

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» ноября 2023 г. № 2356

Регистрационный № 90462-23

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-6 в части сальдо-перетоков электроэнергии

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-6 в части сальдо-перетоков электроэнергии (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

второй уровень - информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ), включающие устройства сбора и передачи данных (УСПД) серии RTU-327 и каналообразующую аппаратуру;

третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД) с программным обеспечением «АльфаЦЕНТР» AC_SE-5000, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующую на всех уровнях иерархии на базе устройств синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

Средние значения активной (реактивной) электрической мощности вычисляются как средние значения мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал со счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер сбора и БД. Для резервирования канала связи между ИИК и ИВКЭ предусмотрены резервные жилы в кабеле интерфейса RS-422/485. Сопряжение УСПД с корпоративной информационно-вычислительной сетью (КИВС) ООО «Байкальская энергетическая компания», образуя основной канал передачи данных (GSM модем по GPRS). Резервный канал связи образован посредством коммутируемого соединения (GSM модем).

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и оперативный режимы работы и выполняется оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ осуществляет обмен и передачу полученной информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), розничного рынка электроэнергии (РРЭ), АО «СО ЕЭС» через каналы связи в виде xml-файлов форматов, установленных в соответствии с приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности. Передача макетов в АО «АТС» осуществляется с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и в АИИС КУЭ смежных субъектов, с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующей на всех уровнях (ИИК, ИВКЭ и ИВК), которая выполняет задачу синхронизации времени со шкалой единого координированного времени UTC с помощью приема сигналов ГЛОНАСС/GPS устройством синхронизации системного времени (УССВ). Сравнение шкалы времени сервера БД со шкалой времени УССВ ИВК осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения ± 1 с и более сервер БД производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ. Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени УССВ ИВКЭ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения ± 1 с и более УСПД производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ. В случае неисправности УССВ ИВКЭ имеется возможность коррекции внутренних часов УСПД от уровня ИВК при расхождении времени более чем на ± 1 сек., сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки. Сличение часов счетчиков с часами УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 сек.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 сек.

Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика, УСПД и сервера сбора и БД отражаются в соответствующих журналах событий.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 005. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Наименование программного модуля ПО	ac_metrology.dll

Метрологические и технические характеристики

Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД, УССВ
1	2	3	4	5	6
1	Иркутская ТЭЦ-6, ТГ-1 6 кВ	ТШВ-15 Рег. № 1836-63 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 8000/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. № 31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	УСПД RTU-327 ГР № 41907-09 УССВ-2 ИВК ГР № 54074-13
2	Иркутская ТЭЦ-6, ТГ-2 6 кВ	ТШВ-15 Рег. № 1836-63 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 8000/5	ЗНОМ-15-63 Рег. № 1593-70 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. № 31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
3	Иркутская ТЭЦ-6, ТГ-3 6 кВ	ТШЛ 20 Рег. № 1837-63 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 8000/5	ЗНОМ-15-63 Рег. № 1593-70 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. № 31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
4	Иркутская ТЭЦ-6, ТГ-4 6 кВ	ТШЛ 20 Рег. № 1837-63 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 8000/5	ЗНОМ-15-63 Рег. № 1593-70 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. № 31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
5	Иркутская ТЭЦ-6, ТГ-5 6 кВ	ТШЛ 20 Рег. № 1837-63 Кл. т. 0,2 К _{ТТ} = 8000/5	ЗНОМ-15-63 Рег. № 1593-70 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.1а, КЛ 6 кВ ф.1РП-20	ТПОЛ10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5 Ктт = 1000/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	УСПД RTU-327 ГР № 41907-09 УССВ-2 ИВК ГР № 54074-13
7	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.1б, КЛ 6 кВ ф.1РП-17	ТПОЛ10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5 Ктт = 800/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
8	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.1в, КЛ 6 кВ ф.Водозабор А	ТПОЛ10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5 Ктт = 800/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
9	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.2а, КЛ 6 кВ ф.1РП-33	ТПОЛ10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5 Ктт = 600/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
10	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.2б, КЛ 6 кВ ф.СД-4	ТПЛ-10-М Рег. №Рег. №22192-07 Кл. т.0,2S Ктт = 200/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
11	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.8а, КЛ 6 кВ ф.1РП-18	ТПОЛ10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5 Ктт = 600/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
12	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.8б, КЛ 6 кВ ф.2РП-23	ТПОЛ10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5 Ктт = 800/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
13	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.8в, КЛ 6 кВ ф.ТП-5 Т-2	ТПОЛ10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5 Ктт = 600/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.196, КЛ 6 кВ ф.ТП-5 Т-3	ТПЛ-СЭЩ-10 Рег. № 38202-08 Кл. т. 0,2S Ктт = 800/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	УСПД RTU-327 ГР № 41907-09 УССВ-2 ГР № 54074-13
15	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.28, ф.ШП-2 6 кВ	ТШВ-15 Рег. № 1836-63 Кл. т. 0,5 Ктт = 6000/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
16	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.35а, КЛ 6 кВ ф.2РП-20	ТЛМ-10 Рег. № 2473-69 Кл. т. 0,5 Ктт = 1000/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
17	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.356, КЛ 6 кВ ф.ТП-44 Т-2	ТОЛ-10-1 Рег. № 15128-03 Кл. т. 0,5S Ктт = 200/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
18	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.37а, КЛ 6 кВ ф.СД-3	ТОЛ-10-1 Рег. №15128-07 Кл. т. 0,5S Ктт = 200/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
19	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.24, ф.ШП-1 6 кВ	ТШВ-15 Рег. № 1836-63 Кл. т. 0,5 Ктт = 6000/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
20	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.30а, КЛ 6 кВ ф.2РП-17	ТПОЛ10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5 Ктт = 800/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
21	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.32а, КЛ 6 кВ ф.1РП-3	ТЛМ-10 Рег. № 48923-12 Кл. т. 0,5S Ктт = 1500/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
22	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.38а, КЛ 6 кВ ф.1РП-23	ТПЛ-СЭЩ-10 Рег. № 38202-08 Кл. т. 0,5 Ктт = 600/5 ТПОЛ10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5 Ктт = 600/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
23	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.38б, КЛ 6 кВ ф.2РП-18	ТПОЛ10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5 Ктт = 600/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	УСПД RTU-327 ГР № 41907- 09 УССВ-2 ГР № 54074- 13
24	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.38в, КЛ 6 кВ ф.Водозабор Б	ТПОЛ10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5 Ктт = 800/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
25	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.54, ф.ШП-3 6 кВ	ТШЛ 20 Рег. № 1837-63 Кл. т. 0,5 Ктт = 8000/5	НТМИ-6-66 Рег. №2611-70 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
26	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.59б, КЛ 6 кВ ф.2РП-12	ТВЛМ-10 Рег. №45040-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 1500/5 ТВЛМ-10 Рег. №1856-63 Кл. т. 0,5 Ктт = 1500/5	НТМИ-6 Рег. №831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
27	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.61б, КЛ 6 кВ ф.ТП-94/96 Т-2	ТВЛМ-10 Рег. №45040-10 Кл. т. 0,5S Ктт = 600/5	НТМИ-6 Рег. №831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
28	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.65а, КЛ 6 кВ ф.1РП-31	ТВЛМ-10 Рег. №45040-10 Кл. т. 0,5S Ктт = 600/5	НТМИ-6 Рег. №831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
29	Иркутская ТЭЦ- 6, ГРУ-6 кВ, яч.64б, КЛ 6 кВ ф.ТП-54 Т-2	ТВЛМ-10 Рег. №45040-10 Кл. т. 0,5S Ктт = 1500/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01323806	
30	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.58, ф.ШП-4 6 кВ	ТШЛ 20 Рег. №1837-63 Кл. т. 0,5 Ктт = 8000/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
31	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.64а, КЛ 6 кВ ф.ТП-94 Т-1	ТВЛМ-10 Рег. №45040-10 Кл. т. 0,5S Ктт = 600/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Рег. №20186-05 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
32	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.646, КЛ 6 кВ ф.ТП-54 Т-1	ТВЛМ-10 Рег. №45040-10 Кл. т. 0,5S Ктт = 150/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Рег. №20186-05 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	УСПД RTU-327 ГР № 41907- 09 УССВ-2 ГР № 54074- 13
33	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.666, КЛ 6 кВ ф.1РП-12	ТВЛМ-10 Рег. № 45040-10 Кл. т. 0,5S Ктт = 1500/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Рег. №20186-05 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
34	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.70а, КЛ 6 кВ ф.ТП-44 Т-1	ТОЛ-10 Рег. № 6009-77 Кл. т. 0,5 Ктт = 150/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Рег. №20186-05 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
35	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.66а, КЛ 6 кВ ф.1РП-10	ТВЛМ-10 Рег. №1856-63 Кл. т. 0,5 Ктт = 1000/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Рег. №20186-05 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
36	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.72а, КЛ 6 кВ ф.2РП-33	ТВЛМ-10 Рег. № 45040-10 Кл. т. 0,5S Ктт = 600/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Рег. №20186-05 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
37	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.72б, КЛ 6 кВ ф.2РП-31	ТВЛМ-10 Рег. №45040-10 Кл. т. 0,5S Ктт = 600/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Рег. №20186-05 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
38	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.74а, КЛ 6 кВ ф.2РП-3	ТЛМ-10 Рег. №48923-12 Кл. т. 0,5S Ктт = 1500/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Рег. №20186-05 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
39	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, ввод 6 кВ Т-1	ТШЛ 20 Рег. №1837-63 Кл. т. 0,5 Ктт = 8000/5	НТМИ-6 Рег. №831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
40	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, ввод 6 кВ Т-2	ТШВ-15 Рег. №1836-63 Кл. т. 0,5 Ктт = 8000/5 Зав. № 2974 (фаза А) Зав. № 2912 (фаза С)	НТМИ-6 Рег. №831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3 Зав. № 1422	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
41	ГПП-2 6 кВ РУ-6 кВ 1 С.Ш. 6 кВ яч.1 ввод №1 СНОВ	ТПЛ-10-М Рег. №22192-07 Кл. т. 0,5S Ктт = 200/5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Рег. №16687-07 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Зав. № 0420	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01323815	УСПД RTU-327 ГР № 41907-09 УССВ-2 ГР № 54074-13
42	ГПП-2 6 кВ РУ-6 кВ 4 С.Ш. 6 кВ яч.21 ввод №2 СНОВ	ТПЛ-10-М Рег. №22192-07 Кл. т. 0,5S Ктт = 200/5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Рег. №16687-07 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	

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 не претендует на улучшение метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4
1-4, 25, 30	Активная Реактивная	1,0 2,9	2,3 4,6
5	Активная Реактивная	0,8 1,5	1,7 2,4
6-9, 11-13, 15, 16, 19, 20, 22-24, 26, 34, 35, 39, 40	Активная Реактивная	1,1 3,2	2,7 5,4
10, 14	Активная Реактивная	0,9 2,08	1,95 3,8
17, 18, 21, 27-29, 31- 33, 36-38, 41, 42	Активная Реактивная	1,1 3,2	2,7 5,4

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 минут.

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 для ИК №№ 1-42 от 0 до плюс 30 °С.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	42
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 49,8 до 50,2 от -60 до +45 от +18 до +22 от +18 до +22
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 для УСПД RTU-327 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 100000 2 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	300 10 45 10 3,5
Предел допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±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 (функция автоматизирована):

- электросчетчиках;
- УСПД;
- ИВК.

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность (функция автоматизирована):

- измерений 30 мин;
- сбора 30 мин.

Знак утверждения типа

Наносится на титульный лист эксплуатационной документации АИИС КУЭ ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-6 в части сальдо-перетоков электроэнергии типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТШВ-15	12 шт.
Трансформатор тока	ТШЛ 20	14 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТШЛ 20	3 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ10	21 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	4 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-СЭЩ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-СЭЩ-10	1 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	2 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	3 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	16 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	1 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	4 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	12 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	12 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-2	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	2 шт.
Счетчик электрической энергии	А 1800	7 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	А 1800	35 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройство синхронизации системного	УССВ-2	2 шт.
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1 шт.
Паспорт-Формуляр	ИРМТ.411711.001.22.ПФ	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности на подстанциях сальдо-перетоков филиала ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-6, аттестованном ООО «ИРМЕТ», аттестат об аккредитации № RA.RU.314359.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

ГОСТ 34.604-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

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

ИНН 3811053048

Юридический адрес: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул. Байкальская, д. 239, к. 26 «А»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИРМЕТ» (ООО «ИРМЕТ»)
ИНН 3811053048
Адрес: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул. Байкальская, д. 239, к. 26 «А»

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ИРМЕТ» (ООО «ИРМЕТ»)
Адрес: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул., Байкальская, д. 239, к. 26А
Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314306.

