ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор»	—	1
Сервер АО «Атомэнергопромсбыт»	—	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	АЭПС.АИИС-ЭХП.001.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Атомэнергопромсбыт» (ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор»)), 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.

Изготовитель

Акционерное общество «Атомэнергопромсбыт» (АО «Атомэнергопромсбыт»)

ИНН: 7725828549

Адрес: 117105, г. Москва, Новоданиловская наб., д. 4а

Телефон: (495) 543-33-06

E-mail: info.apsbt@apsbt.ru

Web-сайт: apsbt.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 «15» ноября 2024 г. № 2698

Регистрационный № 63164-16

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Бугульчанская солнечная электростанция»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Бугульчанская солнечная электростанция» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер под управлением гипервизора VMware на базе закрытой облачной системы (сервер), программный комплекс (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналаобразующую аппаратуру, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование. Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера, где производится сбор и хранение результатов измерений.

Сервер автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (не реже одного раза в 30 мин) по проводным линиям связи.

На верхнем втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Один раз в сутки сервер автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в XML-формате и передает его по электронной почте во внешние организации. Передача файла с результатами измерений в XML-формате, подписанного электронной подписью (ЭП) субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» производится с АРМ субъекта ОРЭ.

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 расхождения. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и сервера 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. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ «Бугульчанская солнечная электростанция» наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

Идентификационные данные ПК «Энергосфера» указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

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

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Но- мер ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	Бугульчанская СЭС, КРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. № 1	ТПУ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1600/5 Рег. № 51368-12	ТЈР кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 51401-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	VMware УСВ-3 Рег. № 51644-12
2	Бугульчанская СЭС, КРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч. № 14	ТПУ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1600/5 Рег. № 51368-12	ТЈР кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 51401-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
3	Бугульчанская СЭС, КРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. № 3	ТПУ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 500/5 Рег. № 51368-12	ТЈР кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 51401-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
4	Бугульчанская СЭС, КРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч. № 12	ТПУ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 500/5 Рег. № 51368-12	ТЈР кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 51401-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
7	Бугульчанская СЭС, КРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. № 4	ТПУ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 500/5 Рег. № 51368-12	ТЈР кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 51401-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
8	Бугульчанская СЭС, КРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч. № 11	ТПУ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 500/5 Рег. № 51368-12	ТЈР кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 51401-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
9	Бугульчанская СЭС, КРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. № 5	ТПУ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 500/5 Рег. № 51368-12	ТЈР кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 51401-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
10	Бугульчанская СЭС, КРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч. № 10	ТПУ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 500/5 Рег. № 51368-12	ТЈР кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 51401-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Примечания:

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

2 Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа.

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

4 Замена оформляется актом в установленном владельцем АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %				
	cos	$\delta_{1(2)\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
	φ	$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 4, 7 – 10 (Счетчики - 0,2S; ТТ - 0,5S; ТН - 0,5)	1,0	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
	0,9	$\pm 2,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
	0,8	$\pm 2,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
	0,7	$\pm 3,6$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	0,5	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$	$\pm 2,3$
Номер ИК	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %				
	cos	$\delta_{1(2)\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
	φ	$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 4, 7 – 10 (Счетчики - 0,5; ТТ - 0,5S; ТН - 0,5)	0,9	$\pm 6,3$	$\pm 3,4$	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$
	0,8	$\pm 4,3$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	0,7	$\pm 3,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
	0,5	$\pm 2,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU), с					± 5
Примечания:					
1 Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%}$ активной и реактивной электрической энергии для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_1\%$, а для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_2\%$.					
2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 мин.					
3 В качестве характеристик относительной погрешности измерений электроэнергии и средней мощности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности, равной 0,95.					

Основные технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	8
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$, не менее частота, Гц	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4

Продолжение таблицы 4

1	2
температура окружающей среды: в месте расположения ТТ и ТН, °С в месте расположения счетчиков, °С	от -30 до +35 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 45000 2 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:
защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.
В журналах событий счетчиков и сервера фиксируются факты:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции шкалы времени.
Защищенность применяемых компонентов:
– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электроэнергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки.
– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчика электроэнергии;
сервера.
Возможность коррекции шкалы времени в:
счетчиках электроэнергии (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 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./экз.
Трансформатор тока	ТПУ	24
Трансформатор напряжения	ТЈР	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	8
Сервер	VMware	1
ПО (комплект)	ПК «Энергосфера»	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Методика поверки	—	1
Паспорт-формуляр	11639320.411711.008.ФО с Изменением № 1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Бугульчанская солнечная электростанция», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде ФР.1.34.2016.23049.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМИР-ПРО»
(ООО «ЭНЕРГОМИР-ПРО»)

ИНН 7736653033

Адрес: 119331, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 29, помещ. I, ком. 7

Телефон: (499) 346-63-01

Web-сайт: www.energomir.pro

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: (495) 544-00-00

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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

в части вносимых изменений

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

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

Телефон: +7 (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 «15» ноября 2024 г. № 2698

Регистрационный № 79196-20

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Святогор»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Святогор» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «Святогор», сбора, хранения и обработки полученной информации. Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления выработкой и потреблением электроэнергии.

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:

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), установленных на присоединениях, указанных в таблице 2, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сервер АИИС КУЭ с программным обеспечением (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), 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 кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. На основании средних значений мощности вычисляются приращения электроэнергии за интервал времени 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).

Сервер АИИС КУЭ при помощи ПО «АльфаЦЕНТР» автоматически с заданной периодичностью или по запросу опрашивает счетчики электрической энергии и считывает

30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (перевод измеренных значений в именованные физические величины, умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН), помещение измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Считывание сервером АИИС КУЭ данных из счетчиков электрической энергии осуществляется посредством локально-вычислительной сети предприятия. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием ноутбука через встроенный оптический порт счетчиков.

Сервер АИИС КУЭ ежедневно формирует и отправляет по основному каналу связи, организованному на базе сети интернет в виде сообщений электронной почты отчеты с результатами измерений на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

АРМ субъекта ОРЭМ осуществляет передачу данных (результатов измерений) прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности в виде электронного документа XML формата, заверенного электронно-цифровой подписью субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит комплекс измерительно-вычислительный СТБ-01 (рег.№ 49933-12), который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) и обеспечивает предоставление информации о текущем времени в протоколе NTP.

Сравнение шкалы времени сервера ИВК с СТБ-01 осуществляется встроенным программным обеспечением сервера ИВК каждый час, коррекция производится автоматически при отклонении шкалы времени сервера ИВК и СТБ-01 на величину равную или более 1 с. Сравнение показаний шкалы времени счетчика с сервером ИВК осуществляется встроенным программным обеспечением сервера ИВК по сети Ethernet во время сеанса связи со счетчиком, но не реже одного раза в сутки. Коррекция шкалы времени счетчика производится при расхождении со шкалой времени сервера ИВК на величину равной или более 2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ наносится типографским способом на этикетку, которая располагается на корпусе сервера ИВК, а также указывается в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Средству измерений присвоен заводской номер ЭПК1288/16.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. ПО «АльфаЦЕНТР» не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав и метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Средство измерений		Источник точного времени	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		Вид СИ	Тип, метрологические характеристики, Рег. №			Границы интервала основной погрешности, $(\pm\delta)$, %	Границы интервала погрешности, в рабочих условиях $(\pm\delta)$, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС 110 кВ Красноуральск РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 15	ТТ	ТОЛ 4000/5; кл.т. 0,2S Рег. № 47959-16	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	0,8	2,2
		ТН	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$; кл.т. 0,5 Рег. № 67628-17		Реактивная	1,6	2,0
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				
2	ПС 110 кВ Красноуральск РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 18	ТТ	ТОЛ 4000/5; кл.т. 0,2S Рег. № 47959-16		Активная	0,8	2,2
		ТН	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$; кл.т. 0,5 Рег. № 67628-17		Реактивная	1,6	2,0
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
3	ПС 110 кВ Красноуральск РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 31	ТТ	ТОЛ 4000/5; кл.т. 0,2S Рег. № 47959-16	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	0,8	2,2
		ТН	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег. № 67628-17		Реактивная	1,6	2,0
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				
4	ПС 110 кВ Красноуральск РУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч. 38	ТТ	ТОЛ 4000/5; кл.т. 0,2S Рег. № 47959-16		Активная	0,8	2,2
		ТН	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег. № 67628-17		Реактивная	1,6	2,0
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				
5	ПС 110 кВ Красноуральск РУ-6 кВ, 5 СШ 6 кВ, яч. 59	ТТ	ТПОЛ 3000/5; кл.т. 0,2S Рег. № 47958-16		Активная	0,8	2,2
		ТН	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег. № 67628-17		Реактивная	1,6	2,0
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
6	ПС 110 кВ Красноуральск РУ-6 кВ, 6 СШ 6 кВ, яч. 60	ТТ	ТПОЛ 3000/5; кл.т. 0,2S Рег. № 47958-16	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	0,8	2,2
		ТН	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег. № 67628-17			1,6	2,0
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		Реактивная		
7	ПС 110 кВ Волковская, РУ-6 кВ, яч. 4, Ввод 6 кВ Т-1	ТТ	ТПОЛ-10 600/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59		Активная	1,2	5,7
		ТН	НТМИ-6-66 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70			2,5	3,5
		Счетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		Реактивная		
8	ПС 110 кВ Волковская, РУ-6 кВ, яч. 22, Ввод 6 кВ Т-2	ТТ	ТПОЛ-10 1000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59		Активная	1,2	5,7
		ТН	НТМИ-6-66 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70			2,5	3,5
		Счетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		Реактивная		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
9	ПС 110 кВ Волковский ГОК, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	ТГФМ-110 600/1; кл.т. 0,2S Рег. № 52261-12	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	0,5	1,9
		ТН	ЗНГА-110 110000/√3/100/√3; кл.т. 0,2 Рег. № 60290-15				
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03МК.08 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19				
10	ПС 110 кВ Волковский ГОК, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	ТГФМ-110 600/1; кл.т. 0,2S Рег. № 52261-12		Активная	0,5	1,9
		ТН	ЗНГА-110 110000/√3/100/√3; кл.т. 0,2 Рег. № 60290-15				
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03МК.08 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19				
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), (±Δ), с						5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
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 минут. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % $I_{ном}$ для ИК № 1 - 6, 9, 10, для тока 5 % $I_{ном}$ для ИК № 7, 8, $\cos\varphi=0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +10 до +30 °С. 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 метрологических характеристик. 5 Допускается замена источника точного времени на аналогичный утвержденного типа. 6 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 7 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений. 8 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 технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	10
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии энергии	от 99 до 101 от 2(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$: - для ИК № 1 – 6, 9, 10 - для ИК № 7, 8 - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера - для СТВ-01	от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до 120 не менее 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +18 до +24 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03МК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч,	220 000 2 120 000 2 220 000 2 10 000 80 000 1
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки каждого массива, сутки, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	113 3,5

Надежность системных решений:

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий счетчика фиксируются факты:

– параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- пропадание напряжения пофазно;

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

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

наличие защиты информации на программном уровне при хранении, передаче, параметрировании:

- пароль на счетчике электрической энергии;
- пароль на сервере АИИС КУЭ, АРМ.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНГА-110	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ	12 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТГФМ-110	6 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ	12 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ	6 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ-10	4 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный – измеритель ПКЭ	СЭТ-4ТМ.03МК	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	6 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	2 шт.
Сервер АИИС КУЭ	-	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1 шт.
Формуляр	ЭПК1288/16-2.ФО	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Святогор», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311787.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Энергопромышленная компания» (АО «ЭПК»)

ИНН: 6661105959

Адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, д. 96-В

Телефон: +7 (343) 251-19-96

E-mail: eic@eic.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

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

в части вносимых изменений

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

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» ноября 2024 г. № 2698

Регистрационный № 67409-17

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТЦ Л-19 г. Санкт-Петербург, пр. Обуховской обороны, 305

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТЦ Л-19 г. Санкт-Петербург, пр. Обуховской обороны, 305 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), 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 баз данных (СБД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, её обработку и хранение.

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, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

Передача информации от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 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 УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ более ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «Лента» ТЦ Л-19 г. Санкт-Петербург, пр. Обуховской обороны, 305, наносится на этикетку, расположенную на внешней поверхности серверного шкафа, типографским способом. Дополнительно заводской номер 011 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» 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 ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид элек- троэнергии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	Счетчики	УССВ			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	ЩГП-0,4 кВ ТЦ Лента, РУ-0,4 кВ, Ввод-1 0,4 кВ КЛ-1 0,4 кВ	ТТН60 Коэф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 41260-09	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 51593-12	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер ООО «Лента»	Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
2	ЩГП-0,4 кВ ТЦ Лента, РУ-0,4 кВ, Ввод-2 0,4 кВ КЛ-3 0,4 кВ	ТТН60 Коэф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 41260-09	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 51593-12			Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
3	ГРЩ-0,4 кВ ТЦ Лента, РУ-0,4 кВ, Ввод-1 0,4 кВ КЛ-2 0,4 кВ	Т-0,66 М Коэф. тр. 1500/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 52667-13	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 51593-12			Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
4	ГРЩ-0,4 кВ ТЦ Лента, РУ-0,4 кВ, Ввод-2 0,4 кВ КЛ-4 0,4 кВ	Т-0,66 М Коэф. тр. 1500/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 52667-13	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 51593-12			Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
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 силы тока $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.

4 Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО), а также замена ПО на аналогичное, с версией не ниже, указанной в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	4
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 100 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 74500 2 70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике 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.
Трансформатор тока измерительный на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТН60	6
Трансформатор тока	Т-0,66 М	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МД	4
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	—	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	АСВЭ 146.00.000.011 ФО с Изменением № 1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ТЦ Л-19 г. Санкт-Петербург, пр. Обуховской обороны, 305 для оптового рынка электроэнергии», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде ФР.1.34.2018.30834.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учёт Проект» (ООО «АКУП»)

ИНН 7725743133

Адрес: 115114, г. Москва, Даниловская наб., д. 8, стр. 29А

Телефон: (985) 343-55-07

E-mail: proekt-akup@yandex.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ивановской области» (ФБУ «Ивановский ЦСМ»)

Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 31/42

Телефон: (4932) 32-84-85

Факс: (4932) 41-60-79

E-mail: post@csm.ivanovo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311781.

в части вносимых изменений

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.