

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Челябинский цинковый завод» с Изменениями №№ 1, 2

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Челябинский цинковый завод» с Изменениями №№ 1, 2 (далее – АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Челябинский цинковый завод» с Изменением №1, Свидетельство об утверждении типа RU.E.34.005.A № 51694, регистрационный № 31259-13, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 3.1, 3.2.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ 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:

Первый уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики Альфа А1802 класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 для

активной электроэнергии и 0,5 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2.

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

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

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают в счетчик 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 линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по линиям связи на третий уровень системы (сервер БД).

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей 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), включающей в себя приемник сигналов спутникового времени, таймеры УСПД, сервера БД и счетчиков. Время УССВ синхронизировано со временем УСПД, коррекция времени УСПД происходит 1 раз в час, допустимое рассогласование УСПД от времени УССВ ± 2 с. Сличение времени сервера БД с временем УСПД, осуществляется при каждом сеансе связи и корректировка времени сервера БД осуществляется при расхождении с временем УСПД ± 2 с. Сличение времени счетчиков со временем УСПД происходит 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.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Наименование объекта и номер точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
3.1 ПС 110/10 кВ «Цинковая 110» (ГПП-1), РУ-10 кВ 3 СШ, яч.16 фид. «НТС-1»	ТЛО-10 300/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛПМ-10 10000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	A1802RL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	ML 110G6, ПО АльфаЦЕНТР	Активная,	± 1,0	± 2,7
3.2 ПС 110/10 кВ «Цинковая 110» (ГПП-1), РУ-10 кВ 4 СШ яч.24 фид. «НТС-2»	ТЛО-10 300/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛП-10 10000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	A1802RL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU 325 / HP Proliant 110G6, ПО АльфаЦЕНТР	Реактивная	± 2,6	± 4,2

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 0,98 $U_{НОМ}$ до 1,02 $U_{НОМ}$; ток от 1,0 $I_{НОМ}$ до 1,2 $I_{НОМ}$, $\cos \varphi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение от $0,9 U_{НОМ}$ до $1,1 U_{НОМ}$; ток от $0,02 I_{НОМ}$ до $1,2 \cdot I_{НОМ}$, $\cos j$ от 0,5 инд. до 0,8 емк.;

- допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70 °С, для счетчиков от минус 40 до плюс 60 °С, для УСПД от минус 10 до плюс 60 °С, для сервера от плюс 15 до плюс 35 °С;

5. Погрешность в рабочих условиях указана $0,02 I_{НОМ}$, $\cos j = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30 °С;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии Альфа А1802 по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, УСПД на измерительные компоненты с аналогичными метрологическими характеристиками, типы которых утверждены. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа ОАО «Челябинский цинковый завод» с Изменениями №№ 1, 2 как его неотъемлемая часть.

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

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчики Альфа А1800 - среднее время наработки на отказ не менее $T=120000$ ч, счетчики Альфа А1800 относятся к невозстанавливаемым на месте эксплуатации изделиям, время восстановления учета электроэнергии зависит от наличия резервного счетчика на складе и времени его подключения. При наличии резервного счетчика время, необходимое на замену элемента (демонтаж, монтаж, параметризация) – 24 ч;

- УСПД RTU-325 параметры надежности: среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ ч;

- УССВ-35HVS среднее время наработки на отказ не менее $T = 50000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_v = 2$ 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:

- электросчетчики Альфа А1800 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 30 лет;
- УСПД - суточные приращения активной и реактивной электроэнергии по каждой точке измерений не менее 60 суток; хранение информации при отключении питания не менее 3 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 АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы АИИС КУЭ указана в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

№	Наименование (тип)	Кол-во (шт.)
1	Измерительный трансформатор тока ТЛО-10	6
2	Измерительный трансформатор напряжения ЗНОЛПМ-10	3
3	Измерительный трансформатор напряжения ЗНОЛП-10	3
4	Счетчик активной и реактивной электрической энергии А1802RL-P4G-DW-4	2
5	Низковольтное комплектное устройство (шкаф RTU в составе: RTU-325, 2 модема ZyXEL U336E+, источник бесперебойного питания, ethernet switch)	1
6	Низковольтное комплектное устройство (шкаф модемный в составе модем ZyXEL U336E+, преобразователь интерфейса ADAM 4520)	1

Продолжение таблицы 3

№	Наименование (тип)	Кол-во (шт.)
7	Устройство синхронизации системного времени	1
8	Персональный компьютер HP Proliant ML 110G6	1
9	Принтер HP LaserJet 1300	1
10	Источник бесперебойного питания SmartUPS-700	1
11	Модем ZyXEL U336E+	1
12	Программное обеспечение Альфа Центр SE 5	1
13	Программное обеспечение Альфа Центр Time	1
14	Программное обеспечение Альфа Центр Laptop	1
15	Программное обеспечение AlphaPlusR-AE	1
16	Оптический преобразователь	1
17	Инженерный пульт (ноутбук)	1

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений, а также методика поверки ЭПК1100/14-1.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Челябинский цинковый завод» с Изменениями №№ 1, 2. Измерительные каналы. Методика поверки».

Поверка

осуществляется по документу ЭПК1100/14-1.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Челябинский цинковый завод» с Изменениями №№ 1, 2. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в декабре 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 8.216-2011;
- счетчики Альфа А1800 – по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки». ДЯИМ.411152.018, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- УСПД RTU 325 – по документу методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.
- радиочасы МИР РЧ-01 регистрационный № 27008-04 в соответствие с разделом 8 «Методика поверки» руководства по эксплуатации М01.063.00.000 РЭ, согласованным ФГУП «ВНИИФТРИ» 19.03.04 г.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ № ЭПК1100/14 - 1.ФО.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении 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

С.С. Голубев

М.п.

«_____» _____ 2015 г.