

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ООО «Пивоваренная компания «Балтика» - «Балтика-Челябинск»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ООО «Пивоваренная компания «Балтика» - «Балтика-Челябинск» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, а также автоматического сбора, накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации, формирования отчетных документов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений активной и реактивной электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 минут);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованиям повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача организациям-участникам оптового рынка электроэнергии 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;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы обеспечения единого времени (СОЕВ) в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы точек измерений электроэнергии (ИИК ТИ), предназначенные для измерения и учета электрической энергии и мощности и построенные на базе следующих средств измерений, внесенных в Государственный реестр средств измерений и указанных в таблице 2:

- измерительных трансформаторов тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001;
- измерительных трансформаторов напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001;
- счетчиков электроэнергии многофункциональных ЕвроАЛЬФА, номер по Госреестру 16666-97.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), в состав которого входят:

- устройство сбора и передачи данных (далее - УСПД) RTU 325, номер по Госреестру 19495-03, с подключенным устройством синхронизации системного времени (далее УССВ);

- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который состоит из:

- компьютера в серверном исполнении (сервер баз данных) с подключенным к нему GSM-терминалом;

- технических средств для организации локальной вычислительной сети, разграничения прав доступа к информации, приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

- программного обеспечения (ПО) АльфаЦентр.

Первый уровень АИИС КУЭ обеспечивает автоматическое проведение измерений в точках измерений. Измерительные трансформаторы тока и напряжения АИИС КУЭ преобразуют входные токи и напряжения в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы соответствующего электронного счетчика электрической энергии. Счетчик электрической энергии с заданной периодичностью измеряет входные значения токов и напряжений и использует полученные значения для расчета средней за период активной и полной мощности. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Полученные результаты интегрируются на получасовых интервалах и сохраняются во внутреннем формате в памяти счетчика с привязкой к текущему времени (профили нагрузки).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на вход УСПД, которое выполняет следующие функции:

- автоматический сбор измерительной и диагностической информации со счетчиков;
- преобразование и хранение собранной информации с учетом значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения по каждому ИИК ТИ;

- контроль достоверности измерительной информации;

- ведение журнала событий УСПД;

- коррекция показаний часов сервера баз данных и счетчиков электрической энергии;

- предоставление накопленной информации серверу баз данных.

Среднюю активную/реактивную электрическую мощность и приращение активной/реактивной электрической энергии на интервале времени усреднения 30 минут для каждого ИИК ТИ вычисляют на уровне ИВКЭ путем умножения данных профиля нагрузки счетчика этого ИИК ТИ за рассматриваемый получасовой интервал на соответствующие коэффициенты.

Второй уровень АИИС КУЭ обеспечивает:

- диагностику работы технических средств;

- хранение данных о состоянии средств измерений;

- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;

- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных.

Третий уровень АИИС КУЭ обеспечивает:

- автоматический сбор, обработку, включая умножение первичных данных на коэффициенты трансформации, накопление, хранение и отображение результатов измерений;

- автоматическую диагностику состояния средств измерений;

- контроль достоверности результатов измерений;

- замещение отсутствующей измерительной информации;

- формирование архива измеренных величин;
- формирование архива технической и диагностической информации;
- доступ к коммерческой информации;
- доступ к технологической и диагностической информации;
- формирование сальдо по электропотреблению;
- контроль за состоянием программно-технических средств АИИС КУЭ;
- подготовка отчета в XML-формате для передачи требуемых данных в НП «АТС» по электронной почте;
- заверение подготовленного отчета электронно-цифровой подписью и отправка его в организации–участники оптового рынка электроэнергии через сеть интернет по электронной почте.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, которая обеспечивает автоматическое измерение времени и ведение календаря с помощью внутренних часов счетчиков, УСПД и сервера баз данных системы.

Синхронизация показаний часов УСПД осуществляется с использованием эталонных сигналов частоты и времени, принимаемых УССВ, подключенного к УСПД и выполненного на основе GPS-приемника глобальной спутниковой системы навигации типа GPS-16 HVS. Синхронизация осуществляется ежесекундно, допустимое отклонение показаний часов УСПД от действительного времени ± 1 с.

УСПД осуществляет коррекцию показаний часов сервера баз данных и счетчиков электрической энергии. Сличение показаний часов сервера баз данных и УСПД осуществляется каждые 5 минут, при расхождении ± 2 с происходит корректировка показаний часов сервера баз данных.

Сличение показаний часов счетчиков электрической энергии и УСПД осуществляется каждые 10 мин, при расхождении ± 3 с происходит корректировка показаний часов счетчика, но не чаще, чем один раз в сутки.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и УСПД АИИС КУЭ отражают время коррекции (дата, часы, минуты) показаний часов указанных устройств и расхождение в секундах показаний часов корректируемого и корректирующего устройства в момент времени, непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

Программное обеспечение АИИС КУЭ включает в себя стандартное и специализированное программное обеспечение, функционирующее на ИВК АИИС КУЭ:

- стандартное ПО : MS Windows 2008 Server, СУБД Oracle;
- ПО АльфаЦентр, включающее метрологически значимую часть: Amrserver.exe, Amrc.exe, Amra.exe, Cdbora2.dll, encryptdll.dll, alphamess.dll.

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения АИИС КУЭ указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения АИИС КУЭ

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
---	---	---	---

Amrserver.exe	4.4.0.0	3510D286D6DD7BDF92805684838E5CD0	MD5
Amrc.exe	4.4.1.0	30624DFC9CD507BD84B7DBCB4B35B6FD	
Amra.exe	4.3.0.0	8D78B3C96570C6E158DCD469CB386B63	
Cdbora2.dll	4.4.0.0	74A1B7D02B751D46BA9EDD9FCA629DCD	
encryptdll.dll	2.0.0.0	0939CE05295FBCBBBA400EEAE8D0572C	

Уровень защиты ПО средства измерений от непреднамеренных и преднамеренных изменений – С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Количество ИИК ТИ АИИС КУЭ – 4.

Количество измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ – 8.

Перечень ИК АИИС КУЭ с указанием непосредственно наименования объекта, наименования присоединения, измеряемой величины, типов и классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии, входящих в состав ИИК ТИ, номеров регистрации средств измерений в Государственном реестре средств измерений (ГР) представлен в таблице 2.

Таблица 2-Перечень ИК АИИС КУЭ

№ ИИК ТИ	№ ИК	Наименование объекта (электростанция, подстанция), наименование присоединения	Вид электро-энергии	Типы средств измерений, входящих в состав ИИК ТИ; номинальный первичный и вторичный ток/напряжение для трансформатора тока/напряжения (в виде дроби); класс точности; № Государственного реестра			Метрологические характеристики ИК				
							d ₁ , %	d ₂ , %	d ₃ , %	d _{ОСН} , %	d _{РАБ} , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	РУ-10 кВ; Ввод № 1, яч. № 3 (ф.11 от ПС Южная 110/10/6 кВ)	Активная прием	ЕвроАЛЬФА; 0,5S/1,0; Госреестр № 16666-97	ARM3/N2F; 600/5; 0,5S; Госреестр № 18842-09	VRQ2n/S2; 10000:√3/100:√3; 0,5; Госреестр № 23215-06	±0,01	±0,01	±0,01	±1,2	±3,0
	2		Реактивная прием				±0,01	±0,01	±0,01	±2,8	±4,9
2	3	РУ-10 кВ; Ввод № 2, яч. № 9 (ф.21 от ПС Южная 110/10/6 кВ)	Активная прием	ЕвроАЛЬФА; 0,5S/1,0; Госреестр № 16666-97	ARM3/N2F; 600/5; 0,5S; Госреестр № 18842-09	VRQ2n/S2; 10000:√3/100:√3; 0,5; Госреестр № 23215-06	±0,01	±0,01	±0,01	±1,2	±3,0
	4		Реактивная прием				±0,01	±0,01	±0,01	±2,8	±4,9
3	5	РУ-6 кВ; Ввод № 1, яч. № 7 (ф.3 от ПС АМЗ 35/6 кВ)	Активная прием	ЕвроАЛЬФА; 0,5S/1,0; Госреестр № 16666-97	ARM3/N2F; 400/5; 0,5S; Госреестр № 18842-09	VRQ2n/S2; 6000:√3/100:√3; 0,5; Госреестр № 23215-06	±0,01	±0,01	±0,01	±1,2	±3,0
	6		Реактивная прием				±0,01	±0,01	±0,01	±2,8	±4,9
4	7	РУ-6 кВ; Ввод № 2, яч. № 3 (ф.13 от ПС АМЗ 35/6 кВ)	Активная прием	ЕвроАЛЬФА; 0,5S/1,0; Госреестр № 16666-97	ARM3/N2F; 400/5; 0,5S; Госреестр № 18842-09	VRQ2n/S2; 6000:√3/100:√3; 0,5; Госреестр № 23215-06	±0,01	±0,01	±0,01	±1,2	±3,0
	8		Реактивная прием				±0,01	±0,01	±0,01	±2,8	±4,9

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовая).

Здесь d_1 - пределы допускаемой относительной погрешности передачи и обработки данных;

d_2 - пределы допускаемой относительной погрешности вычисления приращения электрической энергии;

d_3 - пределы допускаемой относительной погрешности вычисления средней мощности;

$d_{\text{осн}}$ - основная относительная погрешность измерения электрической энергии и средней мощности;

$d_{\text{РАБ}}$ - относительная погрешность измерения электрической энергии и средней мощности в рабочих условиях;

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны доверительные границы относительной погрешности измерения электрической энергии и средней мощности, %, при доверительной вероятности 0,95;

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом программного обеспечения;

4 Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) $U_{\text{ном}}$; ток (1-1,2) $I_{\text{ном}}$; $\cos \varphi = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды – от плюс 15 до 25 °С;

5 Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{\text{ном}}$; ток (0,05-1,2) $I_{\text{ном}}$; $\cos \varphi$ не менее 0,8 инд.;

- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока от минус 45 до плюс 50 °С, для измерительных трансформаторов напряжения от минус 45 до плюс 50 °С, для счетчиков электрической энергии от минус 40 до плюс 70 °С;

6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $I=0,05 \cdot I_{\text{ном}}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчика в точках измерений от плюс 10 до плюс 30 °С;

7 Представленные значения основной погрешности и погрешности в рабочих условиях получены расчетным путем согласно соотношениям, приведенным в методике поверки МП 33-264-2014;

8 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных выше. Замена оформляется в соответствии с МИ 2999-2011 актом в установленном на филиале ООО «Пивоваренная компания «Балтика» - «Балтика-Челябинск» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемого отклонения показаний часов любого компонента системы от действительного времени в национальной шкале времени UTC(SU)* при работающей системе коррекции времени ± 5 с.

Температура окружающей среды для УСПД и сервера баз данных от 15 до 35 °С.

Электропитание оборудования АИИС КУЭ осуществляется от стандартной сети переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 220 В.

Напряжение электропитания сервера баз данных, каналобразующей аппаратуры из состава ИВКЭ и ИВК – согласно эксплуатационной документации.

* UTC(SU) – национальная шкала координированного времени Российской Федерации (см. .1.15 ГОСТ 8.567-99).

Мощность, потребляемая отдельным компонентом АИИС КУЭ – согласно эксплуатационной документации.

Показатели надежности компонентов АИИС КУЭ:

- средняя наработка на отказ счетчиков ЕвроАЛЬФА– 50 000 ч;
- срок службы счетчиков ЕвроАЛЬФА не менее 30 лет;
- средняя наработка на отказ УСПД типа RTU-325– 40 000 ч;
- срок службы УСПД типа RTU-325 не менее 30 лет.

Надежность системных решений:

- резервирование питания оборудования ИВК с помощью источника бесперебойного питания и АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и опломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
- аппаратная защита программного обеспечения сервера баз данных с помощью аппаратного ключа;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки не менее 140 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений до 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист Формуляра системы 042.06-ФО.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется Формуляром системы 042.06-ФО. В комплект входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений, а также методика поверки МП 33-264-2014.

Поверка

осуществляется по документу МП 33-264-2014 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ООО «Пивоваренная компания «Балтика» - «Балтика-Челябинск». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «УНИИМ» 14 июля 2014 г.

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

- приемник навигационный МНП-МЗ, Государственный реестр № 38133-08, пределы допускаемой инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) формирования метки времени, выдаваемой потребителям, по отношению к шкале времени UTC(SU) ± 100 нс;
- секундомер СОСпр, Государственный реестр № 11519-01 диапазоны (0-60) с, (0-60) мин, класс точности 2, ТУ 25-1894.003-90;
- средства поверки измерительных компонентов АИИС КУЭ в соответствии методиками поверки этих компонентов, представленными в документах:
 - ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
 - ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
 - «Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа Евро-АЛЬФА (ЕА). Методика поверки», утверждена «ВНИИМ» им. Д.И. Менделеева в феврале 1998 г.;
 - «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2003 г.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений представлена в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ООО «Пивоваренная компания «Балтика» - «Балтика-Челябинск». Инструкция по эксплуатации КТС 042.06-ИЭ.02.2».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала ООО «Пивоваренная компания «Балтика» - «Балтика-Челябинск»

1 ГОСТ Р 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

Филиал ООО «Пивоваренная компания «Балтика» - «Балтика-Челябинск».

Юридический адрес: Россия, 454087, г. Челябинск, ул. Рылеева, д. 16.

Почтовый адрес: Россия, 454087, г. Челябинск, ул. Рылеева, д. 16.

Тел.: +7 (351) 239-16-00.

Факс: +7 (351) 262-51-15.

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное государственное унитарное предприятие «Уральский научно-исследовательский институт метрологии» (ГЦИ СИ ФГУП «УНИИМ») 620000, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 4.

Тел.: 8 (343) 350-26-18.

Факс: 8 (343) 350-20-39.

e-mail: uniim@uniim.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «УНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30005-11 от 03.08.2011 г.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«___» _____ 2014 г.