

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» - «Талдинский угольный разрез» с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» - «Талдинский угольный разрез» с Изменением № 1 (далее АИИС КУЭ) является обязательным дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» - «Талдинский угольный разрез», сертификат об утверждении типа RU.E.34.004.A № 35681 от 20.08.2009 г., регистрационный № 40949 - 09, и включает в себя описание измерительного канала, соответствующей точке измерений № 20.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» - «Талдинский угольный разрез» с Изменением № 1 предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, мощности на 30-минутных интервалах;
- периодический (1 раз в 30 минут, час, сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики Альфа А1800 класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для

активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ 26035-83 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325L, устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

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

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;
- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводной линии связи на третий уровень системы (сервер АИИС КУЭ).

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление значений электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, оформление справочных и отчетных документов,

Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется через измерительно-вычислительный комплекс учета электроэнергии ЗАО «Энергопромышленная компания» (регистрационный № 52065-12).

Передача информации в ИВК ЗАО «Энергопромышленная компания» осуществляется от сервера БД, через сеть интернет в виде сообщений электронной почты.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающий в себя устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе GPS-приемника, внутренние часы УСПД, счетчиков и сервера АИИС КУЭ. Время УСПД синхронизировано с временем УССВ, погрешность синхронизации не более ± 2 с, сличение производится один раз в час. Сличение времени сервера АИИС КУЭ с временем УСПД осуществляется один раз в сутки, и корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД ± 2 с. Сличение времени счетчиков А1800 со временем УСПД RTU-325L осуществляется один раз в сутки, корректировка времени счетчиков происходит при расхождении со временем УСПД ± 2 с. Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ИВК «АльфаЦЕНТР», а именно ПО «АльфаЦЕНТР», регистрационный № 44595-10. ПО «АльфаЦЕНТР» имеет архитектуру клиент-сервер и состоит из основных компонентов, указанных в таблице 1. ИВК «АльфаЦЕНТР» обеспечивает

защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – нет.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – высокий (в соответствии с Р 50.2.077-2014).

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Метрологически значимая часть ПО
Идентификационное наименование ПО	Ac_metrology
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.05.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав дополнительных измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер точки измерений по порядку	Наименование объекта и номер точки измерений по однолинейной схеме		Состав ИК				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
			ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
23	20	ПС «Восточная» 35/6 кВ 1 СШ 6 кВ, яч. №1	ТПЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06-6 6000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	A1805RAL -P4GB- DW-3 Кл.т. 0,5S/1,0	RTU 325L/Hewlett Packard ProLiant DL 360G5	Активная, Реактивная	± 1,1 ± 2,7	± 3,3 ± 5,7

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия:
 - параметры сети: напряжение: от $\sqrt{0,98} U_{ном}$ до $1,02 \sqrt{U_{ном}}$; ток: от $1,0 \sqrt{I_{ном}}$ до $1,2 \sqrt{I_{ном}}$, $\cos \varphi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$.
4. Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение: от $0,9 U_{ном}$ до $1,1 U_{ном}$; ток: от $0,05 \sqrt{I_{ном}}$ до $1,2 \sqrt{I_{ном}}$;

· допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70 °С, для счетчиков от минус 20 до плюс 55 °С; для УСПД от минус 10 до плюс 50 °С; и сервера от плюс 15 до плюс 35 °С;

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $I=0,05 I_{ном} \cos \varphi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 35 °С;

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как его неотъемлемая часть.

7. В составе измерительных каналов, перечисленных в таблице 2, применяются измерительные компоненты утвержденных типов.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик - среднее время наработки на отказ не менее 120000 ч, среднее время восстановления работоспособности не более 2 ч;;
- УСПД RTU-325L- среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 80000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации—участники оптового рынка электроэнергии организацию 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;
выключение и включение УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
электросчётчика;
испытательной коробки;
УСПД;
сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
электросчетчика,
УСПД,
сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- один раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - 30-минутные приращения активной и реактивной электроэнергии каждого массива профиля составляет при отсутствии питания - 30 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» - «Талдинский угольный разрез» с Изменением № 1.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» - «Талдинский угольный разрез» с Изменением № 1 указана в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество, шт.
Трансформатор тока ТПЛ-10	2
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-6	3
Счетчики электроэнергии Альфа А1800	1
УСПД RTU 325L	1
Сервер Hewlett Packard ProLiant DL 360G5	1
персональный компьютер HP dx 7300	1
Источник бесперебойного питания SUA1500RMi2U	1
Программное обеспечение Альфа Центр SE	1
Программное обеспечение Альфа Центр Laptop	1

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений, а также методика поверки «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» - «Талдинский угольный разрез» с Изменением № 1. Измерительные каналы. Методика поверки».

Поверка

осуществляется по документу МП 40949-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» - «Талдинский угольный разрез» с Изменением № 1. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 05 декабря 2014 г.

Средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- счетчик Альфа А1800 – по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП» утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2011г. и документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДЯИМ.411152.018 МП» утвержденному в 2012г.;
- УСПД RTU-325L – по методике поверки «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки»;
- радиочасы МИР РЧ-01 регистрационный № 27008-04.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» - «Талдинский угольный разрез» № ЭПК110/06-1.005.ФО.2, выпущенному взамен паспорту-формуляру ЭПК110/06-1.006.ФО.1.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» - «Талдинский угольный разрез» с Изменением № 1

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ 34.601-90	«Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
ГОСТ 22261-94	Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
ГОСТ Р 8.596-2002	ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- осуществление торговли.

Изготовитель

ЗАО «Энергопромышленная компания»
тел./факс (343) 251-19-96,
адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, 96-В

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46

Тел./факс: (495) 437 55 77 / 437 56 66;

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

«_____» _____ 2015 г.