

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи результатов измерений.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, построенная на основе ИВК «АльфаЦЕНТР» (Госреестр СИ РФ № 44595-10), представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии (мощности);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передачу в заинтересованные организации результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объекта и средств измерений со стороны серверов организаций-участников оптового рынка электроэнергии к измерительно-вычислительному комплексу (далее – ИВК), устройству сбора и передачи данных (далее – УСПД);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка аппаратных ключей, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (СОЕВ) в АИИС КУЭ (синхронизация внутренних часов компонентов системы).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень: измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S и 0,5 по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, счётчики активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1800 и АЛЬФА класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 (или ГОСТ 30206-94) для активной электроэнергии; класса точности 0,5 и 1 по ГОСТ Р 52425-2005 (или ГОСТ 26035-83) для реактивной электроэнергии; вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, размещенные на Усть-Илимской ТЭЦ (г. Усть-Илимск, Иркутской области) – филиале ПАО «Иркутскэнерго» (44 точки измерений).

2-й уровень: информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325, включающий технические

средства приема-передачи данных, технические средства для разграничения доступа к информации.

3-й уровень: измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) располагается в центре сбора информации (ЦСИ) ПАО «Иркутскэнерго», включающий каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ с программным обеспечением АльфаЦЕНТР AC_SE-5000, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующую на всех уровнях иерархии, на базе устройства синхронизации системного времени (УССВ) и автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

ИИК, ИВКЭ, ИВК, объединенные средствами связи, образуют измерительные каналы (ИК).

Принцип действия АИИС КУЭ: первичные токи и напряжения в контролируемой линии передачи 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 соответствующие мгновенные значения активной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средние значения активной (реактивной) электрических мощностей вычисляются как средние значения данных мощностей при усреднении за 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков на объектах Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго» по шине интерфейса RS-422/485 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение, накопление и передача результатов измерений в ИВК ПАО «Иркутскэнерго» (сервер БД). Для резервирования канала связи между ИИК и ИВКЭ предусмотрены резервные жилы в кабеле интерфейса RS-422/485.

Все каналы связи являются защищенными и имеют ограниченный набор команд. Вычисление величин энергопотребления и мощности с учетом коэффициентов трансформации производится с помощью программного обеспечения в УСПД. Значения пересчетных коэффициентов трансформации защищены от изменения путём включения в хэш-код идентификационных признаков.

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

С УСПД измерительные сигналы в цифровой форме поступают на сервер БД (ИВК) ПАО «Иркутскэнерго», где проводится контроль достоверности измерительной информации. Сигналы содержат информацию о результатах измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, состоянии средств измерений (журналы событий УСПД и счетчиков электроэнергии) Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго». Временная задержка поступления информации не более 30 мин. По запросу возможно получение всей информации, хранящейся в базе данных АИИС.

Сопряжение УСПД с корпоративной информационно-вычислительной сетью (КИВС) ПАО «Иркутскэнерго» и затем с ИВК осуществляется посредством линий связи ПАО «Иркутскэнергосвязь», образуя основной канал передачи данных. Резервный канал связи образован посредством коммутируемого соединения (GSM модем).

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, а также хранение и отображение информации. Для контроля и мониторинга работы системы по присоединениям Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго» предусмотрены автоматизированные рабочие места (персональный компьютер). По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и

оперативный режимы работы и выполняется предусмотренная программным обеспечением обработка измерительной информации, ее формирование, оформление справочных и отчетных документов. Отчетные документы, содержащие информацию о результатах 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и о состоянии средств измерений, передаются в вышестоящие организации и смежные энергосистемы по основному и резервному каналам связи.

АИИС оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующей на всех уровнях иерархии. СОЕВ выполняет функцию синхронизации внутренних часов компонентов системы на всех уровнях АИИС КУЭ. Данная функция является централизованной. Корректировка часов на уровнях ИВК, ИВКЭ, ИИК осуществляется последовательно, начиная с верхних уровней. На уровне ИВК ПАО «Иркутскэнерго» установлено УССВ на базе УССВ-2 (Гос.реестр № 54074-13) с ГЛОНАСС/GPS-приемником сигналов времени. Настройка системных часов сервера БД ИВК ПАО «Иркутскэнерго» выполняется непосредственно от УССВ с помощью программного обеспечения AC_Time, входящего в его комплект поставки, и синхронизирует часы при расхождении более, чем на ± 1 с, сличение ежесекундное. Корректировка внутренних часов УСПД (ИВКЭ) осуществляется по часам ИВК, коррекция происходит в случае расхождения более чем на ± 1 с. Синхронизация часов УСПД является функцией программного модуля – компонента внутреннего ПО УСПД. Внутренние часы счетчиков электрической энергии (уровень ИИК) сличаются и, при необходимости, синхронизируются с часами УСПД (ИВКЭ) не реже, чем раз в 30 минут. Коррекция выполняется принудительно со стороны УСПД при расхождении ± 2 с, и реализуется программным модулем заводского ПО в счетчике. Все действия по синхронизации внутренних часов отображаются и записываются в журнал событий на каждом из вышеперечисленных уровней.

Ход часов компонентов системы не превышает $\pm 5,0$ с/сут.

Программное обеспечение

Все функции АИИС по обработке измерительных и служебных данных реализуются программно. Программное обеспечение имеет модульную структуру, которая обеспечивает построение отказоустойчивого, масштабируемого программно-технического комплекса. В состав программного обеспечения АИИС КУЭ входит: специализированное встроенное ПО счетчиков электроэнергии, УСПД и ПО сервера БД АИИС КУЭ. Программные средства сервера БД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему ОС «Microsoft Windows 2000», прикладное ПО (СУБД «Oracle 9i» – система управления базами данных) и специализированное ПО «АльфаЦЕНТР». Программные средства на АРМ содержат: ОС не ниже «Microsoft Windows XP Professional», программный пакет «MS Office» – набор офисных приложений служит для просмотра отчетных форм.

В состав ПО для передачи данных в Программно-аппаратный комплекс Коммерческого оператора (ОАО «АТС») с использованием ЭЦП входят следующие программные продукты: средство криптографической защиты информации (СКЗИ) КриптоПро CSP, программный продукт CryptoEnergyPro, программный продукт CryptoSendMail, драйверы и утилиты, обеспечивающие согласованную работу указанных выше программ.

ПО «АльфаЦЕНТР» аттестовано на соответствие требованиям ГОСТ 8.654-2009, свидетельство об аттестации от 31 мая 2012 г. № АПО-001-12 выдано ФГУП «ВНИИМС».

Состав и идентификационные данные ПО АИИС КУЭ приведены 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 (по MD5)
Наименование программного модуля ПО	ac_metrology.dll Библиотека метрологически значимой части ПО (результатов измерений, коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, др)

Управление сбором данных осуществляется при помощи программного обеспечения «АльфаЦЕНТР», которое функционирует на сервере ИВК. Интерфейс ПО содержит в себе средства предупреждения пользователя, если его действия могут повлечь изменение или удаление результатов измерений. Программное обеспечение и конструкция счетчиков, УСПД и сервера сбора данных после конфигурирования и настройки обеспечивают защиту от несанкционированного доступа и изменения его параметров. Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты, исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти счетчиков, УСПД и сервера, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и базы данных.

Специальными средствами защиты метрологически значимой части ПО и базы данных от преднамеренных изменений являются:

- средства проверки целостности ПО (так, несанкционированная модификация метрологически значимой части ПО проверяется расчётом контрольной суммы для метрологически значимой части ПО и сравнением ее с действительным значением);
- средства обнаружения и фиксации событий (журнал событий);
- средства управления доступом (пароли);
- средства защиты на физическом уровне (HASP-ключи).

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – высокий (по Р 50.2.077-2014).

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет ± 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР» и определяются классами точности применяемых счетчиков и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

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

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

Канал измерений		Средство измерений		К _{ТТ} · К _{ТН}	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
1 – 44	Усть-Илимская ТЭЦ	УСПД	RTU-325-E1-512-M4-B8 ГР № 19495-03 Зав. № 007169		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
1	Усть-Илимская ТЭЦ, ТГ-1	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =6000/5	ТШВ15Б ГР № 5719-76 Зав. № 418 (фаза А) Зав. № 469 (фаза В) Зав. № 417 (фаза С)	120000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} =10000/√3/100/√3	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав.№ 44749 (фаза А) Зав.№ 44753 (фаза В) Зав.№ 44751 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T ГР № 14555-02 Зав.№ 1119969		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
2	Усть-Илимская ТЭЦ, ТГ-3	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =8000/5	ТШВ15Б ГР № 5719-76 Зав. № 249 (фаза А) Зав. № 231 (фаза В) Зав. № 200 (фаза С)	160000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} =10000/√3/100/√3	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав. № 83 (фаза А) Зав. № 82 (фаза В) Зав. № 90 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1119974		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
3	Усть-Илимская ТЭЦ, ТГ-4	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =6000/5	ТШЛ20Б-1 ГР № 4016-74 Зав.№ 1662 (фаза А) Зав.№ 1656 (фаза В) Зав.№ 1666 (фаза С)	120000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} =10000/√3/100/√3	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав.№ 10 (фаза А) Зав.№ 14 (фаза В) Зав.№ 16 (фаза С)		Напряжение первичное

Канал измерений		Средство измерений		К _{ТТ} · К _{ТН}	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
		Счетчик КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1119973		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
4	Усть-Илимская ТЭЦ, ТГ-5	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=8000/5$	ТШВ15Б ГР № 5719-76 Зав.№ 377 (фаза А) Зав.№ 404 (фаза В) Зав.№ 371 (фаза С)	160000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав.№ 27 (фаза А) Зав.№ 25 (фаза В) Зав.№ 57 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1119972		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
5	Усть-Илимская ТЭЦ, ТГ-6	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=10000/5$	ТШ20 ГР № 8771-82 Зав.№ 386 (фаза А) Зав.№ 420 (фаза В) Зав.№ 428 (фаза С)	315000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=15750/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав.№ 57757 (фаза А) Зав.№ 57764 (фаза В) Зав.№ 57745 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1119970		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
6	Усть-Илимская ТЭЦ, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТВ-110-1 ГР № 3189-72 Зав. № 767 (фаза А) Зав. № 1023 (фаза В) Зав. № 725 (фаза С)	220000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-110-83ХЛ1 ГР № 1188-84 ТН-1: Зав.№ 41175 (фаза А) Зав.№ 41262 (фаза В) Зав.№ 41278 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 41285 (фаза А) Зав.№ 41315 (фаза В) Зав.№ 41267 (фаза С)		Напряжение первичное

Канал измерений		Средство измерений		К _{ТТ} · К _{ТН}	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 01120165		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
7	Усть-Илимская ТЭЦ, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}= 1000/5$	ТВ-110-1 ГР № 3189-72 Зав. № 1036 (фаза А) Зав. № 777 (фаза В) Зав. № 998 (фаза С)	220000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}= 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-110-83ХЛ1 ГР № 1188-84 ТН-1: Зав.№ 41175 (фаза А) Зав.№ 41262 (фаза В) Зав.№ 41278 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 41285 (фаза А) Зав.№ 41315 (фаза В) Зав.№ 41267 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 01120163		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
8	Усть-Илимская ТЭЦ, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}= 1000/5$	ТВ-110-1 ГР № 3189-72 Зав. № 717 (фаза А) Зав. № 1015 (фаза В) Зав. № 965 (фаза С)	220000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}= 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-110-83ХЛ1 ГР № 1188-84 ТН-1: Зав.№ 41175 (фаза А) Зав.№ 41262 (фаза В) Зав.№ 41278 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 41285 (фаза А) Зав.№ 41315 (фаза В) Зав.№ 41267 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 01120166		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
9	Усть-Илимская ТЭЦ, ВЛ 110 кВ	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}= 1000/5$	ТВ-110-1 ГР № 3189-72 Зав. № 18А (фаза А) Зав. № 18В (фаза В) Зав. № 18С (фаза С)	220000	Ток первичный

Канал измерений		Средство измерений		Ктт · Ктн	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
	ТЭЦ-4	ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-110-83ХЛ1 ГР № 1188-84 ТН-1: Зав.№ 41269 (фаза А) Зав.№ 41288 (фаза В) Зав.№ 41286 (фаза С) ТН-2: Зав. № 41283 (фаза А) Зав. № 41298 (фаза В) Зав. № 41289 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 01120164		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
10	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч.2 шинопровод ШП-1	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 8000/5$	ТШВ15Б ГР № 5719-76 Зав. № 616 (фаза А) Зав. № 618 (фаза В) Зав. № 734 (фаза С)	160000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав.№ 36 (фаза А) Зав.№ 27 (фаза В) Зав.№ 44754 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-4-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1122490		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
11	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч.38 шинопровод ШП-2	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 8000/5$	ТШВ15Б ГР № 5719-76 Зав. № 736 (фаза А) Зав. № 007 (фаза В) Зав. № 595 (фаза С)	160000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав.№ 44743 (фаза А) Зав.№ 44764 (фаза В) Зав.№ 44748 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-4-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1119966		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
12	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 8000/5$	ТШВ15Б ГР № 5719-76 Зав. № 619 (фаза А) Зав. № 642 (фаза В) Зав. № 665 (фаза С)	160000	Ток первичный

Канал измерений		Средство измерений		К _{ТТ} · К _{ТН}	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
	яч.16 шинопровод ШП-3	ТН КТ 0,5 K _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 8364		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) K _{Сч} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-4-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1122474		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
13	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч.46 шинопровод ШП-4	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =8000/5	ТШВ15Б ГР № 5719-76 Зав. № 278 (фаза А) Зав. № 250 (фаза В) Зав. № 248 (фаза С)	160000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 7485		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) K _{Сч} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-4-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1122468		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
14	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5 кВ, "ввод 10,5 кВ Т-1"	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =6000/5	ТШВ-15 ГР № 1836-63 Зав. № б/н (фаза А) Зав. № б/н (фаза В) Зав. № б/н (фаза С)	120000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} =10000/√3/100/√3	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав.№ 42234 (фаза А) Зав.№ 44765 (фаза В) Зав.№ 44753 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (A)/0,5 (R) K _{Сч} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 Зав.№ 1280717		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
15	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5 кВ, "ввод 10,5 кВ Т-2"	ТТ КТ 0,2S K _{ТТ} =8000/5	ТШЛ 20-1 ГР № 21255-03 Зав. № 96 (фаза А) Зав. № 338 (фаза В) Зав. № 95 (фаза С)	160000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} =10000/√3/100/√3	ЗНОЛ.06 ГР № 3344-04 Зав.№ 4130 (фаза А) Зав.№ 1698 (фаза В) Зав.№ 2127 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (A)/0,5 (R) K _{Сч} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 Зав.№ 1280716		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время

Канал измерений		Средство измерений		К _{ТТ} · К _{ТН}	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
16	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5 кВ, "ввод 10,5 кВ Т-3"	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =6000/5	ТШВ-15 ГР № 1836-63 Зав. № 281 (фаза А) Зав. № 287 (фаза В) Зав. № 243 (фаза С)	120000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} =10000/√3/100/√3	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав.№ 17 (фаза А) Зав.№ 20 (фаза В) Зав.№ 19 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 Зав.№ 1280700		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
17	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5 кВ, "ввод 10,5 кВ Т-4"	ТТ КТ 0,2S K _{ТТ} =8000/5	ТШЛ 20-1 ГР № 21255-03 Зав. № 339 (фаза А) Зав. № 337 (фаза В) Зав. № 340 (фаза С)	160000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} =10000/√3/100/√3	ЗНОЛ.06 ГР № 3344-04 Зав.№ 4132 (фаза А) Зав.№ 4078 (фаза В) Зав.№ 4014 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 Зав.№ 1280730		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
18	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 109 РП-32-1	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =300/5	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 71501 (фаза А) Зав.№ 71557 (фаза С)	6000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1750		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{Сч} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120112		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
19	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 110 КТП-0	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =100/5	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 40827 (фаза А) Зав.№ 34710 (фаза С)	2000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1750		Напряжение первичное

Канал измерений		Средство измерений		К _{ТТ} · К _{ТН}	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120034		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
20	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 113 КТП-82	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=300/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 04675 (фаза А) Зав.№ 15792 (фаза С)	6000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1750		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120103		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
21	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 123 ТП-103	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=150/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав. № 10720 (фаза А) Зав. № 12007 (фаза С)	3000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1786		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120108		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
22	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 124 РП-18	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1500/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 4722 (фаза А) Зав.№ 4725 (фаза С)	30000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1786		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120088		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
23	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 125 РП-17	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=600/5$	ТЛК10-5 ГР № 9143-01 Зав.№ 10601 (фаза А) Зав.№ 10596 (фаза С)	12000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1786		Напряжение первичное

Канал измерений		Средство измерений		Ктт · Ктн	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120067		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
24	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 210 ТП-5	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=150/5$	ТЛМ-10 ГР № 2473-69 Зав.№ 4262 (фаза А) ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 74082 (фаза С)	3000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1753		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120031		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
25	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 213 КТП-82	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=300/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 82427 (фаза А) Зав.№ 12155 (фаза С)	6000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1753		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120101		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
26	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 214 НПК	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=150/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 40811 (фаза А) Зав.№ 40821 (фаза С)	3000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1753		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120066		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
27	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 215 РП-23	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=600/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав. № 74070 (фаза А) Зав. № 9958 (фаза С)	12000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1753		Напряжение первичное

Канал измерений		Средство измерений		К _{ТТ} · К _{ТН}	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120090		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
28	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 223 РП-32-4	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=600/5$	ТОЛ-СЭЩ-10 ГР № 32139-11 Зав.№ 34964-13 (фаза А) Зав.№ 34974-13 (фаза С)	12000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1761		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120097		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
29	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч.224 ООО «Трай-линг»	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=800/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 83290 (фаза А) Зав.№ 83280 (фаза С)	16000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1761		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120096		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
30	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 225 КТП-98	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=150/5$	ТОЛ-СЭЩ-10 ГР № 32139-11 Зав.№ 35875-13 (фаза А) Зав.№ 35874-13 (фаза С)	3000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1761		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120098		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
31	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 310 КТП-0	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=100/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 83295 (фаза А) Зав.№ 83282 (фаза С)	2000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 6482		Напряжение первичное

Канал измерений		Средство измерений		К _{ТТ} · К _{ТН}	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120089		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
32	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 313 РП-18	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1500/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 15276 (фаза А) Зав.№ 15356 (фаза С)	30000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 6482		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120032		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
33	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 323 РП-17	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=600/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 79406 (фаза А) Зав.№ 12173 (фаза С)	12000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 6737		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120093		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
34	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 324 НПК	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=150/5$	ТЛК10-5 ГР № 9143-01 Зав.№ 09311 (фаза А) Зав.№ 06392 (фаза С)	3000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 6737		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120105		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
35	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 325 ТП-105	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=150/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав. № 1845 (фаза А) Зав. № 1884 (фаза С)	3000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 6737		Напряжение первичное

Канал измерений		Средство измерений		Ктт · Ктн	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120107		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
36	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 413 ТП-6 УСТ	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=300/5$	ТОЛ-СЭЩ-10 ГР № 32139-11 Зав.№ 35152-13 (фаза А) Зав.№ 35142-13 (фаза С)	6000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 7415		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120104		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
37	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 415 РП-23	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав. № 9558 (фаза А) Зав. № 9842 (фаза С)	20000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 7415		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120102		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
38	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 423 КТП-98	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=300/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав. № 65238 (фаза А) Зав. № 71154 (фаза С)	6000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 3283		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120068		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
39	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 424 РП-32-3	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=600/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 32722 (фаза А) Зав.№ 32741 (фаза С)	12000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 3283		Напряжение первичное

Канал измерений		Средство измерений		Ктт · Ктн	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120099		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
40	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 425 РП-32-2	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=300/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав. № 71341 (фаза А) Зав. № 71227 (фаза С)	6000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 3283		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120100		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
41	Усть-Илимская ТЭЦ, ввод 6,3 кВ РТСР-2, сек. СРП-3	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1500/5$	ТЛМ-10 ГР № 2473-69 Зав. № 7875 (фаза А) Зав. № 3005 (фаза С)	18000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=6000/100$	НОМ-6 ГР № 159-49 ТН-1: Зав.№ 126 (фаза А) Зав.№ 7821 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 408 (фаза А) Зав.№ 7586 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 01120094		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
42	Усть-Илимская ТЭЦ, ввод 6,3 кВ РТСР-2, сек. СРП-4	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1500/5$	ТЛМ-10 ГР № 2473-69 Зав. № 2255 (фаза А) Зав. № 8081 (фаза С)	18000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=6000/100$	НОМ-6 ГР № 159-49 ТН-1: Зав.№ 126 (фаза А) Зав.№ 7821 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 408 (фаза А) Зав.№ 7586 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 01120095		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время

Канал измерений		Средство измерений		К _{ТТ} · К _{ТН}	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
43	Усть-Илимская ТЭЦ, ввод 6,3 кВ ТСП-5", сек. 9Р	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =1500/5	ТОЛ-10 УЗ ГР № 51178-12 Зав. № 46718 (фаза А) Зав. № 41045 (фаза В) Зав. № 46728 (фаза С)	18000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} =6000/100	НОМ-6 ГР № 159-49 ТН-1: Зав.№ 3307 (фаза А) Зав.№ 5452 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 7578 (фаза А) Зав.№ 060 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{СЧ} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-4-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1122470		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
44	Усть-Илимская ТЭЦ, ввод 6,3 кВ ТСП-5", сек. 10Р	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =1500/5	ТОЛ-10 УЗ ГР № 51178-12 Зав. № 54886 (фаза А) Зав. № 17288 (фаза В) Зав. № 55476 (фаза С)	18000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} =6000/100	НОМ-6 ГР № 159-49 ТН-1: Зав.№ 3307 (фаза А) Зав.№ 5452 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 7578 (фаза А) Зав.№ 060 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{СЧ} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-4-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1122462		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время

Примечание:

Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в табл. 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденногo типа. Замена оформляется актом в установленном в ПАО «Иркутскэнерго» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

1. Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчики Альфа А1800 (параметры надежности: T_0 не менее 120000 ч; t_6 не более 2 ч);
- электросчётчики АЛЬФА (параметры надежности: T_0 не менее 50000 ч; t_6 не более 2 ч);
- УСПД RTU-325 (параметры надежности: T_0 не менее 40000 ч; t_6 не более 24 ч);
- сервер БД, коммутатор (параметры надежности K_r не менее 0,99; t_6 не более 1 ч);

- устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (K_T не менее 0,95; t_b не более 168 ч).

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью ИБП, а счетчиков с помощью дополнительного питания; резервирование каналов связи от ИИК к ИВКЭ (резервный канал связи – резервные жилы кабеля интерфейса RS-485); резервирование каналов связи от ИВКЭ к ИВК (резервный канал связи – коммутируемое соединение GSM); резервирование информации с помощью наличия резервных баз данных, перезагрузки и средств контроля зависания и с помощью резервирования сервера;
- мониторинг состояния АИИС КУЭ с помощью удаленного доступа (возможность съема информации со счетчика автономным способом и визуальный контроль информации на счетчике);
- наличие ЗИП, эксплуатационной документации.

2. Защищённость применяемых компонентов: пломбирование электросчётчика, вторичных цепей испытательных коробок, УСПД и сервера;

3. Глубина хранения информации (профиля):

- электросчетчики Альфа А1800 имеют энергонезависимую память для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров (функция автоматизирована) по 4-м каналам – на глубину 180 дней;
- электросчетчики АЛЬФА имеют энергонезависимую память для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров (функция автоматизирована) по 4-м каналам – на глубину 63 дня;
- УСПД RTU-325 - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – 45 суток, сохранение информации при отключении питания – не менее 5 лет (функция автоматизирована);
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Таблица 3 – Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении электро-энергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

№ ИК	Активная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Знач cosj	$\pm d_{2\%P}$, [%] для диапазона $W_{P2\%} \leq W_{Ризм} < W_{P5\%}$	$\pm d_{5\%P}$, [%] для диапазона $W_{P5\%} \leq W_{Ризм} < W_{P20\%}$	$\pm d_{20\%P}$, [%] для диапазона $W_{P20\%} \leq W_{Ризм} < W_{P100\%}$	$\pm d_{100\%P}$, [%] для диапазона $W_{P100\%} \leq W_{Ризм} \leq W_{P120\%}$
	ТТ	ТН	Сч.					
15, 17	0,2S	0,5	0,2S	1	1,3	1,0	0,9	0,9
				0,8	1,6	1,2	1,1	1,1
				0,5	2,4	1,8	1,6	1,6
1 – 5, 14, 16	0,5	0,5	0,2S	1	не нормируют	1,9	1,2	1,0
				0,8	не нормируют	2,9	1,7	1,4
				0,5	не нормируют	5,5	3,0	2,3
6 –13, 18–44	0,5	0,5	0,5S	1	не нормируют	2,2	1,6	1,5
				0,8	не нормируют	3,1	2,1	1,8
				0,5	не нормируют	5,6	3,2	2,6

№ ИК	Реактивная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Знач. $\cos \varphi / \sin \varphi$	$\pm d_{2\%Q}$, [%] для диапазона $W_{Q2\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q5\%}$	$\pm d_{5\%Q}$, [%] для диапазона $W_{Q5\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q20\%}$	$\pm d_{20\%Q}$, [%] для диапазона $W_{Q20\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q100\%}$	$\pm d_{100\%Q}$, [%] для диапазона $W_{Q100\%} \leq W_{Qизм} \leq W_{Q120\%}$
	ТТ	ТН	Сч.					
15, 17	0,2 S	0,5	0,5	0,8/0,6	2,2	1,8	1,7	1,7
				0,5/0,87	1,8	1,6	1,6	1,6
1 – 5, 14, 16	0,5	0,5	0,5	0,8/0,6	не нормируют	4,6	2,7	2,2
				0,5/0,87	не нормируют	2,9	2,0	1,8
6 –13, 18–44	0,5	0,5	1	0,8/0,6	не нормируют	5,3	3,9	3,6
				0,5/0,87	не нормируют	4,1	3,4	3,2

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения 30-минутных приращений электроэнергии и средней мощности;

2 Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) $U_{ном}$; ток (1 – 1,2) $I_{ном}$, $\cos \varphi = 1$;
- температура окружающей среды (20±5) °С;

3 Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1) $U_{ном}$; ток (0,05 – 1,2) $I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,5$ инд – 1;
- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 50 до +45 °С, для счетчиков Альфа А1800 от минус 40 до +65 °С, для счетчиков АЛЬФА от минус 40 до +55 °С, для УСПД от 0 до +70 °С, для УССВ-2 от минус 10 до +55 °С;

4 В таблице 3 приняты следующие обозначения:

- $W_{P2\%}$ ($W_{Q2\%}$) – значение электроэнергии при 2%-ной нагрузке (минимальная нагрузка);
- $W_{P5\%}$ ($W_{Q5\%}$) – значение электроэнергии при 5%-ной нагрузке;
- $W_{P20\%}$ ($W_{Q20\%}$) – значение электроэнергии при 20%-ной нагрузке;
- $W_{P100\%}$ ($W_{Q100\%}$) – значение электроэнергии при 100%-ной нагрузке (номинальная нагрузка);
- $W_{P120\%}$ ($W_{Q120\%}$) – значение электроэнергии при 120%-ной нагрузке (максимальная нагрузка).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на Систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго».

Комплектность средства измерений

приведена в таблице 4:

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

№	Наименование	№ Госреестра СИ РФ	Класс точности СИ, количество, шт.
1.	Основные измерительные средства учета электроэнергии и мощности		
1.1	Измерительные трансформаторы тока		
1.1.1	ТВ-110-1	ГР № 3189-72	КТ 0,5 (12 шт.)
1.1.2	ТШ20	ГР № 8781-82	КТ 0,5 (3 шт.)
1.1.3	ТШЛ 20-1	ГР № 21255-03	КТ 0,2S (6 шт.)
1.1.4	ТШЛ20Б-1	ГР № 4016-74	КТ 0,5 (3 шт.)
1.1.5	ТШВ-15	ГР № 1836-63	КТ 0,5 (6 шт.)

№	Наименование	№ Госреестра СИ РФ	Класс точности СИ, количество, шт.
1.1.6	ТШВ15Б	ГР № 5719-76	КТ 0,5 (21 шт.)
1.1.7	ТВЛМ-10	ГР № 1856-63	КТ 0,5 (35 шт.)
1.1.8	ТЛК10-5	ГР № 9143-01	КТ 0,5 (4 шт.)
1.1.9	ТЛМ-10	ГР № 2473-69	КТ 0,5 (5 шт.)
1.1.10	ТОЛ-10 УЗ	ГР № 32139-11	КТ 0,5 (6 шт.)
1.1.11	ТОЛ-СЭЩ-10	ГР № 32139-11	КТ 0,5 (6 шт.)
1.2	Измерительные трансформаторы напряжения		
1.2.1	НКФ-110-83ХЛ1	ГР № 1188-84	КТ 0,5 (12 шт.)
1.2.2	ЗНОМ-15-63	ГР № 1593-70	КТ 0,5 (27 шт.)
1.2.3	ЗНОЛ.06	ГР № 3344-04	КТ 0,5 (6 шт.)
1.2.4	НОМ-6	ГР № 159-49	КТ 0,5 (8 шт.)
1.2.5	НТМИ-10-66	ГР № 831-69	КТ 0,5 (10 шт.)
1.3	Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные		
1.3.1	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4	ГР № 31857-11	КТ 0,2S(A) по ГОСТ Р 52323-2005 0,5(R) по ГОСТ Р 52425-2005(4шт)
1.3.2	АЛЬФА А1R-4-AL-C29-T+	ГР № 14555-02	КТ 0,2S(A) по ГОСТ 30206-94 0,5(R) по ГОСТ 26035-83 (9 шт.)
1.3.3	АЛЬФА А2R-4-AL-C25-T+		КТ 0,5S(A) по ГОСТ 30206-94 1(R) по ГОСТ 26035-83 (6 шт.)
1.3.4	АЛЬФА А2R-3-AL-C25-T+		КТ 0,5S(A) по ГОСТ 30206-94 1(R) по ГОСТ 26035-83 (25 шт.)
1.4	Комплекс аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД RTU-300		
1.4.1	RTU-300 RTU-325-E1-512-M4-B8	ГР № 19495-03	сбор измерительной информации от счетчиков (1 шт.)
1.5	Устройство синхронизации системного времени (УССВ)		
1.5.1	УССВ-2	ГР № 54074-13	Прием, передача сигналов даты и времени; установка и корректиров- ка значений времени и даты в компонентах АИИС КУЭ (1 шт.)
1.6	Сервер (ИБК), коммуникатор		
1.6.1	Сервер базы данных (БД)	-	сбор измерительной информации с УСПД и/или счетчиков (1 шт.)
2	Программные компоненты		
2.1	Системное (базовое) ПО, установленное на компьютере типа IBM PC	-	ОС «Microsoft Windows 2000» ОС «Microsoft Windows XP Professional»
2.2	Прикладное ПО, установленное на компьютере типа IBM PC	-	СУБД «Oracle 9i»; «Microsoft Office»
2.3	Специализированное ПО, установленное на	ГР № 44595-10	ПО «АльфаЦЕНТР», модуль АС_LapTop – для ноутбука
2.4	компьютере типа IBM PC	-	КриптоПро CSP, CryptoEnergyPro, CryptoSendMail

№	Наименование	№ Госреестра СИ РФ	Класс точности СИ, количество, шт.
2.5	Специализированное встроенное ПО УСПД	ГР № 19495-03	ПО RTU-325 SWV1.00, EMFPLUS, ALPHAPLUS_AE
2.6	Специализированное встроенное ПО счетчиков электроэнергии	ГР № 31857-11	ПО «Metercat»
2.7	Специализированное встроенное ПО счетчиков электроэнергии	ГР № 14555-02	ПО «ALPHAPLUS_AE»
3	Эксплуатационная документация		
3.1	Методика поверки АИИС КУЭ	-	1 экз.
3.2	Паспорт-формуляр АИИС КУЭ	-	1 экз.
3.3	Техническая документация на комплектующие изделия	-	1 комплект

Поверка

осуществляется по документу МП 001-2016 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго». Методика поверки», утвержденному Восточно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ» в феврале 2016 г.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска поверительного клейма.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии в соответствии с документами:

«Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДИЯМ.411152.018 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г., и документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДИЯМ.411152.018 МП», утвержденному в 2012 г., и «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные типа АЛЬФА. Методика поверки» ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», 1999 г.;

- средства поверки комплексов аппаратно-программных средств на основе УСПД серии RTU-300 в соответствии с документом: «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», ДИЯМ 466453.005 ФГУП ВНИИМС, 2003 г.;

- ntp-сервер сигналов времени;
- переносной инженерный пульт – ноутбук с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с программными пакетами АльфаЦЕНТР AC_SE-5000, «Metercat», «ALPHAPLUS_AE» для конфигурации и опроса счетчиков.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием АИИС КУЭ Усть-Илимской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго»; разработанной и аттестованной ВСФ ФГУП «ВНИИФТРИ», 2014 г. Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 6-01.00294-2014 от 17.10.2014 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»:

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

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

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

Изготовитель

ЗАО «ИРМЕТ»

ИНН 3811053048

Юридический адрес: 664050, г. Иркутск, ул. Байкальская, 239, корп. 26А.

Почтовый адрес: 664075, г. Иркутск, а/я 3857.

Тел. (3952) 500-317; Тел/факс (3952) 225-303; e-mail: irmet@es.irkutskenergo.ru

Испытательный центр

Восточно-Сибирский филиал ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Восточно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Юридический адрес: 141570, Московская область, Солнечногорский район, рабочий поселок Менделеево, промзона ВНИИФТРИ

Почтовый адрес: 664056, г.Иркутск, ул. Бородина,57, тел./факс:(3952)46-83-03, (3952)46-38-48; e-mail: office@niiftri.irk.ru.

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30002-13 от 07.10.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

«_____» _____ 2016 г.