

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ново-Иркутской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго». Этап III. ТЭЦ-генерация

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ново-Иркутской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго». Этап III. ТЭЦ-генерация (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов с поставщиками и потребителями электроэнергии и оперативного управления потреблением электроэнергией.

Описание средства измерений

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

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 объектов 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 0,2, 0,5 и 0,5S по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, счётчики активной и реактивной электроэнергии типа АЛЬФА, Альфа А2 класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии; класса точности 0,5 и 1 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии; вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи

данных, размещенные на Ново-Иркутской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго» (г. Иркутск, Иркутской области) (16 точек измерений).

2-й уровень: информационно-вычислительный компонент 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) ОАО «Иркутскэнерго», включающий каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ с программным обеспечением АльфаЦЕНТР АС РЕ-30, 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 и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

Принцип действия АИИС КУЭ Ново-Иркутской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго». Этап III. ТЭЦ-генерация: 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 Ново-Иркутской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго» по шине интерфейса RS-422/485 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение, накопление и передача результатов измерений в ИВК ОАО «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 ОАО «Иркутскэнерго».

С УСПД измерительные сигналы в цифровой форме поступают на сервер БД (ИВК) ОАО «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) ОАО «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) ОАО «Иркутскэнерго» и затем с ИВК осуществляется посредством линий связи ОАО «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 Ново-Иркутской ТЭЦ ОАО «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), функционирующую на всех уровнях иерархии. СОЕВ выполняет функцию синхронизации внутренних часов компонентов системы на всех уровнях АИИС КУЭ с обеспечением перехода на "Зимнее" и "Летнее" время. Данная функция является централизованной. Корректировка часов на уровнях ИВК, ИВКЭ, ИИК осуществляется последовательно, начиная с верхних уровней.

На уровне ИВК ОАО «Иркутскэнерго» установлено УССВ на базе GPS-приёмника HVS-35. Настройка системных часов сервера БД ИВК ОАО «Иркутскэнерго» выполняется непосредственно от часов GPS-приёмника 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 синхронизируется 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. Возможна синхронизация часов счетчиков непосредственно от сервера ИВК ОАО «Иркутскэнерго».

Все действия по синхронизации хода внутренних часов отображаются и записываются в журнал событий на каждом из вышеперечисленных уровней.

Ход часов компонентов системы не превышает 5 с/сутки.

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 2008 Server» – операционная система web-сервера, коммуникатора, монитора, центра обновления и базы данных; ОС не ниже «Microsoft Windows XP Professional» – операционная система ПЭВМ для серверов опроса и организации АРМ), прикладное ПО (СУБД «MS SQL Server 2008» – система управления базами данных, устанавливается на сервере; программный пакет «MS Office 2010» – набор офисных приложений устанавливается на АРМах и служит для просмотра отчетных форм в виде документов «электронных таблиц» «MS Excel»), и специализированное ПО ИВК «АльфаЦЕНТР», ПО СОЕВ.

В состав ПО для передачи данных в ИАСУ КУ 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.

Состав и идентификационные данные ПО АИИС КУЭ приведены в табл. 1.
Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «АльфаЦЕНТР»	Программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	12.05.01.01	22262052a42d978c9c72f6a90f124841	WinMD5
	Драйвер ручного опроса счётчиков и УСПД	Amrc.exe		58bd614e4eb1f0396e0baf54c196324c	
	Драйвер автоматического опроса счётчиков и УСПД	Amra.exe		6e650c8138cb81a299ade24c1d63118d	
	Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		309bed0ed0653b0e6215013761edefef	
	Библиотека шифрования пароля счётчиков	Encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeaе8d0572c	
	Библиотека сообщений планировщика опросов	Alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

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 Ново-Иркутской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго». Этап III. ТЭЦ-генерация от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет ± 2 единицы 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.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ Ново-Иркутской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго». Этап III. ТЭЦ-генерация

Канал измерений		Средство измерений		Ктт· Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
1 – 16	Ново-Иркутская ТЭЦ ОАО «Ир- кутскэнерго»	УСПД	RTU-325-E1-512-M3-B4-G ГР № 19495-03 Зав.№ 001196		Энергия активная, реактивная календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
1	ТГ-1	ТТ КТ 0,5S $K_{ТТ}=8000/5$	ТШЛ-20-1-3 УХЛ2 ГР № 21255-08 Зав. № 121 (фаза А) Зав. № 120 (фаза В) Зав. № 119 (фаза С)	96000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-05 Зав.№ 31282 (фаза А) Зав.№ 31285 (фаза В) Зав.№ 31278 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	A1R-4-OL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 01054443		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
2	ТГ-2	ТТ КТ 0,2 $K_{ТТ}=8000/5$	ТШЛ-20Б ГР № 4242-74 Зав. № 10 (фаза А) Зав. № 11 (фаза В) Зав. № 12 (фаза С)	96000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-05 Зав.№ 31292 (фаза А) Зав.№ 31284 (фаза В) Зав.№ 31290 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	A1R-4-OL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 01054442		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота

3	ТГ-3	ТТ КТ 0,2 $K_{\Gamma\Gamma}=10000/5$	ТШЛ-20Б ГР № 4242-74 Зав. № 572 (фаза А) Зав. № 573 (фаза В) Зав. № 587 (фаза С)	315000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{\Gamma\Gamma}=15750/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-05 Зав.№ 17 (фаза А) Зав.№ 16 (фаза В) Зав.№ 14 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{C\gamma}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	A1R-4-OL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 01054440		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
4	ТГ-4	ТТ КТ 0,2 $K_{\Gamma\Gamma}=10000/5$	ТШЛ-20Б ГР № 4242-74 Зав. № 306 (фаза А) Зав. № 254 (фаза В) Зав. № 261 (фаза С)	315000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{\Gamma\Gamma}=15750/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-05 Зав.№ 15 (фаза А) Зав.№ 263 (фаза В) Зав.№ 09 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{C\gamma}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	A1R-4-OL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 01054444		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
5	ТГ-5	ТТ КТ 0,2 $K_{\Gamma\Gamma}=10000/5$	ТШЛ-20Б ГР № 4242-74 Зав. № 266 (фаза А) Зав. № 269 (фаза В) Зав. № 265 (фаза С)	315000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{\Gamma\Gamma}=15750/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-05 Зав. № 57028 (фаза А) Зав. № 57027 (фаза В) Зав. № 57026 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{C\gamma}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	A1R-4-OL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 01054441		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
6	ТГ-6	ТТ КТ 0,5S $K_{\Gamma\Gamma}=8000/5$	ТШЛ-20-1-3 УХЛ2 ГР № 21255-08 Зав. № 180 (фаза А) Зав. № 179 (фаза В) Зав. № 178 (фаза С)	96000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{\Gamma\Gamma}=6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	GSES 12D ГР № 48526-11 Зав.№ 30880592 (фазаА) Зав.№ 30880590 (фазаВ) Зав.№ 30880591(фазаС)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) $K_{C\gamma}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	A2R2-4-AL-C29-T+ ГР № 27428-09 Зав.№ 01255291		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота

7	ВЛ-220 кВ №201	ТТ КТ 0,5 $K_{\text{ТТ}}=1000/5$	ТВ-220 ГР № 20644-05 Зав. № 3103 (фаза А) Зав. № 599 (фаза В) Зав. № 862 (фаза С)	440000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{\text{ТН}}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-220 ГР № 26453-04 Зав.№1036119 (фаза А) Зав.№ 1036108 (фаза В) Зав. №1036118 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{\text{СЧ}}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	A2R-4-AL-C29-T+ ГР № 27428-04 Зав.№ 01119711		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
8	ВЛ-220 кВ №202	ТТ КТ 0,5 $K_{\text{ТТ}}=1000/5$	ТВ-220 ГР № 20644-05 Зав. № 750 (фаза А) Зав. № 725 (фаза В) Зав. № 752 (фаза С)	440000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{\text{ТН}}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-220 ГР № 26453-04 Зав.№ 18563 (фаза А) Зав.№ 24093 (фаза В) Зав.№ 23707 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{\text{СЧ}}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	A2R-4-AL-C29-T+ ГР № 27428-04 Зав.№ 01119726		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
9	ВЛ-220 кВ №203	ТТ КТ 0,5 $K_{\text{ТТ}}=1000/5$	ТВ-220 ГР № 20644-05 Зав. № 619 (фаза А) Зав. № 644 (фаза В) Зав. № 6672 (фаза С)	440000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{\text{ТН}}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-220 ГР № 26453-04 Зав.№1036119 (фаза А) Зав.№ 1036108 (фаза В) Зав. №1036118 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{\text{СЧ}}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	A2R-4-AL-C29-T+ ГР № 27428-04 Зав.№ 01119698		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
10	ВЛ-220 кВ №204	ТТ КТ 0,5 $K_{\text{ТТ}}=1000/5$	ТВ-220 ГР № 20644-05 Зав. № 731 (фаза А) Зав. № 864 (фаза В) Зав. № 899 (фаза С)	440000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{\text{ТН}}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-220 ГР № 26453-04 Зав.№ 18563 (фаза А) Зав.№ 24093 (фаза В) Зав.№ 23707 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{\text{СЧ}}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	A2R-4-AL-C29-T+ ГР № 27428-04 Зав.№ 01119702		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота

11	ВЛ-220 кВ №207	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТВ-220 ГР № 20644-05 Зав. № 22 (фаза А) Зав. № 24 (фаза В) Зав. № 25 (фаза С)	440000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-220 ГР № 26453-04 Зав.№ 23780 (фаза А) Зав.№ 23746 (фаза В) Зав.№ 23721 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	A2R-4-AL-C29-T+ ГР № 27428-04 Зав.№ 01119731		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
12	ВЛ-220 кВ №208	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТВ-220 ГР № 20644-05 Зав. № 2998 (фаза А) Зав. № 3003 (фаза В) Зав. № 3006 (фаза С)	440000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-220 ГР № 26453-04 Зав. № 1036111 (фаза А) Зав. № 1034024 (фаза В) Зав.№ 1036117 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	A2R-4-AL-C29-T+ ГР № 27428-04 Зав.№ 01119689		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
13	ВЛ-220 кВ «Правобереж- ная А»	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТВ-220 ГР № 20644-05 Зав. № 2508 (фаза А) Зав. № 1185 (фаза В) Зав. № 2510 (фаза С)	440000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-220 ГР № 26453-04 Зав.№1036119 (фаза А) Зав.№ 1036108 (фаза В) Зав. №1036118 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	A2R-4-AL-C29-T+ ГР № 27428-04 Зав.№ 01119703		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
14	ВЛ-220 кВ «Правобереж- ная Б»	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТВ-220 ГР № 20644-05 Зав. № 1179 (фаза А) Зав. № 2512 (фаза В) Зав. № 2509 (фаза С)	440000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-220 ГР № 26453-04 Зав. № 1036111 (фаза А) Зав. № 1034024 (фаза В) Зав.№ 1036117 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	A2R-4-AL-C29-T+ ГР № 27428-04 Зав.№ 01119717		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота

15	ОРУ-220 кВ ОВ-1	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТФЗМ-220Б ГР № 5218-76 Зав. № 8586 (фаза А) Зав. № 9133 (фаза В) Зав. № 8591 (фаза С)	31500	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-220 ГР № 26453-04 Зав. № 1036119 (фаза А) Зав. № 1036108 (фаза В) Зав. № 1036118 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	A2R-4AL-C29-T+ ГР № 27428-04 Зав. № 01119692		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
16	ОРУ-220 кВ ОВ-2	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТФЗМ-220Б ГР № 5218-76 Зав. № 9038 (фаза А) Зав. № 8968 (фаза В) Зав. № 8589 (фаза С)	31500	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-220 ГР № 26453-04 Зав. № 23780 (фаза А) Зав. № 23746 (фаза В) Зав. № 23721 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	A2R-4AL-C29-T+ ГР № 27428-04 Зав. № 01119721		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота

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 утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном «Росстандарт», ОАО «Иркутскэнерго» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

1. Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчики Альфа А2 (параметры надежности: T_0 не менее 120000 ч; t_0 не 2 ч);
АЛЬФА (параметры надежности: T_0 не менее 50000 ч; t_0 не 2 ч);
- УСПД RTU-325 (параметры надежности: T_0 не менее 40000 ч; t_0 не более 24 ч);
- сервер БД, коммутатор (параметры надежности K_L не менее 0,99; t_0 не более 1 ч);
- устройство синхронизации системного времени (K_L не менее 0,95; t_0 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 А2 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 70 дней;
- электросчетчики АЛФА 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 не менее 15 суток и электропотребление за месяц по каждому каналу – 18 месяцев, сохранение информации при отключении питания – не менее 5 лет (функция автоматизирована);
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - за весь срок эксплуатации системы (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 cosφ	±δ _{2%P} , [%]	±δ _{5%P} , [%]	±δ _{20%P} , [%]	±δ _{100%P} , [%]
	ТТ	ТН	Сч.		для диапазона W _{P2%≤W_{Ризм}<W_{P5%}}	для диапазона W _{P5%≤W_{Ризм}<W_{P20%}}	для диапазона W _{P20%≤W_{Ризм}< W_{P100%}}	для диапазона W _{P100%≤W_{Ризм}≤W_{P120%}}
1, 6	0,5S	0,5	0,5S	1	2,4	1,6	1,5	1,5
				0,8	3,2	2,0	1,8	1,8
				0,5	5,6	3,3	2,6	2,6
2 – 5	0,2	0,5	0,2S	1	не нормируют	1,8	1,1	0,9
				0,8	не нормируют	2,9	1,6	1,3
				0,5	не нормируют	5,4	2,9	2,2
7 – 16	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 <i>j</i> /sin <i>j</i>	±δ _{2%Q} , [%]	±δ _{5%Q} , [%]	±δ _{20%Q} , [%]	±δ _{100%Q} , [%]
	ТТ	ТН	Сч.		для диапазона W _{Q2%≤W_{Qизм}<W_{Q5%}}	для диапазона W _{Q5%≤W_{Qизм}<W_{Q20%}}	для диапазона W _{Q20%≤W_{Qизм}<W_{Q100%}}	для диапазона W _{Q100%≤W_{Qизм}≤W_{Q120%}}
1, 6	0,5S	0,5	1	0,8/0,6	5,9	4,1	3,6	3,6
				0,5/0,87	4,1	3,4	3,2	3,2
2 – 5	0,2	0,5	0,5	0,8/0,6	не нормируют	4,6	2,6	2,1
				0,5/0,87	не нормируют	2,9	1,9	1,7
7 – 16	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 $(20\pm 5)^\circ\text{C}$;

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°C, для счетчиков от минус 40 до +60 °C (+55°C – для счетчиков АЛЬФА), для УСПД от минус 25 до +60 °C;

4 В Табл. 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

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на Систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ново-Иркутской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго». Этап III. ТЭЦ-генерация.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ Ново-Иркутской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго». Этап III. ТЭЦ-генерация

№	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-220	ГР № 20644-05	КТ 0,5 (24 шт.)
1.1.2	ТФЗМ-220Б	ГР № 5218-76	КТ 0,5 (6 шт.)
1.1.3	ТШЛ-20-1-3 УХЛ2	ГР № 21255-08	КТ 0,5S (6 шт.)
1.1.4	ТШЛ-20Б	ГР № 4242-74	КТ 0,5 (12 шт.)
1.2	Измерительные трансформаторы напряжения		
1.2.1	НКФ-220	ГР № 26453-04	КТ 0,5 (12 шт.)
1.2.2	ЗНОМ-15-63	ГР № 1593-05	КТ 0,5 (15 шт.)
1.2.3	GSES 12D	ГР № 48526-11	КТ 0,5 (3 шт.)
1.3	Счетчики электроэнергии трехфазные многофункциональные		
1.3.1	A2R2-4-AL-C29-T+	ГР № 27428-09 ГОСТ Р 52323-2005	КТ 0,5S(A) по ГОСТ Р 52323-2005 1(R) по ГОСТ Р 52425-2005 (1 шт.)
1.3.2	A1R-4-OL-C29-T+	ГР № 14555-02 ГОСТ Р 52323-2005	КТ 0,2S(A) по ГОСТ Р 52323-2005 0,5(R) по ГОСТ Р 52425-2005 (5шт.)
1.3.3	A2R-4-AL-C29-T+	ГР № 14555-02 ГОСТ Р 52323-2005	КТ 0,5S(A) по ГОСТ Р 52323-2005 1(R) по ГОСТ Р 52425-2005 (10 шт.)
1.4	Комплекс аппаратно-программных средств		

№	Наименование	№ Госреестра СИ РФ	Класс точности СИ, количество, шт.
1.4.1	RTU-325-E1-512-M3-B4-G	ГР № 19495-03	сбор измерительной информации от счетчиков (1 шт.)
Вспомогательные технические компоненты			
2	Средства вычислительной техники и связи		
2.1	Сервер базы данных	-	1 шт.
2.2	Маршрутизатор Cisco	-	1 шт.
2.3	Модем Siemens TC35I		1 шт.
2.4	УССВ серии Метроника MC-225	-	1 шт.
2.5	Media конвертор	-	5 шт.
2.6	Источник бесперебойного питания (ИБП) UPS	-	2 шт.
2.7	Модули защиты линии от перенапряжений		2 шт.
3	Программные компоненты		
3.1	Системное (базовое) ПО, установленное на компьютере типа IBM PC	-	ОС «Microsoft Windows 2008 Server» ОС «Microsoft Windows XP Professional»
3.2	Прикладное ПО, установленное на компьютере типа IBM PC	-	СУБД «MS SQL Server 2008»; «MS Office 2010»
3.3	Специализированное ПО, установленное на компьютере типа IBM PC	ГР № 44595-10	ПО «АльфаЦЕНТР», модуль AC_LapTop – для ноутбука
3.4		-	КриптоПро CSP, CryptoEnergyPro, CryptoSendMail
3.5	Специализированное встроенное ПО УСПД	ГР № 19495-03	ПО RTU-325 SWV1.00, EMFPLUS, ALPHAPLUS_AEP
3.6	Специализированное встроенное ПО счетчиков электроэнергии	ГР № 27428-09 ГР № 14555-02	ПО «ALPHAPLUS W(P)», «ALPHAPLUS_AP»
Эксплуатационная документация			
4.1	Руководство пользователя АИИС КУЭ Ново-Иркутской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго»	-	1 экз.
4.2	Паспорт-формуляр АИИС КУЭ Ново-Иркутской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго»	-	1 экз.

№	Наименование	№ Госреестра СИ РФ	Класс точности СИ, количество, шт.
4.3	Технологическая инструкция АИИС КУЭ Ново-Иркутской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго»	-	1 экз.
4.4	Инструкция по формированию и ведению базы данных АИИС КУЭ Ново-Иркутской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго»	-	1 экз.
4.5	Руководство по эксплуатации АИИС КУЭ Ново-Иркутской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго»	-	1 экз.
4.6	Методика поверки АИИС КУЭ Ново-Иркутской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго»	-	1 экз.
4.7	Техническая документация на комплектующие изделия	-	1 комплект

Поверка

осуществляется по документу МП 005-2013 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ново-Иркутской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго». Этап III. ТЭЦ-генерация. Методика поверки», утвержденному Восточно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ» 25.10.2013 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217;
- средства поверки счетчиков электрической энергии в соответствии с документом: «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные АЛЬФА А2. Методика поверки (МП-2203-0160-2009)», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», в августе 2009 г.; «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.;
- переносной инженерный пульт – ноутбук с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы;
- Программный пакет АльфаЦЕНТР AC_SE, ПО «ALPHAPLUS W(P)», «ALPHAPLUS_AP» для конфигурации и опроса счетчиков Альфа А2 и АЛЬФА.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием АИИС КУЭ Ново-Иркутской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго». Этап III. ТЭЦ-генерация; разработанной ВСФ ФГУП «ВНИИФТРИ», 2013г. Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 6-01.00294-2013 от 25.09.2013 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ново-Иркутской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго»:

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

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

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

ГОСТ Р 51841-2001 Программируемые контроллеры. Общие технические требования и методы испытаний.

ГОСТ Р 52323-2005 Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ново-Иркутской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО «ИРМЕТ»

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

Для почтовых отправлений: 664075, г. Иркутск, а/я 3857.

Тел. (3952) 500-317; Тел/факс (3952) 225-303

Интернет адрес: <http://irmet.irkutsk.ru/>;

E-mail: irmet@es.irkutskenergo.ru

Испытатель

ФГУП «Всероссийский НИИ физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ») (Восточно-Сибирский филиал).

664056, г. Иркутск, ул. Бородина, 57,

тел/факс: (3952) 46-83-03, факс: (3952) 46-38-48

Интернет адрес: <http://www.vniiftri-irk.ru>;

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

Ф.В. Булыгин

М.п.

«___»_____

2014 г.