

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт». Часть 2

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт». Часть 2 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, а также передачи данных в утвержденных форматах другим удаленным заинтересованным пользователям. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранения результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организации (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя:

Для ИК №№ 1 - 4 - устройства сбора и передачи данных (далее - УСПД) RTU-325L, сервер АИИС КУЭ ОАО «АЭХК» (рег. №47140-11), устройство синхронизации системного времени (далее - УССВ), выполненного на базе GPS-приемника типа УССВ 35HVS, каналобразующую аппаратуру;

Для ИК №№ 5 - 41 - сервер АИИС КУЭ АО «Атомэнергопромсбыт» (ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор») (рег. №64363-16), устройства синхронизации времени (далее - УСВ), выполненного на базе GPS-приемника, каналобразующую аппаратуру;

Для ИК №№ 42 - 56 - УСПД RTU-325L, сервер АИИС КУЭ ОАО «МОЭСК» по границам ОРЭ (рег. №38984-08, 58349-14), УСВ, выполненного на базе GPS-приемника типа УСВ-1, каналобразующую аппаратуру;

Для ИК №№ 57 - 58 - УСПД RTU-327L, сервер АИИС КУЭ ОАО «МОЭСК» по границам ОРЭ (рег. №38984-08, 58349-14), УСВ, выполненного на базе GPS-приемника типа УСВ-1, каналообразующую аппаратуру;

Для ИК № 59 - сервер АИИС КУЭ ОАО «АтомЭнергоСбыт» (ФГУП «УЭМЗ» (рег. №49948-12), УСВ, выполненного на базе GPS-приемника типа УСВ-2, каналообразующую аппаратуру;

Для ИК №№ 60 - 70 - УСПД RTU-325, сервер АИИС КУЭ ОАО «ПО ЭХЗ» (рег. №44152-10), УССВ, выполненного на базе GPS-приемника, каналообразующую аппаратуру;

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включающий в себя: сервер баз данных (СБД) АО «Атомэнергопромсбыт» с установленным программным обеспечением (далее - ПО) «АльфаЦЕНТР», NTP-сервер точного времени ФГУП «ВНИИФТРИ», локально-вычислительную сеть, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы. Технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

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

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

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

В точках измерений 1-4, цифровой сигнал с выходов счетчиков на объектах АО «АЭХК» по шине интерфейса RS-422/485 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение, накопление и передача результатов измерений на сервер АО «АЭХК». Все каналы связи являются защищенными и имеют ограниченный набор команд.

Вычисление величин энергопотребления и мощности с учетом коэффициентов трансформации производится с помощью программного обеспечения в УСПД. Значения пересчитанных коэффициентов трансформации защищены от изменения путем включения в хэш-код идентификационных признаков. Для резервирования канала связи между ИИК и ИВКЭ предусмотрены резервные жилы в кабеле интерфейса RS-422/485.

Сопряжение электросчетчиков и УСПД на ГПП-1, электросчетчиков и УСПД на ГПП-2 с сервером АО «АЭХК» осуществляется посредством преобразователя интерфейсов RS-422/485 - Ethernet с использованием оптоволоконного кабеля, образуя основной канал передачи данных.

С УСПД измерительные сигналы в цифровой форме поступают на сервер АИИС КУЭ ОАО «АЭХК», где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов и последующая передача информации (xml-файлы формата 80020,80030,80040) на СБД АО «Атомэнергопромсбыт» и прочим заинтересованным организациям осуществляется по выделенному каналу связи через Интернет-провайдера.

В случае аварийного отсутствия связи (физического разрыва или неисправности оборудования связи) между электросчетчиками и УСПД предусмотрен сбор информации непосредственно с электросчетчика, при помощи переносного инженерного пульта, с последующей выгрузкой собранной информации в базу данных сервера АО «АЭХК».

В точках измерений №№ 13-18, 24-26, 28, 30-32, 35, 36 цифровой сигнал с выходов счетчиков по физическим линиям (интерфейс RS-485), поступает на входы сервера АИИС КУЭ АО «Атомэнергопромсбыт» (ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор»), в точках измерений №№ 5-8, 33, 34, 37, 38, 39-41 по GSM-каналам связи один раз в 30 минут происходит опрос счетчиков и считывание с них 30-минутных профилей мощности для каждого канала учета, параметров электросети и журналов событий сервером АИИС КУЭ АО «Атомэнергопромсбыт» (ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор») с периодичностью, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов и последующая передача информации (xml-файлы формата 80020,80030,80040) на сервер баз данных (СБД) АО «Атомэнергопромсбыт» и прочим заинтересованным организациям осуществляется по выделенному каналу связи через Интернет-провайдера.

В точках измерений 42-58, на объектах ПАО «МОЭСК», УСПД по проводным линиям связи считывают значения мощностей и текущие показания счетчиков, также в них осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (в счетчике коэффициенты трансформации выбраны равные 1, так как это позволяет производить замену вышедших из строя приборов учёта без их предварительного конфигурирования) и хранение измерительной информации. С УСПД измерительные сигналы поступают на сервер АИИС КУЭ ОАО «МОЭСК», где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, оформление справочных и отчетных документов и последующая передача информации (xml-файлы формата 80020,80030,80040) на СБД АО «Атомэнергопромсбыт» и прочим заинтересованным организациям по выделенному каналу связи через Интернет-провайдера.

В точке измерений 59, цифровой сигнал с выхода счетчика на объекте АО «АтомЭнергоСбыт» (ФГУП «УЭМЗ») по проводным каналам связи поступает на сервер АИИС КУЭ ОАО «АтомЭнергоСбыт» (ФГУП «УЭМЗ»), где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление, оформление справочных и отчетных документов и последующая передача информации (xml-файлы формата 80020,80030,80040) на СБД АО «Атомэнергопромсбыт» и прочим заинтересованным организациям осуществляется по выделенному каналу связи через Интернет-провайдера.

В точках измерений 60-70, на объектах АО «ПО ЭХЗ», УСПД по проводным линиям связи и считывают значения мощностей и текущие показания счетчиков, также в них осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (в счетчике коэффициенты трансформации выбраны равные 1 так, как это позволяет производить замену вышедших из строя приборов учёта без их предварительного конфигурирования) и хранения измерительной информации. С УСПД измерительные сигналы поступают на сервер АИИС КУЭ ОАО «ПО ЭХЗ», где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов и последующая передача информации (xml-файлы формата 80020,80030,80040) на СБД АО «Атомэнергопромсбыт» и прочим заинтересованным организациям осуществляется по выделенному каналу связи через Интернет-провайдера.

В точках измерений 71-72, на объектах ЗАО «Плайтерра», цифровой сигнал с выхода счетчика поступает на сервер АО «Атомэнергопромсбыт», где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление, оформление справочных и отчетных документов и последующая передача информации (xml-файлы формата 80020,80030,80040).

На верхнем - уровне системы при помощи ПО «АльфаЦЕНТР» выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов и последующая передача информации в АО «АТС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента

Отчеты в формате XML формируются на ИВК АО «Атомэнергопромсбыт», подписываются электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляются по каналу связи сети интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая формируется на всех уровнях системы.

В точках измерений 1-4 на сервере АИИС КУЭ ОАО «АЭХК» установлено УССВ 35HVS выполненного на базе GPS-приемника, которое обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера. Коррекция часов сервера проводится при расхождении часов сервера и GPS-приемника более чем на ± 1 с. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени сервера более чем на ± 1 с. Сличение времени сервера и УСПД проводится при каждом сеансе связи. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

В точках измерений 5-41 на сервере АИИС КУЭ ОАО «Атомэнергопромсбыт» (ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор») установлен GPS-приемник, который обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера. Коррекция часов сервера проводится при расхождении часов сервера и GPS-приемника более чем на ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера более чем на ± 2 с.

В точках измерений 42-58 на сервере АИИС КУЭ ОАО «МОЭСК» установлено УСВ-1, выполненное на базе GPS-приемника, которое обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера. Коррекция часов сервера проводится при расхождении часов сервера и GPS-приемника более чем на ± 1 с. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени сервера более чем на ± 1 с. Сличение времени сервера и УСПД проводится при каждом сеансе связи. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

В точке измерений 59 на сервере АИИС КУЭ ОАО «АтомЭнергоСбыт» (ФГУП «УЭМЗ») установлено УСВ выполненного на базе GPS-приемника, которое обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера. Коррекция часов сервера проводится при расхождении часов сервера и GPS-приемника более чем на ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера более чем на ± 2 с.

В точках измерений 60-70 на УСПД установлено УССВ выполненное на базе GPS-приемника, которое обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и GPS-приемника более чем на ± 1 с. Коррекция часов сервера АИИС КУЭ ОАО «ПО ЭХЗ» проводится при расхождении часов сервера и времени УСПД более чем на ± 1 с. Сличение времени сервера и УСПД проводится при каждом сеансе связи. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

В точках измерений 71-72 часы счетчиков синхронизируются от часов ИВК АО «Атомэнергопромсбыт» с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и ИВК АО «Атомэнергопромсбыт» более чем на ± 2 с.

В качестве источника синхронизации времени ИВК АО «Атомэнергопромсбыт» используется NTP-сервер точного времени ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающий передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-сервера первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTS (SU) не превышает 10 мс. Сервер периодически сравнивает свое системное время с часами NTP-сервера. Сличение часов сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений.

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

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

Программное обеспечение

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

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
ПО на сервере АИИС КУЭ ОАО «АЭХК»	
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
ПО на сервере АИИС КУЭ АО «Атомэнергопромсбыт» (ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор»)	
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 6.0
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976E08A2BB7814В
ПО на сервере АИИС КУЭ ОАО «МОЭСК»	
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
ПО на сервере АИИС КУЭ ОАО «АтомЭнергоСбыт» (ФГУП «УЭМЗ»)	
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 6.0
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976E08A2BB7814В

Окончание таблицы 1

Идентификационные признаки	Значение
ПО на сервере АИИС КУЭ ОАО «ПО ЭХЗ»	
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
ПО на СБД АО «Атомэнергопромсбыт»	
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07.04
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО ПК «Энергосфера» не влияют на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэне ргии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ГПП-1 ПС Иркутская (500/220/110/35/10/6), ОРУ-110 кВ, яч. МВ-110 ШП-10А	ТВ-ТМ-35Л-110-УХЛ1 Кл. т. 0,5S 1000/5	НКФ-110 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3	А1802RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325L	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
2	ГПП-2 ПС Иркутская (500/220/110/35/10/6), ОРУ-110 кВ, яч. МВ-110 ШП-10Б	ТВ-ТМ-35Л-110-УХЛ1 Кл. т. 0,5S 1000/5	НКФ-110 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3	А1802RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325L	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
3	ГПП-1 ПС Иркутская (500/220/110/35/10/6), ОРУ-110 кВ, яч. МВ-110 ШП-11А	ТВ-ТМ-35Л-110-УХЛ1 Кл. т. 0,5S 1000/5	НКФ-110 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3	А1802RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325L	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
4	ГПП-2 ПС Иркутская (500/220/110/35/10/6), ОРУ-110 кВ, яч. МВ-110 ШП-11Б	ТВ-ТМ-35Л-110-УХЛ1 Кл. т. 0,5S 1000/5	НКФ-110 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3	А1802RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325L	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
5	ПС 220 кВ Янтарь, РУ-6 кВ, 1С 6 кВ	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 3000/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
6	ПС 220 кВ Янтарь, РУ-6 кВ, 2С 6 кВ	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 3000/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	ПС 220 кВ Янтарь, РУ-6 кВ, ЗС 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S 1500/5	ЗНОЛ.06-6УЗ Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
8	ПС 220 кВ Янтарь, РУ-6 кВ, 4С 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S 1500/5	ЗНОЛ.06-6УЗ Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 ЗНОЛ	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
9	ПС 220 кВ Янтарь, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Уральская-Янтарь	ТВГ-УЭТМ®-110-0,2 Кл. т. 0,2 600/5	ЗНГ-УЭТМ®-110 IV У1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,1 ±4,1
10	ПС 220 кВ Янтарь, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Кварц-Янтарь	ТВГ-УЭТМ®-110 УХЛ2 Кл. т. 0,2 600/5	ЗНГ-УЭТМ®-110 IV У1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,4 ±2,6
11	ПС 220 кВ Янтарь, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Янтарь-Яшма-1	ТВГ-УЭТМ®-110-0,2 Кл. т. 0,2 600/5	ЗНГ-УЭТМ®-110 IV У1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,1 ±4,1
12	ПС 220 кВ Янтарь, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Янтарь-Яшма-2	ТВГ-УЭТМ®-110-0,2 Кл. т. 0,2 600/5	ЗНГ-УЭТМ®-110 IV У1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,1 ±4,1
13	ПС 110 кВ Уральская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ НТГРЭС-Уральская-1	ТВГ-УЭТМ®-110-0,2 Кл. т. 0,2 600/5	ЗНГ-УЭТМ®-110 IV У1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,1 ±4,1
14	ПС 110 кВ Уральская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ НТГРЭС-Уральская-2	ТВГ-УЭТМ®-110-0,2 Кл. т. 0,2 600/5	ЗНГ-УЭТМ®-110 IV У1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,1 ±4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	ПС 110 кВ Уральская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Уральская-Ис	ТВГ-УЭТМ®-110 УХЛ2 Кл. т. 0,2 600/5	ЗНГ-УЭТМ®-110 IV У1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,1 ±4,1
16	ПС 110 кВ Уральская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Гранит-Уральская	ТВГ-УЭТМ®-110 УХЛ2 Кл. т. 0,2 600/5	ЗНГ-УЭТМ®-110 IV У1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,1 ±4,1
17	ЦРП 6 кВ, РУ-6 кВ, ф.27	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
18	ЦРП 6 кВ, РУ-6 кВ, ф.28	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
19	ТП-93 6 кВ, ввод 0,4 тр-ра	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S 300/5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
20	ПС 110 кВ Яшма, РУ-6 кВ, яч.31	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
21	ПС 110 кВ Яшма, РУ-6 кВ, яч.4	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
22	ТП-2080 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.3	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 300/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
23	ТП-2080 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.23	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 300/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	ТП-235 6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ к ТП-2206 6 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
25	ТП-235 6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ к ТП-2207 6 кВ	ТПЛ-10-М-У2 Кл. т. 0,5S 400/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
26	ТП-230 6 кВ, РУ-6 кВ, ф.230-92-363	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 150/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
27	ТП-93 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.4	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 50/5	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,03	-	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,6
28	ТП-235 6 кВ, РУ-6 кВ, 1С 6 кВ, КЛ-6 кВ к ТП-2350	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
29	ТП-93 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф. 3	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
30	ТП-235 6 кВ, РУ-6 кВ, 2С 6 кВ, КЛ-6 кВ к ТП-2350	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
31	ТП-235 6 кВ, РУ-6 кВ, 1С 6 кВ, КЛ-6 кВ к ТП-2370	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
32	ТП-235 6 кВ, РУ-6 кВ, 2С 6 кВ, КЛ-6 кВ к ТП-2370	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
33	ПС 110 кВ Яшма, РУ 6 кВ, ф.6	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 200/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
34	ПС 110 кВ Яшма, РУ 6 кВ, ф.33	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 200/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
35	ЦРП 6 кВ, РУ-6 кВ, ф.34	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
36	ЦРП 6 кВ, РУ-6 кВ, ф.37	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
37	ТП-203 6 кВ, РУ-6 кВ, ф. 203-761	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
38	ТП-203 6 кВ, РУ-6 кВ, ф. 203-786	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
39	ТП-93 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.1	ТПЛ-10-М-У2 Кл. т. 0,5 300/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
40	ТП-93 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.3	ТПЛ-10-М-У2 Кл. т. 0,5 300/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
41	ТП-93 6 кВ, РУ-6 кВ, ф. 93-700	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 100/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
42	ПС-182 КРУН-6 кВ фид.38	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU-325L	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
43	ПС-182 КРУН-6 кВ фид.45	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU-325L	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
44	ПС-182 КРУН-6 кВ фид.56	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 6000/100	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU-325L	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,2
45	ПС-182 ЗРУ-6 кВ фид.7	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 800/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU-325L	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
46	ПС-182 ЗРУ-6 кВ фид.9	ТПОФ10 Кл. т. 0,5 750/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU-325L	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
47	ПС-182 ЗРУ-6 кВ фид.10	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 750/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU-325L	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
48	ПС-182 КРУН-6 кВ фид.24	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU-325L	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
49	ПС-182 КРУН-6 кВ фид.26	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU-325L	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
50	ПС-182 КРУН-6 кВ фид.37	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5	RTU-325L	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,6	±4,6
51	ПС-182 КРУН-6 кВ фид.42	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325L	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,6
52	ПС-182 КРУН-6 кВ фид.62	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 6000/100	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU-325L	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,2
53	ПС-182 КРУН-6 кВ фид.65	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 6000/100	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU-325L	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
54	ПС-182 КРУН-6 кВ фид.67	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 6000/100	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU-325L	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,2
55	ПС-182 КРУ-10 кВ фид.5	ТОЛ-К-10У2 Кл. т. 0,5 1000/5	НТМИ-10-66У3 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU-325L	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
56	ПС-182 КРУ-10 кВ фид.6	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 1000/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU-325L	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
57	ПС-61 КРУ-6 кВ фид.45	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU-327L- E2-M2-B2	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
58	ПС-61 КРУ-6 кВ фид.46	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU-327L- E2-M2-B2	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3
59	ЩУ1-0,4 кВ гаражного бокса, КЛ-0,4 кВ от ВР1 0,4 кВ	ТОП М-0,66 У3 Кл. т. 0,5S 50/5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
60	ПС-22 110 кВ, ОРУ-110 кВ, п.11Р. ВЛ 110 кВ Красноярская ГРЭС-2 - ЭХЗ 2 цепь (С-104)	ТФЗМ-110Б-III У1 Кл. т. 0,5 1500/5	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3	А1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
61	ПС-243 110 кВ, ОРУ-110 кВ, п.11Р. ВЛ 110 кВ Красноярская ГРЭС-2 - ЭХЗ 3 цепь (С-105)	ТФЗМ-110Б-III У1 Кл. т. 0,5 1500/5	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3	А1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
62	ПС-22 110 кВ, ОРУ-110 кВ, п.11Р. ВЛ 110 кВ Красноярская ГРЭС-2 - ЭХЗ 4 цепь (С-106)	ТФЗМ-110Б-III У1 Кл. т. 0,5 1500/5	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
63	ПС-23 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч. № 48	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 400/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
64	ПС-23 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч. № 19	ТВЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
65	ПС-1 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч. № 7	ТОЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 200/5	НАМИТ-10-2УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
66	ПС-1 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч. № 38	ТОЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 200/5	НАМИТ-10-2УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
67	ТП ТНС-9 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. № 9	ТОЛ-10 -1-1У2 Кл. т. 0,5 5/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
68	ТП ТНС-9 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. № 10	ТОЛ-10 -1-1У2 Кл. т. 0,5 5/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
69	ТП ТНС-9 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. № 11	ТОЛ-10 -1-1У2 Кл. т. 0,5 30/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
70	ТП ТНС-9 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. № 12	ТОЛ-10 -1-1У2 Кл. т. 0,5 30/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
71	ТР-1 10 кВ, Яч №9, ввод 1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S 300/5	ЗНОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
72	ТР-1 10 кВ, Яч №1, ввод 2	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S 300/5	ЗНОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02$ ($0,05 I_{\text{ном}}$) и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 72 от 0 до плюс 40 °С.
4. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на одноступенчатый утвержденного типа. Допускается замена устройства синхронизации времени на одноступенчатый утвержденного типа. Замена оформляется в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	72
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц <p>- коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>- температура окружающей среды, °C</p>	<p>от 99 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц <p>- температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C</p> <p>- температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C:</p> <ul style="list-style-type: none"> - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2 до 120</p> <p>от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.}</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +70</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от +10 до +60</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика А1802RAL-P4GB-DW-4 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.02М.03 для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05М.04 для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.00 для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05М для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.09 для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.00 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М для электросчетчика СЭТ-4ТМ.02.2 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03.01 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03 для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.04 для электросчетчика А1802RAL-P4GB-DW-4 для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.12.01 - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД RTU-325L, RTU-325 для УСПД RTU-327L-E2-M2-B2 - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>120000</p> <p>165000</p> <p>165000</p> <p>165000</p> <p>140000</p> <p>140000</p> <p>140000</p> <p>140000</p> <p>140000</p> <p>165000</p> <p>140000</p> <p>90000</p> <p>90000</p> <p>90000</p> <p>140000</p> <p>165000</p> <p>120000</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>40000</p> <p>2</p>

Окончание таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);

- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергосбыт». Часть 2 типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег №	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТВ-ТМ-35Л-110-УХЛ1	61552-15	12
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	1423-60	4
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ	51623-12	6
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ®-110-0,2	52619-13	5
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ®-110 УХЛ2	52619-13	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1276-59	21
Трансформатор тока	ТШП-0,66	47957-11	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2473-69	8
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2473-69	1
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М-У2	47958-11	6
Трансформатор тока	ТОП-0,66	47959-11	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1261-59	18
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	47958-11	2
Трансформатор тока	ТОП-0,66	15174-06	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10	3848-73	4
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1261-08	2
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	51679-12	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2473-05	2
Трансформатор тока	ТПОФ10	518-50	2
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	1856-63	8
Трансформатор тока	ТОЛ-К-10У2	57873-14	2
Трансформатор тока	ТОП М-0,66 УЗ	59924-15	3
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-III У1	2793-88	9
Трансформатор тока	ТПЛ-10УЗ	1276-59	2
Трансформатор тока	ТВЛ-10	1856-63	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10 УЗ	7069-79	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10 -1-1У2	15128-07	12
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	51623-12	4
Трансформатор напряжения	НКФ-110	26452-06	12
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2611-70	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6УЗ	46738-11	5
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	46738-11	1
Трансформатор напряжения	ЗНГ-УЭТМ®-110 IV У1	53343-13	12

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	11
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	831-53	8
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6У3	46738-11	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6У3	3344-08	8
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	11094-87	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	831-69	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-00	1
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	14205-05	12
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2УХЛ2	18178-99	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-10	51676-12	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-06	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-12	7
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.03	36697-12	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.04	36355-07	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.09	36697-08	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	50460-12	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	64450-16	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	12
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	27524-04	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	50460-12	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-06	11
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.12.01	50460-12	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	37288-08	3
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	37288-08	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327L-E2-M2-B2	41907-09	1

Окончание таблицы 4

1	2	3	4
Программное обеспечение	АЛЬФА Центр	-	4
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	-	2
Устройство синхронизации времени	УССВ 35HVS	-	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-09	1
Методика поверки	МП 008-2018	-	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.531 ПФ	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 008-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт». Часть 2. Методика поверки», утвержденному ООО «Спецэнергопроект» 02.04.2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков А1802RAL-P4GB-DW-4, А1802RAL-P4GB-DW-4 - по документу МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.02М.03 - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М, . Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М, ПСЧ-4ТМ.05М.04 - по документу «Счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М. Руководство по эксплуатации. Приложение. Методика поверки» ИЛГШ.411152.146РЭ, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21.11.2007 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.09, СЭТ-4ТМ.03М - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» декабря 2007 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.00, ПСЧ-4ТМ.05МК.12.01, ПСЧ-4ТМ.05МК.04 - по документу «Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.00 - по документу «Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28 апреля 2016 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.02.2 - по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1», раздел «Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ «Нижегородский ЦСМ» в 2001 г.;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03.01 - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411151.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- УСПД RTU-325L, RTU-325 - по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- УСПД RTU-327L-E2-M2-B2 - по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- УСВ - 2 - по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.000И1», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 31.08.09 г.
- УСВ - 1 - по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.04 г.
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег. № 27008-04;
- термогигрометр CENTER (мод.315): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60°С, дискретность 0,1°С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих - кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергосбыт». Часть 2, аттестованной ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергосбыт». Часть 2

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 3328489050

Юридический адрес: 600017, область Владимирская, город Владимир, улица Сакко и Ванцетти, 23

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

Телефон/факс: 8(4922)22-21-62/8(4922)42-31-62

E-mail: post@orem.su

Web-сайт: <http://www.orem.su/>

Заявитель

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

Юридический адрес: 600000, Владимир, ул. Большая Московская, д.71А, этаж цоколь № 1

Адрес: 600000, Владимир, ул. Большая Московская, д.71А, этаж цоколь № 1

Телефон: 8 (910) 779-20-71

E-mail: energystm@yandex.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр. д. 42, к.6

Юридический адрес: 111024, г. Москва, ул. Авиамоторная, д. 50, к. 2

Телефон: 8 (985) 992-27-81

E-mail: info.spetcenergo@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312426 от 30.01.2018 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.