

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2635

Регистрационный № 83837-21

Лист № 1
Всего листов 20

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-11 в части сальдо-перетоков электроэнергии

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-11 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», 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 «БЭК» и затем с ИВК осуществляется посредством линий связи ООО «Иркутскэнергосвязь», 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 СОЕВ, функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ со шкалой единого координированного времени UTC(SU) с помощью приема сигналов ГЛОНАСС/GPS устройством синхронизации системного времени (УССВ) на базе УССВ-2 (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 54074-13), имеющего погрешность синхронизации со шкалой координированного времени не более ± 1 мкс. ИВК каждый час сличает и синхронизирует свою шкалу времени со шкалой УССВ, время задержки сигнала составляет менее 150 мс. Корректировка внутренних часов УСПД осуществляется от УССВ-2, коррекция происходит в случае расхождения часов более 1 с при сличении каждые 30 мин. Внутренние часы счетчиков электрической энергии сличаются и, при необходимости, синхронизируются с часами УСПД не реже, чем раз в 30 минут. Коррекция выполняется принудительно со стороны УСПД при расхождении более 1 с и реализуется программным модулем заводского ПО в счетчике.

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.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или в эксплуатационную документацию.

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 присоединения, типов и классов точности средств измерений, представлены в таблице 2-3.

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

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД, УССВ
1	2	3	4	5	6
1	Иркутская ТЭЦ-11 ТГ-1	ТПШФ-20 КТ 0,5 КТТ= 4000/5 Рег. № 519-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 $K_{ТН} = 6000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1802RALX-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327-E1-B08-M08 Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
2	Иркутская ТЭЦ-11 ТГ-2	ТПШФ-20 КТ 0,5 КТТ= 4000/5 Рег. № 519-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 $K_{ТН} = 6000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1802RALX-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
3	Иркутская ТЭЦ-11 ТГ-3	ТШВ-15 КТ 0,5 КТТ= 8000/5 Рег. № 1836-63	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 $K_{ТН} = 6000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1802RALX-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
4	Иркутская ТЭЦ-11 ТГ-4	ТШВ-15 КТ 0,5 КТТ= 8000/5 Рег. № 1836-63	GSES 12D КТ 0,5 $K_{ТН} = 6300\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 48526-11	АЛЬФА A1802RALX-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
5	Иркутская ТЭЦ-11 ТГ-5	ТШВ-15 КТ 0,5 КТТ= 8000/5 Рег. № 1836-63	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 $K_{ТН} = 6000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1802RALX-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
6	Иркутская ТЭЦ-11 ТГ-6	ТШВ-20 КТ 0,5 КТТ= 8000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 $K_{ТН} = 6000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1802RALX-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	Иркутская ТЭЦ-11 ТГ-7	ТШЛ-20 КТ 0,5 КТТ= 8000/5 Пер. № 1837-63	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000√3/100√3 Пер. № 3344-04	АЛЬФА A2R-4AL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 14555-02	
8	Иркутская ТЭЦ-11 ТГ-8	ТШЛ-20 КТ 0,5 КТТ= 8000/5 Пер. № 1837-63	GEF-12 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000√3/100√3 Пер. № 28403-09	АЛЬФА A1802RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	
9	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-220 кВ ВЛ 220 кВ Иркутская - Черемхово № 1 с отпайкой на Иркутскую ТЭЦ-11 (ВЛ-215)	ВСТ КТ 0,2S КТТ= 800/5 №21015661 Пер. № 17869-10	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = 220000√3/100√3 Пер. № 20344-05	АЛЬФА A1802RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	
10	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-220 кВ ВЛ 220 кВ Иркутская - Черемхово № 2 с отпайками (ВЛ-216)	ВСТ КТ 0,2S КТТ= 800/5 Пер. № 17869-10	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = 220000√3/100√3 Пер. № 20344-05	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	RTU-327- E1-B08- M08 Пер. № 41907-09 УССВ-2 Пер. № 54074-13
11	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-110 кВ, яч.8, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ 11 - Белореченская (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 - Белореченская)	ТВ-110 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Пер. № 29255-07	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,5 К _{ТН} = 110000√3/100√3 Пер. № 24218-03 ЗНГ-110 КТ 0,5 К _{ТН} = 110000√3/100√3 Пер. № 41794-09	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
12	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-110 кВ, яч.5, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Мальта (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 - Мальта)	ТВ-110 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Пер. № 29255- 07	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,5 К _{ТН} = 110000√3/100√3 Пер. № 24218-03 ЗНГ-110 КТ 0,5 К _{ТН} = 110000√3/100√3 Пер. № 41794-09	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-110 кВ, яч.19, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ 11 – Вокзальная (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 - Вокзальная)	ТВ-110 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Пер. № 29255-07		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
14	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-110 кВ, яч.18, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 - Усолье- Сибирское (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 - Усольская)	ТВ-110 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Пер. № 29255-07		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
15	Иркутская ТЭЦ-11 ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11-Карбид А	SB 0,8 КТ 0,2S КТТ= 750/5 Пер. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,5 K _{TH} = 110000√3/100√3 Пер. № 24218-03 ЗНГ-110	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	RTU-327- E1-B08- M08 Пер. № 41907-09
16	Иркутская ТЭЦ-11 ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11-Карбид Б	SB 0,8 КТ 0,2S КТТ= 750/5 Пер. № 20951-06	КТ 0,5 K _{TH} = 110000√3/100√3 Пер. № 41794-09	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	УССБ-2 Пер. № 54074-13
17	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-110 кВ, яч.16, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ 11 - Химпром А (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 - Химпром А)	SB 0,8 КТ 0,2S КТТ= 750/5 Пер. № 20951-06		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
18	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-110 кВ, яч.17, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ 11 - Химпром Б (ВЛ 110 кВ ТЭЦ- 11 - Химпром Б)	SB 0,8 КТ 0,2S КТТ= 750/5 Пер. № 20951-06		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
19	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-110 кВ, яч.14, ОВ-110 кВ	ТФЗМ-150Б-1У1 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Пер. № 5313-76	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,5 К _{ТН} = 110000√3/100√3 Пер. № 24218-03 ЗНГ-110 КТ 0,5 К _{ТН} = 110000√3/100√3 Пер. № 41794-09	АЛЬФА А1805RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S (А)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
20	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35 кВ, яч.3 КЛ 35 кВ в сторону ООО Руссоль	ТОЛ-СЭЩ-35 КТ 0,5S КТТ= 300/5 Пер. № 47124-11	GEF 40,5 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Пер. № 30373-05 ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Пер. № 912-54	АЛЬФА А1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (А)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
21	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.4, КЛ 35 кВ в сторону ЗСМ	ТОЛ 35 КТ 0,5S КТТ= 300/5 Пер. № 21256-03	ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Пер. № 912-54 ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Пер. № 912-54	АЛЬФА А1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (А)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	RTU-327- E1-B08- M08 Пер. № 41907-09
22	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.7, КЛ 35 кВ в сторону ЗСМ	ТОЛ 35 КТ 0,5S КТТ= 300/5 Пер. № 21256-03	GEF 40,5 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Пер. № 30373-05 ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Пер. № 912-54	АЛЬФА А1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (А)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	УССБ-2 Пер. № 54074-13
23	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.8 КЛ 35 кВ в сторону В/З Белая	ТОЛ-СЭЩ-35-IV КТ 0,5S КТТ= 300/5 Пер. № 47124-11	ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Пер. № 912-54 ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Пер. № 912-54	АЛЬФА А1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (А)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
24	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.9, КЛ 35 кВ в сторону В/З Белая	ТОЛ-СЭЩ-35-IV КТ 0,5S КТТ= 300/5 Пер. № 47124-11	GEF 40,5 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Пер. № 30373-05 ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Пер. № 912-54	АЛЬФА А1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (А)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
25	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35 кВ, яч.10, КЛ 35 кВ в сторону ООО Руссоль	ТОЛ 35 КТ 0,5S КТТ= 300/5 Зав. №31 Зав. №740 Рег. № 21256-03	ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Зав. №838717 Зав. №943039 Зав. №943412 Рег. № 912-54 ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Зав. №869102 Зав. №869132 Зав. №869112 Рег. № 912-54	АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Зав. №01323880 Рег. № 31857-11	
26	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.13, КЛ 35 кВ в сторону 5П	ТОЛ 35 КТ 0,5S КТТ= 300/5 Рег. № 21256-03	GEF 40,5 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-05	АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327- E1-B08- M08 Рег. № 41907-09
27	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.17, КЛ 35 кВ в сторону 40П	ТОЛ 35 КТ 0,5S КТТ= 300/5 Рег. № 21256-03	ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-54	АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
28	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.18, КЛ 35 кВ в сторону 40П	ТОЛ 35 КТ 0,5S КТТ= 300/5 Рег. № 21256-03	ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-54 ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-54	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
29	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.25, КЛ 35 кВ в сторону 76П	RING КТ 0,5 КТТ= 800/5 Рег. № 31441-06	GEF 40,5 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-05 ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-54	АЛЬФА A1802RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
30	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.26, п/ст 76	RING КТ 0,5 КТТ= 800/5 Рег. № 31441-06	ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 $K_{TH} = 35000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 912-54 ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 $K_{TH} = 35000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 912-54	АЛЬФА A1802RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327- E1-B08- M08 Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
31	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.30, КЛ 35 кВ в сторону ГПП Город	ТОЛ 35 КТ 0,5S КТТ= 600/5 Рег. № 21256-03		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
32	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.42, КЛ 35 кВ в сторону 5П	ТОЛ 35 КТ 0,5S КТТ= 600/5 Рег. № 21256-03		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
33	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.48, КЛ 35 кВ в сторону 5П	ТОЛ 35 КТ 0,5S КТТ= 300/5 Рег. № 21256-03		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
34	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.49, КЛ 35 кВ	ТОЛ 35 КТ 0,5S КТТ= 300/5 Рег. № 21256-03		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
35	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.50, КЛ 35 кВ в сторону Разогрев Карбид А,Б	ТЛ-ЭК-35 КТ 0,5S КТТ= 300/5 Рег. № 62786-15		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
36	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.52, КЛ 35 кВ в сторону ГПП Город	ТОЛ 35 КТ 0,5S КТТ= 600/5 Рег. № 21256-03		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	
37	Иркутская ТЭЦ-11 ЗРУ-35кВ, яч.7, КЛ 35 кВ в сторону В/3 Ангара-Б	ТВ-35/10Т КТ 0,5 КТТ= 600/5 Пер. № 4462-74		АЛЬФА А1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	RTU-327- E1-B08- M08 Пер. № 41907-09 УССБ-2 Пер. № 54074-13	
38	Иркутская ТЭЦ-11 ЗРУ-35кВ, яч.9, КЛ 35 кВ в сторону ГПП Город	ТВ-35/10Т КТ 0,5 КТТ= 600/5 Пер. № 4462-74		ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Пер. № 912-54		АЛЬФА А1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11
39	Иркутская ТЭЦ-11 ЗРУ-35кВ, яч.10, КЛ 35 кВ в сторону ГПП Город	ТВ-35/10Т КТ 0,5 КТТ= 600/5 Пер. № 4462-74		ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Пер. № 912-54		АЛЬФА А1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11
40	Иркутская ТЭЦ-11 ЗРУ-35кВ, яч.11, КЛ 35 кВ в сторону В/3 Ангара-А	ТВ-35/10Т КТ 0,5 КТТ= 600/5 Пер. № 4462-74				АЛЬФА А1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11
41	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.4, КЛ 6 кВ в сторону Новая база	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ= 400/5 Пер. № 1261-02				АЛЬФА А1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11
42	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.6, КЛ 6 кВ в сторону 1п бш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Пер. № 518-50		НТМИ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Пер. № 831-53		АЛЬФА А1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11
43	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.8, КЛ 6 кВ в сторону 151п 8ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Пер. № 518-50		ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Пер. № 3344-04		АЛЬФА А1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
44	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.11, КЛ 6 кВ в сторону 47п 11ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Пер. № 518-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Пер. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	RTU-327- E1-B08- M08 Пер. № 41907-09 УССВ-2 Пер. № 54074-13
45	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.13, КЛ 6 кВ в сторону 151п 13ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Пер. № 518-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Пер. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
46	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.14, КЛ 6 кВ в сторону 31п 14ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Пер. № 1261-02	НТМИ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Пер. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Пер. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
47	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.15, КЛ 6 кВ в сторону Новая база	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ= 400/5 Пер. № 1261-02	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Пер. № 3344-04 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Пер. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
48	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.16, КЛ 6 кВ в сторону 4п 16ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Пер. № 518-50	НТМИ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Пер. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Пер. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
49	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.17, КЛ 6 кВ в сторону 153п 17ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Пер. № 518-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Пер. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
50	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.19, КЛ 6 кВ в сторону 22п 19ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 750/5 Пер. № 518-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Пер. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
51	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.20, КЛ 6 кВ в сторону 128п 20ш (Трампарк)	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Пер. № 518-50	НТМИ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Пер. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Пер. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (А)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
52	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.21, КЛ 6 кВ в сторону 23п 21ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Пер. № 518-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Пер. № 3344-04 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Пер. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (А)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
53	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.46, КЛ 6 кВ в сторону 23п 46ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Пер. № 518-50	НТМИ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Пер. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Пер. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (А)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	RTU-327-E1-B08-M08 Пер. № 41907-09
54	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.50, КЛ 6 кВ в сторону 153п 50ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Пер. № 518-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Пер. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (А)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	УССВ-2 Пер. № 54074-13
55	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.51, КЛ 6 кВ в сторону 56п 51ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Пер. № 518-50	НТМИ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Пер. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Пер. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (А)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
56	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.52, КЛ 6 кВ в сторону 128п 52ш (Трампарк)	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Пер. № 1261-02	НТМИ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Пер. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Пер. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (А)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
57	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.53, КЛ 6 кВ в сторону 4п 53ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
58	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.54, КЛ 6 кВ в сторону 22п 54ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
59	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.55, КЛ 6 кВ в сторону 31п 55ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327- E1-B08-M08 Рег. № 41907-09
60	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.56, КЛ 6 кВ резерв	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Рег. № 1261-59	КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13
61	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.57, КЛ 6 кВ в сторону 1п 57ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
62	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.58, КЛ 6 кВ в сторону 47п 58ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Рег. № 518-50	КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
63	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.65, КЛ 6 кВ в сторону 45п 65ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Зав. №8693 Зав. №8692 Зав. №8992 Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327- E1-B08-M08 Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
64	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.67, КЛ 6 кВ в сторону РП-2 ХФК	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-59		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
65	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.69, КЛ 6 кВ в сторону 97п 69ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-59		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
66	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.71, КЛ 6 кВ резерв	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 1261-59		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
67	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.72, КЛ 6 кВ в сторону 56п 72ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 1261-59		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
68	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.80, КЛ 6 кВ в сторону РП-1 ХФК	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-59		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
69	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.82, КЛ 6 кВ в сторону 45п 82ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Пер. № 1261-59	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Пер. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	RTU-327- E1-B08-M08 Пер. № 41907-09 УССВ-2 Пер. № 54074-13
70	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.83, КЛ 6 кВ в сторону РП-1 ХФК	ТЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Пер. № 2473-69		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
71	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.85, КЛ 6 кВ в сторону 97п 85ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Пер. № 1261-59		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
72	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.98, КЛ 6 кВ в сторону РРС	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Пер. № 1261-02		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
73	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.99, КЛ 6 кВ в сторону РП-2 ХФК	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Пер. № 1261-59		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
74	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.102, КЛ 6 кВ в сторону 17п 102ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Пер. № 1261-59	ЗНОЛ-СЭЩ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Пер. № 35956-12	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
75	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.104, КЛ 6 кВ в сторону РРС	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Пер. № 1856-63		АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
76	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.109, КЛ 6 кВ в сторону РП-7	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ-СЭЩ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 35956-12	АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327- E1-B08- M08 Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
77	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.110, КЛ 6 кВ в сторону 81п 110ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 1261-59		АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
78	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.114, КЛ 6 кВ в сторону 71п 114ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-08		АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
79	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.116, КЛ 6 кВ в сторону 17п 116ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 1261-59		АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
80	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.121, КЛ 6 кВ в сторону РП-7	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ-СЭЩ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 35956-12	АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
81	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.123, КЛ 6 кВ в сторону 71п 123ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 1261-59	АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11		
82	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.124, КЛ 6 кВ в сторону 81п 124ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ-СЭЩ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 35956-12	АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

<p>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.</p>

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
1-6, 8, 29, 30	Активная	1,0	2,9
	Реактивная	2,6	4,5
7, 11-14, 19,37-82	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	2,7	5,3
9	Активная	0,5	1,4
	Реактивная	1,2	2,3
10	Активная	0,7	2,0
	Реактивная	1,5	3,7
15-18	Активная	0,9	2,1
	Реактивная	2,0	3,8
20-28, 31-36	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	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 №№ 1-82 от плюс 18 до плюс 22 °С.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	82
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

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от Uном - ток, % от Iном - коэффициент мощности</p> <p>- 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</p>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,8 до 50,2 от -60 до +45</p> <p>от +18 до +22 от +18 до +22</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: для счетчика Альфа А1800 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчика Альфа А2R - среднее время наработки на отказ, лет, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>УСПД: - срок службы, лет - среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>120000 2 30 2 30 2 70000 1</p>
<p>Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее</p>	<p>300 10</p>
<p>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</p> <p>Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45 5 3,5</p>
<p>Предел допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с</p>	<p>±5</p>

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 титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	10
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	36
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТПОФ-10	32
Трансформатор тока	ТВ-35/10Т	8
Трансформатор тока	ТОЛ 35	22
Трансформатор тока	ТЛ-ЭК-35	2
Трансформатор тока	RING	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-35-IV	6

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТФЗМ-150Б-1У1	3
Трансформатор тока	SB 0,8	12
Трансформатор тока	ТВ-110	12
Трансформатор тока	ВСТ	6
Трансформатор тока	ТШЛ-20, ТШВ-20	9
Трансформатор тока	ТШВ-15	9
Трансформатор тока	ТПШФ-20	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	30
Трансформатор напряжения	GSES 12D	3
Трансформатор напряжения	GEF-12	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформатор напряжения	ЗНГ-110	3
Трансформатор напряжения	GEF 40,5	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-54, ЗНОМ-35-65	12
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЦ-6	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1802RAL-P4GB-DW-4	10
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1805RALX-P4GB-DW-3	71
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A2R-4AL-C25-T+	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройство синхронизации системного	УССВ-2	1 шт.
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1 шт.
Паспорт-Формуляр	ИРМТ.411711.291.21.ПФ	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-11, аттестованном ООО «Метросервис», аттестат об аккредитации № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-11 в части сальдо-перетоков электроэнергии

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

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

Изготовитель

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

ИНН 3811462280

Адрес: 664050, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Байкальская, 239, корп. 26 «А»

Телефон: (3952) 225-303

Web-сайт: www.irmet.ru

E-mail: irmet@es.irkutskenergo.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: (391) 224-85-62

E-mail: E.E.Servis@mail.com

Аттестат аккредитации ООО «МетроСервис» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

