

Регистрационный № 61424-15

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «ОЗНА - Vx»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «ОЗНА-Vx» (далее – установки) предназначены для непрерывных автоматизированных измерений массового расхода и массы скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды и попутного нефтяного газа, массы нетто нефти, а также объемного расхода и объема попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной или газоконденсатной смеси без предварительной сепарации многофазного потока, для измерений объемного расхода и объема природного и попутного нефтяного газа при добыче, подготовке и транспортировке газа с применением расходомеров многофазных Vx Spectra, расходомеров многофазных Vx 88 и расходомеров многофазных Vx (далее – расходомеры Vx).

Описание средства измерений

В установке используется бессепарационный прямой метод динамических измерений, основанный на использовании комбинации трубы Вентури и гамма-измерителя фракций, в спектре излучения которого используются два характерных энергетических пика. При прохождении потока в трубе Вентури возникает перепад давления, что позволяет измерять полный массовый и объемный расход потока, а гамма-измеритель фракций предоставляет данные о соотношении фракций нефти, газа и воды. Для измерений давления и температуры потока используются средства измерений с цифровым выходом. Вычислительное устройство расходомеров Vx производит расчет расхода фракций смеси - нефти, газа и воды на основе специально разработанной комплексной (гидродинамической, термодинамической и ядерной) физической модели, учитывающей особенности многофазного потока, включая присущую ему нестабильность.

Для учета неоднородности потока нефтегазоводяной смеси по времени и по сечению, расходомер Vx производит измерения параметров потока с частотой 45 Гц. Результаты, накопленные в течение 1 с, в дальнейшем подвергаются статистической обработке. Результаты измерений расходов фаз потока и его фракций сохраняются в памяти управляющего компьютера.

Для регистрации накопленных за определенный интервал времени значений массы скважинной жидкости, нефти и воды, а также объема газа расходомер Vx имеет функцию измерения интервалов времени.

Установки включают в себя блок(и) технологический(ие) (далее – БТ) и блок(и) аппаратный(ые) (далее – БА), оснащенные системами жизнеобеспечения (обогрев, освещение, вентиляция и пожаро-газосигнализация). Также установки могут иметь в своем составе отдельный

блок переключения скважин (далее - БПС). БТ, БА и БПС выполняются в виде блок-боксов, которые могут быть изготовлены на одном или отдельных рамных основаниях.

Установка может быть выполнена в виде одного блока путем размещения оборудования БА в БТ во взрывозащищенных оболочках.

БА и БТ могут быть закрытого (с укрытием) или открытого исполнения (без укрытия или с быстросъемными панелями, защищающими от атмосферных осадков, ветра и др.).

В случае открытого исполнения блоков система жизнеобеспечения не применяется или может включать не все компоненты в зависимости от технических требований. Установка может быть скомпонована в блок-боксах заказчика.

В состав конкретной установки могут входить другие дополнительные функциональные блоки, не выполняющие измерительной функции. Количество и исполнение блоков установки определяется в зависимости от количества подключаемых скважин и необходимости реализации дополнительных функций, помимо измерительных.

Установки могут изготавливаться как в стационарном, так и в мобильном варианте исполнения.

Основными элементами БТ является измерительная линия и распределительный модуль. В состав измерительной линии, оборудованной ручными и электроуправляемыми органами переключения потока, входит один или несколько расходомеров Vx. Распределительный модуль обеспечивает автоматическое поочередное подключение скважин к измерительной линии посредством системы трехходовых кранов или переключателя скважин многоходового (ПСМ), приводимого в действие электроуправляемым приводом. При этом продукция остальных скважин направляется в общий трубопровод. Распределительный модуль также оснащен байпасной линией для неавтоматизированного подключения скважин к измерительной линии при помощи задвижек.

Вариант исполнения установки выбирается на этапе анализа условий измерений в зависимости от ожидаемых величин расхода и свойств нефтегазоводяной смеси, а также выходных параметров установки.

В состав БТ могут входить:

- расходомеры многофазные Vx (регистрационный № 42779-09);
- расходомеры многофазные Vx 88 (регистрационный № 48745-11);
- расходомеры многофазные Vx Spectra (регистрационный № 60560-15);
- вспомогательные средства измерений (измерительные преобразователи (датчики) давления и температуры, манометры и термометры показывающие);
- переключатель(и) скважин ПСМ или БПС;
- привод(ы) гидравлический(ие) ГП-1М;
- ручные задвижки и/или краны/клапана запорные/трехходовые с электроприводами;
- линия байпасная;
- коллектор общий;
- входные и выходные линии для последовательного подключения эталонов;
- дренажная линия;
- фильтр;
- клапан обратный;
- система жизнеобеспечения (отопление, освещение и вентиляция);
- система определения загазованности и оповещения;
- система пожарной сигнализации;
- система охранной сигнализации.

БА осуществляет сбор, обработку, регистрацию, отображение, хранение полученных результатов измерений в архиве и их передачу в АСУТП верхнего уровня, а также управляет контрольно-измерительными приборами, автоматикой, системой жизнеобеспечения, охранной и пожарной сигнализацией.

В состав БА могут входить:

- шкаф силовой (далее – ШС);
- шкаф(ы) вспомогательный(ые);

- блок измерений и обработки информации (далее – БИОИ);
- система жизнеобеспечения (отопление, освещение и вентиляция);
- система пожарной сигнализации;
- система охранной сигнализации.

БИОИ выполнен на базе отдельных модулей ввода/вывода, и/или программируемых логических контроллеров (далее - ПЛК) и/или измерительно-вычислительного комплекса (далее – ИВК), и/или средства человеко-машинного интерфейса (далее - HMI), называемого также операторской панелью.

ИВК может быть реализован на базе встраиваемых компьютеров (Embedded Computer, без HMI), промышленных панельных компьютеров (Industry Panel Computer, совмещено с HMI) производства FIREFLY TECHNOLOGY CO, LTD (КНР), с операционной системой (ОС Linux\WinCE\QNX и т.п.), зарегистрированных как Вычислительные машины FIREFLY. Основные применяемые модели серий EC-A (EC-A3399ProC, EC-A3399C, EC-A3568J, EC-A3288C и др.), IPC (IPC-M10R800-A3568J, IPC-M10R800-A3399C, IPC-M10R800-A3288C и др.) и их аналоги на базе процессоров ARM64.

ИВК может выполнять функции и заменять собой в составе БИОИ промышленный ПЛК (в случае использования совместно с отдельными модулями ввода-вывода) и/или HMI, но может использоваться и вместе с ними, в зависимости от состава конкретного исполнения БИОИ.

Если БА не применяется, то возможны следующие конфигурации:

- ШС и/или БИОИ общепромышленного исполнения могут быть установлены удаленно в помещениях и/или на специально отведенных площадках на объекте заказчика;
- ШС и/или БИОИ взрывозащищенного исполнения могут быть установлены в БТ установки;
- ШС и/или БИОИ взрывозащищенного исполнения могут быть смонтированы вне установки на специально отведенных площадках на объекте заказчика.

Номенклатура контроллеров, применяемых в установках, приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Номенклатура применяемых контроллеров

Наименование, тип	Регистрационный №
Контроллеры SCADAPack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330/334E), 350/357 (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575	69436-17
Контроллеры программируемые DirectLOGIC, CLICK, Productivity 2000, Productivity 3000, Protos X, Terminator	65466-16
Системы управления модульные B&R X20	57232-14
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-300	15772-11
Модули измерительные контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500	60314-15
Контроллеры измерительные ControlWave Micro	63215-16
Контроллеры SCADAPack	86492-22
Устройства центральные процессорные системы управления B&R X20	84558-22
Контроллеры программируемые логические BRIC	82839-21
Контроллеры программируемые логические АБАК ПЛК	63211-16
Контроллеры программируемые логические Unistream	62877-15
Контроллеры программируемые логические MKLogic200 A	85559-22
Контроллеры измерительные K15	75449-19
Модули ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов MDS	37445-09
Модули автоматики NL	75710-19
Контроллеры программируемые ЭЛСИ-TMK	62545-15
Системы распределенного ввода вывода CREVIS/СУЭР	80690-20

Внешний вид и схема пломбирования установки представлены на рисунках 1-3.

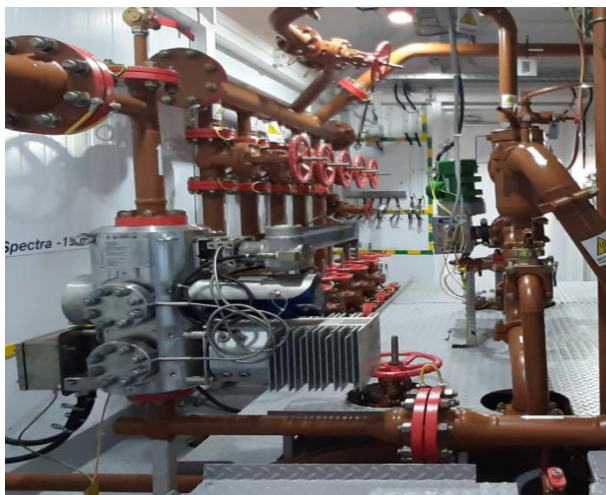


Рисунок 1 – Внешний вид оборудования БТ многоскважинной установки



Рисунок 2 – Внешний вид оборудования БА общепромышленного исполнения



Заводской номер



Пломба службы качества



Заводской номер



Пломба службы качества

Рисунок 3 – Внешний вид и схема пломбирования БТ и БА установки

Заводской номер установки указывается на металлической табличке, закрепленной на наружной поверхности БА и БТ, или на наружной поверхности блок-бокса заказчика, методом лазерной гравировки. В случае открытого исполнения заводской номер установки указывается на металлической табличке, закрепленной на БИОИ.

Формат нанесения заводского номера – цифровой. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

Комплекс программного обеспечения (далее – ПО) установок реализован в БИОИ.

Комплекс ПО состоит из следующих компонентов:

1. ПО ЧМИ* - человеко-машинный интерфейс (при наличии НМИ в составе БИОИ);
2. ПО АСУ* – автоматизированная система управления;
3. ПО СПД – сбор и передача данных;
4. ПО ВПД – вычислитель параметров дебита.

Примечание:

* - не является метрологически значимым модулем.

Комплекс ПО (метрологически значимые модули) выполняет функции:

ПО СПД:

- обеспечение управления процессом измерений при помощи команд, подаваемых дистанционно – с верхнего уровня АСУТП эксплуатирующего предприятия;
- обеспечение сбора, хранения, обработки и передачи первичных данных расходомеров Vх, других средств измерений и КИПиА, входящих в состав установок;
- обеспечение хранения результатов измерений в энергонезависимой памяти ПЛК/ИВК в течение года и более;
- обеспечение защищенной передачи результатов измерений в локальный НМИ, на верхний уровень АСУТП эксплуатирующего предприятия по цифровым сетям, выгрузки на цифровые носители;

ПО ВПД:

- обеспечение обработки данных расходомеров Vх, других средств измерений и КИПиА, входящих в состав установок, и вычисления результатов измерений согласно аттестованной методики измерений.

Размещение компонентов ПО осуществляется в ИВК или в ПЛК (при отсутствии ИВК в составе БИОИ).

Идентификационные данные ПО установок приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО СПД	ПО ВПД
Идентификационное наименование ПО	IS.VX.101	IS.VX.201
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.xxxxxx ¹⁾	2.zzzzzz ¹⁾
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	уууу ²⁾ .0B83	kkkk ²⁾ .69E1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-16	CRC-16
Примечания: ¹⁾ – номер подверсии из шести десятичных цифр, предназначен для отслеживания исходных текстов ПО СПД \ ПО ВПД в системе контроля версий производителя, может быть любым; ²⁾ – служебный идентификатор ПО СПД \ ПО ВПД из четырех шестнадцатеричных цифр, расположен перед контрольной суммой, может быть любым.		

Уровень защиты ПО установок от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «Рекомендации по метрологии. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения»

Механическая защита от несанкционированного доступа к ПЛК\ИВК осуществляется пломбированием наклеек на корпус встраиваемого компьютера ИВК и\или ПЛК БИОИ для предотвращения вскрытия корпуса и выполнения операции замены системного программного обеспечения (ОС встраиваемого компьютера ИВК, firmware ПЛК и т.п.), как показано на рисунках 4 и 5.

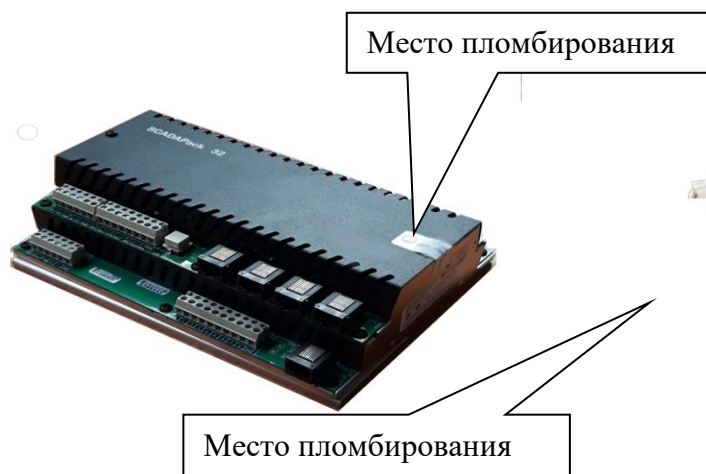


Рисунок 4 – Схема пломбирования корпуса ПЛК

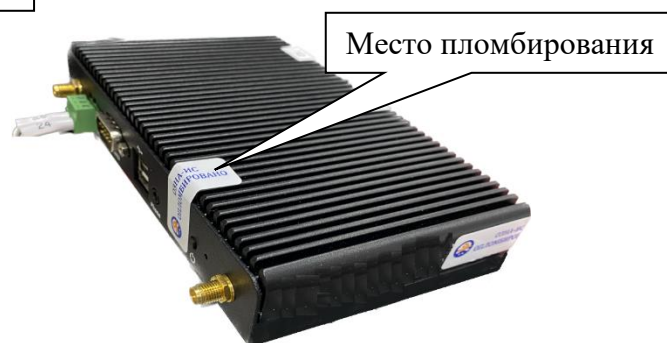


Рисунок 5 – Схема пломбирования корпуса встраиваемого компьютера ИВК

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики установок приведены в таблицах 3, 4, 5, показатели надежности приведены в таблице 6.

Таблица 3 – Метрологические характеристики установок

Наименование характеристики	Значение
Диапазон массового расхода скважинной жидкости, т/ч ^{1),2)}	от 0,01 до 662,40
Диапазон объемного расхода газа в рабочих условиях в составе многофазного потока, м ³ /ч ¹⁾	от 0,1 до 4400,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости, %	± 2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, в составе многофазного потока, %:	± 5,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды и попутного нефтяного газа, при содержании воды (в объемных долях), %: - от 0 до 70 % - от 70 до 95 % - св. 95 %	± 6,0 ± 15,0 не нормируется
¹⁾ детальная информация по диапазону измерений и оптимальному режиму эксплуатации для каждой установки приведена в эксплуатационной документации;	
²⁾ для расходомеров многофазных Phase Watcher Vx нормируется объемный расход жидкости, м ³ /ч, для определения метрологических характеристик установок необходим пересчет в массовый расход жидкости с учетом параметров измеряемой среды.	

Таблица 4 – Технические характеристики установок при применении различных модификаций расходомеров Vx

	Модификация расходомеров Vx		
	Vx Spectra	Vx Spectra Снегирь	Phase Watcher Vx
	Vx 19; Vx 29; Vx 40; Vx 65; Vx 88	Vx 19R; Vx 19RH; Vx 29R; Vx 29RH; Vx 40R; Vx 40RH; Vx 65R; Vx 65RH; Vx 88R; Vx 88RH	Vx 29; Vx 52; Vx 88
Рабочая среда	нефтегазоводяная или газоконденсатная смесь, нефть, попутный газ, природный газ		
Объемный расход жидкости в составе нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях, м³/ч	-		от 6,0 до 730,0 ¹⁾
Давление рабочей среды, МПа, не более ¹⁾	34,5	6,3 ²⁾	34,0
Температура рабочей среды, °С	от -46 до +121	от -40 до +90	от -20 до +150
Температура окружающей среды, °С	от -40 до +85	от -40 до +45	от -20 до +85
Вязкость дегазированной жидкой фазы, мПа·с	от 0,1 до 30000 ³⁾		
Объемное содержание воды (WLR), %	от 0 до 100 включ.		
Объемное содержание свободного газа в потоке (GVF), %	от 0 до 100 включ.		
¹⁾ подробная информация приведена в паспорте на установку; ²⁾ типоразмер в исполнении (RH) модификации Vx Spectra Снегирь выпускается с рабочим давлением 16,0 МПа ³⁾ рекомендуемый диапазон вязкости жидкости в рабочих условиях не более 2000 мПа·с; возможно измерение жидкости более высокой вязкости, при условии проведения специальной калибровки			

Таблица 5 – Технические характеристики установок

Наименование характеристики	Значение
Род тока	Переменный
Напряжение питания, В	380/220
Допустимое отклонение от номинального напряжения, %	от минус 15 до плюс 10
Частота, Гц	50 ± 0,4
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	20
Маркировка взрывозащиты	II Gc IIA T3 X
Степень защиты от внешних воздействий по ГОСТ 14254-2015	IP54

Таблица 6 – Показатели надежности установок

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч, не более	131400
Срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на металлические таблички, укрепленные на БТ и БА-блоках, методом лазерной маркировки или аппликацией, а также типографским или иным способом на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Комплектность установок приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность установки

Наименование	Кол-во	Примечание
Установка измерительная «ОЗНА-Vх»	1	В соответствии с заказом
в том числе*: - блок технологический - блок аппаратный - блок переключения скважин	- - -	
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей (далее – ЗИП)	1	Согласно ведомости ЗИП
Комплект эксплуатационных документов (РЭ, ПС)	1	Согласно ведомости эксплуатационных документов
Комплект монтажных частей (далее – КМЧ)	1	Согласно ведомости КМЧ
* Обозначение установки и блоков, входящих в ее состав, выбирается исходя из конфигурации установки, определяемой заказом		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах «ГСИ. Масса скважинной жидкости, объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением установок измерительных «ОЗНА-Vх» АО «ОЗНА-Измерительные системы». (Свидетельство об аттестации от 09.08.2021 г. № 01.00257 – 2013/10809-21); «ГСИ. Масса нефти и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением установок измерительных «ОЗНА-Vх» на лицензионных участках ООО «АнгараНефть» (Свидетельство об аттестации от 09.12.2025 г. № RA.RU.314707/10809-25).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства РФ от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, п. 6.2.1, п. 6.5)

ГОСТ Р 8.1016-2022 «ГСИ. Измерения количества нефтегазоводяной смеси и ее компонентов. Общие метрологические и технические требования» (п. 6.2)

ГОСТ 8.637- 2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков»

ТУ 3667-094-00135786-2009 «Установки измерительные «ОЗНА-Vх». Технические условия»

Изготовитель

Акционерное общество «ОЗНА - Измерительные системы»

(АО «ОЗНА - Измерительные системы»)

ИНН 0265037983

Адрес: 452606, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, зд. 60

Тел./факс: (34767) 7-01-03

E-mail: ms@ozna.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-
исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, 19

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU 310592

В части вносимых измерений

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И. Менделеева»

(ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, 19

Адрес места осуществления деятельности: 420088, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Телефон (факс): (843) 272-70-62, (843) 272-00-32

Web-сайт: vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314555

Регистрационный № 77634-20

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Выборгской ТЭЦ (ТЭЦ-17) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Выборгской ТЭЦ (ТЭЦ - 17) филиала «Невский» ПАО («ТГК-1») (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для автоматического измерений активной и реактивной электрической энергии, а так же 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 multifunctionalную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут и нарастающим итогом приращений активной и реактивной электроэнергии (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 электроэнергии в XML или собственном формате с применением ЭЦП или без неё;

- 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), измерительные трансформаторы

напряжения (далее - ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии.

Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

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 развёрнут в центре обработки данных (далее - ЦОД) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1». АРМы развёрнуты 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 (далее - ИК)). 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 (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 электроэнергии 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 двунаправленного 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 неё.

Для поддержания единого времени в АИИС КУЭ используется шкала времени сервера синхронизация времени Метроном-1000. ПТК АИИС КУЭ не менее одного раза в сутки синхронизирует часы с сервером времени при расхождении более чем на 2 с (настраиваемый параметр). ПТК АИИС КУЭ синхронизирует часы счётчиков при сеансах связи при расхождении времени более чем на 2 с.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и сервера БД.

Журналы событий счетчиков электрической энергии и сервера БД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков и сервера в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 117. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, типографским способом. Заводские номера измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Энергосфера», в состав которых входят модули, указанные в таблице 1.2.

ПО «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Энергосфера».

Таблица 1.2 – Идентификационные данные ПО «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер)	1.1.1.1
Цифровой идентификатор pso_metr.dll	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

ПО «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УССВ
1	2	3	4	5	6
17.02	ГРУ-6кВ яч. 36 Генератор 2	ТПЛ-20 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 4000/5 рег. № 47958-11	UGE 3-35 кл.т 0,2 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 рег. № 25475-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	Метроном 1000 рег. № 56465-14
17.03	БГТ-3 10 кВ Генератор 3	NXCT-F3 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 8000/1 рег. № 35899-07	VEF 12 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 29712-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
17.04	БГТ-4 10 кВ Генератор 4	ТПЛ-20-1 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 10000/5 рег. № 21255-03	ЗНОЛ.06-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 3344-04	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
17.05	БГТ-3 сторона 110 кВ Т-3А	GSR кл.т 0,5S К _{ТТ} = 500/5 рег. № 25477-08	ОТЕФ 126 кл.т 0,2 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег. № 51393-12	A1802RAL-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
17.06	БГТ-3 сторона 110 кВ Т-3Б	GSR кл.т 0,5S К _{ТТ} = 500/5 рег. № 25477-08	ОТЕФ 126 кл.т 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 51393-12	A1802RAL-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
17.08	БГТ-4 сторона 110 кВ Т-4А	ТВ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 32123-06	НАМИ-110 кл.т 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 24218-08	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	Метроном 1000 рег. № 56465-14
17.09	БГТ-4 сторона 110 кВ Т-4Б	ТВ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 32123-06	НАМИ-110 кл.т 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 24218-08	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
17.10	сторона 35 кВ Т-4А, сторона 35 кВ Т-4Б, КЛ 35 кВ Выборгская ТЭЦ- Волхов- Северная №5 (К-416)	GIF 40,5 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 2000/5 рег. № 56411-14	GEF 40,5 кл.т 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 рег. № 30373-05	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
17.50	ТМН Стенда РУСН-6кВ III с. яч. 61 Ф-Л ЛМЗ ОАО «Силовые машины»	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 25433-11	UGE 3-35 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 рег. № 25475-06	A1805RAL-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
17.60	ГРУ-6 кВ, яч. 34 ФМН ГВС-2	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30709-07	UGE 3-35 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
17.61	ГРУ-6 кВ, яч. 15 ФМН рез №2	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 30709-07	UGE 3-35 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
17.62	ГРУ-6 кВ, яч. 6 ФМН-2	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 750/5 рег. № 30709-07	UGE 3-35 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
17.63	ГРУ-6 кВ, яч. 31 ФМН-3	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 30709-07	UGE 3-35 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
17.64	ГРУ-6 кВ, яч. 4 ФМН-1	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 750/5 рег. № 30709-07	UGE 3-35 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
17.65	ГРУ-6 кВ, яч. 20 ФМН рез. №1	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 750/5 рег. № 30709-07	UGE 3-35 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,5S/1,0 зав. №01163519 рег. № 31857-06	Метроном 1000 рег. № 56465-14
17.66	ГРУ-6 кВ, яч. 12 ФМН б/н-1А	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 750/5 рег. № 30709-07	UGE 3-35 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
17.67	ГРУ-6 кВ, яч. 39 ФМН б/н-1В	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30709-07	UGE 3-35 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
17.68	ГРУ-6 кВ, яч. 37 ФМН б/н-2Б	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30709-07	UGE 3-35 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
17.69	ГРУ-6 кВ, яч. 32 ФМН б/н-2В	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 750/5 рег. № 30709-07	UGE 3-35 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
17.70	ГРУ-6 кВ, яч. 38 ФМН рез. №3	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 30709-07	UGE 3-35 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
17.11	КТПн 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, п.1 1QF Ввод №1 Т-1	ТТК-100 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 76349-19	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
17.12	КТПн 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, п.12 2QF Ввод №2 Т-2	ТТК-100 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 76349-19	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
17.13	РУСН-0,4 кВ, сборка задвижек ГВС 0,4 кВ QF1,КЛ-0,4 кВ ввод 0,4 ООО Петербургаз	-	-	СЭБ-1ТМ.04.Т 600000 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 82236-21	
17.51	РУСН-0,4 кВ, IX секция 0,4 кВ, п. 122, QF122.2, КЛ-0,4	ТОП-0,66 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 47959-11	-	A1805RAL-P4GB- DW-4 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
17.52	РУСН-0,4 кВ, Щит 0,4 кВ ГВС, п. 13, QF13.1, КЛ- 0,4 кВ	Т-0,66 У3 кл.т 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 71031-18	-	A1805RAL-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	Метроном 1000 рег. № 56465-14
17.53	РУСН-0,4 кВ, VII секция 0,4 кВ, п. 90, QF90.4, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 У3 кл.т 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 71031-18	-	A1805RAL-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

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 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСПД и УССВ ИВК на аналогичные 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 часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	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	2	3	4	5
17.02, 17.04, 17.08, 17.09	Активная Реактивная	0,5 1,1	1,4 2,3	±5
17.03	Активная Реактивная	0,8 1,7	1,6 2,5	
17.05, 17.06	Активная Реактивная	0,8 2,2	2,9 4,5	
17.10	Активная Реактивная	0,8 1,7	1,6 2,5	
17.50	Активная Реактивная	1,0 2,5	2,9 4,3	
17.60-17.70	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,3 5,2	
17.11, 17.12	Активная Реактивная	0,8 2,1	2,8 4,5	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
17.13	Активная Реактивная	0,2 0,6	0,8 1,6	±5
17.51	Активная Реактивная	0,9 2,3	3,2 5,4	
17.52, 17.53	Активная Реактивная	0,8 2,1	2,8 4,5	

Примечание:

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

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

Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2 (5) % от $I_{ном} \cos\varphi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от плюс 10 °С до плюс 30 °С

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	26
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды, °С:	от 98 до 102 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц температур окружающей среды для ТТ и ТН, °С температур окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от 95 до 105 от 2 до 120 от 0,5инд. до 0,8емк. от 49,6 до 50,4 от -30 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии: Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч СЭБ-1ТМ.04.Т: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч СЭТ-4ТМ.03М.09: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 220000 2 120000 2 80000 24

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации: счетчики электроэнергии: Альфа А1800: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее СЭБ-1ТМ.04.Т: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее СЭТ-4ТМ.03М.09: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 5 113 1200 30 3,5

Надежность системных решений:

- применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – Стандартов;
- стойкость к электромагнитным воздействиям;
- ремонтпригодность;
- программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- функция контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- резервирование электропитания оборудования системы;
- резервирование каналов связи.

Регистрация событий:

- журнал событий счётчика;
- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которое было скорректировано устройство;
- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал событий ИВК:
- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов ТТ и ТН;
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- полученные с уровня ИИК «Журналы событий» ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательных коробок;
- сервера.

Защита информации на программном уровне:

- результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
- пароля доступа к счетчику;
- ролей пользователей в ИВК.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПЛ-20	3
Трансформатор тока	NXCT-F3	1
Трансформатор тока	ТПЛ-20-1	3
Трансформатор тока	GSR	6
Трансформатор тока	TB-110	6
Трансформатор тока	GIF 40,5	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	3
Трансформатор тока	ТЛП-10	33
Трансформатор тока	ТТК-100	6
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3
Трансформатор тока	T-0,66 У3	6
Трансформатор напряжения	UGE 3-35	3
Трансформатор напряжения	UGE 3-35	36
Трансформатор напряжения	VEF 12	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10	3
Трансформатор напряжения	ОТЕФ 126	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110	3
Трансформатор напряжения	GEF 40,5	3
Счетчик электрической энергии	A1802RALQ-P4GB-DW-4	5
Счетчик электрической энергии	A1802RALQ-P4GB-DW-4	1
Счетчик электрической энергии	A1802RAL-P4GB-DW-4	2
Счетчик электрической энергии	A1805RALQ-P4GB-DW-4	11
Счетчик электрической энергии	A1805RAL-P4GB-DW-4	1
Счетчик электрической энергии	A1805RAL-P4GB-DW-4	2
Счетчик электрической энергии	A1805RAL-P4GB-DW-4	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.09	2
Счетчик электрической энергии	СЭБ-1ТМ.04.Т	1
Программное обеспечение	ПО «Энергосфера»	1
Устройство синхронизации частоты и времени	Метроном 1000	1
Паспорт-формуляр	7841312071.411711.117.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Выборгской ТЭЦ (ТЭЦ - 17) филиала «Невский» ПАО («ТГК-1»)), аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва, уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОСЕРВИС»

(ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)

ИНН 7802222000

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, 7-я Красноармейская ул., д.18, литер 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

Аттестат аккредитации ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №RA.RU.311484 от 03.02.2016 г.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»
(ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, ба, кабинет 103

Телефон: (391) 224-85-62

E-mail: e.e.servis@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311779

Регистрационный № 73502-18

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Муниципальное унитарное предприятие города Абакана «Абаканские электрические сети» (МУП «АЭС»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Муниципальное унитарное предприятие города Абакана «Абаканские электрические сети» (МУП «АЭС») (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (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 2-4.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных МИР КТ-51М (УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – устройство синхронизации времени (УСВ), информационно-вычислительный комплекс (ИВК) Муниципальное унитарное предприятие города Абакана «Абаканские электрические сети» (МУП «АЭС»), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ».

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

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются

мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Для ИК №№ 1–68,78–79 цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСП/IP.

Для ИК №№ 69-74,78,80 цифровой сигнал с выходов счетчиков по беспроводным каналам связи поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность часов УСВ не более ± 1 с. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД и УСПД.

Для ИК №№ 1–68,78–79 коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени приемника более чем на ± 1 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов УСПД и времени приемника не более ± 1 с. 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.

Для ИК №№ 69-74,78,80 часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с.

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

Журналы событий сервера БД 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.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 001. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, типографским способом. Заводские номера измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ, приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Программный комплекс УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ Mir.EnergyRes.Setup-2.7.6.msi	Программный комплекс ЦЕНТР СИНХРОНИЗАЦИИ ВРЕМЕНИ MirGPSServerV1_0_0_17.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.7.6	1.0.0.17
Цифровой идентификатор ПО	ea032660d82a3e3d765cf1a6aa3f47b9	bd514976f18b7ccc58cd1f88da85a430
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	MD5

Уровень защиты ПО 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 и технические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
ПС «Западная» 110/10 кВ					
1	ПС «Западная» 110/10 кВ яч. №13 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 300/5 Рег. № 48923-12	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 831-53	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
2	ПС «Западная» 110/10 кВ яч. №32 РУ-10 кВ	ТПЛМ-10-М Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 400/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
3	ПС «Западная» 110/10 кВ яч. №34 РУ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 100/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
4	ПС «Западная» 110/10 кВ яч. №37 РУ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 100/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ПС «Западная» 110/10 кВ яч. №49 РУ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 400/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
6	ПС «Западная» 110/10 кВ яч. №54 РУ-10 кВ	ТПЛ-10 с Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 200/5 Рег. № 29390-05	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
7	ПС «Западная» 110/10 кВ яч. №8 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 200/5 Рег. № 48923-12	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 11094-87	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
ПС «Калининская» 110/10 кВ					
8	ПС «Калининская» 110/10 кВ яч. №13 РУ-10 кВ	ТПЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 400/5 Рег. №-70109-17	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
9	ПС «Калининская» 110/10 кВ яч. №14 РУ-10 кВ	ТПЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 400/5 Рег. № 70109-17	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
10	ПС «Калининская» 110/10 кВ яч. №18 РУ-10 кВ	ТПЛ Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 300/5 Рег. № 47958-11	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
11	ПС «Калининская» 110/10 кВ яч. №24 РУ-10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
12	ПС «Калининская» 110/10 кВ яч. №27 РУ-10 кВ	ТПЛ-10 с Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 200/5 Рег. № 29390-10	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
13	ПС «Калининская» 110/10 кВ яч. №32 РУ-10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 400/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	ПС «Калининская» 110/10 кВ яч. №35 РУ-10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
15	ПС «Калининская» 110/10 кВ яч. №36 РУ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
16	ПС «Калининская» 110/10 кВ яч. №40 РУ-10 кВ	ТОЛ-10-И Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 15128-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
17	ПС «Калининская» 110/10 кВ яч. №69 РУ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 35955-07	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
18	ПС «Калининская» 110/10 кВ яч. №8 РУ-10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
19	ПС «Калининская» 110/10 кВ яч. №9 РУ-10 кВ	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
ПС «Подсинее» 110/10 кВ					
20	ПС «Подсинее» 110/10 кВ яч. №15 РУ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 38395-08	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
ПС «Полярная» 110/10 кВ					
21	ПС «Полярная» 110/10 кВ яч. №10 РУ-10 кВ	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 11077-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
22	ПС «Полярная» 110/10 кВ яч. №23 РУ-10 кВ	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 11077-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ПС «Северная» 110/10 кВ					
23	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №10 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 2473-05	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
24	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №11 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 48923-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
25	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №14 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 48923-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
26	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №15 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 48923-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
27	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №16 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
28	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №23 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 2473-05	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
29	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №25 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 48923-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
30	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №26 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 48923-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
31	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №28 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 48923-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
32	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №3 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 48923-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
33	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №30 КРУН-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 48923-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
34	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №4 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 300/5 Рег. № 48923-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
35	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №5 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 600/5 Рег. № 48923-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
36	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №6 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 400/5 Рег. № 48923-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
37	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №7 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 400/5 Рег. № 48923-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
38	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №8 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 300/5 Рег. № 48923-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
39	ПС «Северная» 110/10 кВ яч. №9 РУ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 100/5 Рег. № 48923-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
ПС «Ташеба-Сельская» 110/10 кВ					
40	ПС «Ташеба-Сельская» 110/10 кВ яч. №9 КРУН-10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 150/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 11094-87	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР 51М Рег. № 38066-10
ПС «Элеваторная» 110/10 кВ					
41	ПС «Элеваторная» 110/10 кВ яч. №10 РУ-10 кВ	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 100/5 Рег. № 9143- 06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
42	ПС «Элеваторная» 110/10 кВ яч. №15 РУ-10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
43	ПС «Элеваторная» 110/10 кВ яч. №16 РУ-10 кВ	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 50/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
44	ПС «Элеваторная» 110/10 кВ яч. №19 РУ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 100/5 Рег. № 22192-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
45	ПС «Элеваторная» 110/10 кВ яч. №2 РУ-10 кВ	ТВК-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 150/5 Рег. № 8913-82	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
46	ПС «Элеваторная» 110/10 кВ яч. №22 РУ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 300/5 Рег. № 38395-08	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
47	ПС «Элеваторная» 110/10 кВ яч. №9 РУ-10 кВ	ТПЛ-10 с Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 150/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
ПС «Юго-Западная» 110/10 кВ					
48	ПС «Юго-Западная» 110/10 кВ яч. №12 РУ-10 кВ	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 300/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ51М Рег. № 38066-10
49	ПС «Юго-Западная» 110/10 кВ яч. №13 РУ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 400/5 Рег. № 7069-02	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
50	ПС «Юго-Западная» 110/10 кВ яч. №15 РУ-10 кВ	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 400/5 Рег. № 15128-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
51	ПС «Юго-Западная» 110/10 кВ яч. №17 РУ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 300/5 Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
52	ПС «Юго-Западная» 110/10 кВ яч. №18 РУ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 400/5 Рег. № 7069-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ПС «Южная» 110/10 кВ					
53	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №10 РУ-10 кВ	ТЛК10-6 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 18178-99	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
54	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №11 РУ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
55	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №12 РУ-10 кВ	ТОЛ -10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 7069-02	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 18178-99	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
56	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №13 РУ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
57	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №15 РУ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
58	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №18 РУ-10 кВ	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 18178-99	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
59	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №26 РУ-10 кВ	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 18178-99	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
60	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №31 РУ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
61	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №35 РУ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
62	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №36 РУ-10 кВ	ТЛК Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 42683-09	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 18178-99	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
63	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №37 РУ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
64	ПС «Южная» 110/10 кВ яч. №9 РУ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 400/5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 11094-87	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
ПП-8 10 кВ					
65	ПП-8 10 кВ яч. №13 РУ-10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 100/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-07	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
66	ПП-8 10 кВ яч. №14 РУ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-07	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
67	ПП-8 10 кВ яч. №15 РУ-10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 200/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
68	ПП-8 10 кВ яч. №16 РУ-10 кВ	ф.А ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 100/5 Рег. № 1276-59 ф.С ТПЛ-10 Кл.т. 0,5S Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
ТП-111					
69	ТП-111 ЗРУ-0,4кВ ввод Т	ТПШ-0,66 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 600/5 Рег. № 64182-16	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. №76142-19	-
ТП-126					
70	ТП-126 ЗРУ-0,4кВ 2сек-0,4кВ ввод 2Т	ТТЕ-30 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 300/5 Рег. №-73808-19	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. №76142-19	-
ТП-499					
71	ТП-499 ЗРУ-0,4кВ ввод Т	ТТЕ-40 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 600/5 Рег. № 73808-19	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. №76142-19	-
ТП-507					
72	ТП-507 ЗРУ-0,4кВ ввод Т	ТТЕ-40 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 600/5 Рег. №-73808-19	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. №76142-19	-

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ТП-535					
73	ТП-535 ЗРУ-0,4кВ ввод Т	ТТИ Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 300/5 Рег. № 28139-12	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. №76142-19	-
ТП-691					
74	ТП-691 ЗРУ-0,4кВ ввод Т	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 400/5 Рег. № 15173-06	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. №76142-19	-
ГПП-6 110/10 кВ					
78	ГПП-6 110/10 кВ яч. №1а РУ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 150/5 Рег. № 22192-03	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 831-69	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
79	ГПП-6 110/10 кВ яч. №49 РУ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 150/5 Рег. № 22192-03	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 831-69	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
ТП-737					
80	ТП-737 ЗРУ-0,4кВ 2сек-0,4кВ ввод 2Т	ТТЕ-30 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 300/5 Рег. № 73808-19	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. №76142-19	-
ПС «Калининская» 110/10 кВ					
81	ПС «Калининская» 110/10 кВ яч. №7 РУ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 200/5 Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 16687-02	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
82	ПС «Калининская» 110/10 кВ яч. №50 РУ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 150/5 Рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 35955-07	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
83	ПС «Калининская» 110/10 кВ яч. №51 РУ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 150/5 Рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 35955-07	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10
84	ПС «Калининская» 110/10 кВ яч. №54 РУ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 300/5 Рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 35955-07	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №76142-19	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
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 метрологических характеристик. 2. Допускается замена УСПД и УССВ ИВК на аналогичные 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 часть.					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1, 11, 12, 13, 14, 18, 19, 24, 25, 26, 27, 29, 30, 31, 32, 33, 35, 36, 37, 38, 42, 45, 50, 53, 55, 58, 59, 65, 66, 67, 68, 78, 79	активная реактивная	1,0 2,5	3,0 4,7
2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 15, 16, 17, 20, 21, 22, 23, 28, 34, 39, 41, 43, 44, 46, 47, 48, 49, 51, 52, 62, 81, 82, 83, 84	активная реактивная	1,0 2,5	3,0 4,7
7, 40, 54, 56, 57, 60, 61, 63, 64	активная реактивная	0,8 2,2	2,9 4,6
69, 70, 71, 72, 73, 74, 80	активная реактивная	0,9 2,3	3,3 5,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTS (SU), ($\pm\Delta$), с			5
Примечание 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, $I = 0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0°C до $+40^\circ\text{C}$.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	81
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от 0 до +40 от +10 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч: УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	320000 1 90000 0,5 70000 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	114 45 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 титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10	38
Трансформатор тока	ТЛМ-10	6
Трансформатор тока	ТЛМ-10	6
Трансформатор тока	ТЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТПЛМ-10-М	14
Трансформатор тока	ТПЛМ-10-М	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10 с	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10 с	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10 с	3
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТПЛ-СВЭЛ	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10	17
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10	17
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	18
Трансформатор тока	ТЛШ-10	6
Трансформатор тока	ТЛК-10	7
Трансформатор тока	ТЛК-10	9
Трансформатор тока	ТЛК-10	3
Трансформатор тока	ТВК-10	2
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3
Трансформатор тока	ТТЕ-30	6
Трансформатор тока	ТТЕ-40	6
Трансформатор тока	ТТИ	6
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	15
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	4
Счётчик электроэнергии	МИР С-03	74
Счётчик электроэнергии	МИР С-03	7
Устройство сбора и передачи данных	МИР КТ-51М	11
Программное обеспечение	ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ»	1
Паспорт-формуляр	1901002975.411711.001.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Муниципальное унитарное предприятие города Абакана «Абаканские электрические сети» (МУП «АЭС»), аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»

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

Изготовитель

Муниципальное унитарное предприятие города Абакана «Абаканские электрические сети»

(МУП «АЭС»)

Адрес: 655017, Республика Хакасия, г. Абакан, ул. Советская, 25

ИНН 1901002975

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»

(ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, 6а

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.311779

Регистрационный № 83578-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Новотроицкий завод хромовых соединений»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Новотроицкий завод хромовых соединений» (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 multifunctional 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 с программным обеспечением (ПО) КТС «Энергия+», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Информация от сервера передается на АРМ субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Передача информации от АРМ субъекта ОРЭ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с использованием электронной подписи субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/ІР сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Регламент предоставления результатов измерений и состояний объектов измерений» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка.

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

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 2 с.

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

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) КТС «Энергия+». 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. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО КТС «Энергия+»

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	Ядро: Энергия+ (файл kernel6.exe)	Запись в БД: Энергия+ (файл writer.exe)	Сервер устройств: Энергия+ (файл IcServ.exe)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 6.7		
Цифровой идентификатор ПО	800DA0D2301335C0 31CF65EEFD281ED6	85FE7E322AE525F0 E6E17DD859A7C012	170774AA434441DE 9B708230950617B9
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 измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические ха- рактеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускае- мой ос- новной относи- тельной погрешно- сти (±δ), %	Границы допускае- мой отно- сительной погрешно- сти в ра- бочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ГПП 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч. 210	ТЛП-10-1 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 30709-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-Г Рег. № 61380-15	Сервер АО «НЗХС»	Актив- ная	1,3	3,4
		2	ГПП 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч. 225	ТЛП-10-1 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 30709-11 Фазы: А; В; С			ЗНОЛ-ЭК-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 47583-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	Реак- тивная
3	ГПП 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. 102								ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S 800/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; В; С
		Реак- тивная	2,5	5,7					

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 указана для силы тока 2 % 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 аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	8
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 1 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 $I_{ном}$ 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 сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа 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 счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): 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	220000 2 165000 2 100000 1 200000 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	 113 40 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛП-10-1	6
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10	3
Трансформаторы тока	ТЛО-10	14
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-ЭК-10	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	6
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-ЭК-6	3
Трансформаторы напряжения трехфазной анти-резонансной группы	НАЛИ-ЭК	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	8
Устройства синхронизации времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS	УСВ-Г	1
Сервер АО «НЗХС»	—	1
Формуляр	ЭНПР.411711.072.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Новотроицкий завод хромовых соединений», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Новотроицкий завод хромовых соединений»

(АО «Новотроицкий завод хромовых соединений»)

ИНН 5607002135

Юридический адрес: 462353, Оренбургская обл., г. Новотроицк, ул. Промышленная,

д. 49

Телефон: (3537) 60-22-00

Факс: (3537) 67-20-10

Web-сайт: nzhs.ru

E-mail: post@nzhs.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

ИНН 5024145974

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312047