

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Челябинское управление энерго-трейдинга» ПС 110/6 кВ «Никелевая»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Челябинское управление энерго-трейдинга» ПС 110/6 кВ «Никелевая» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка 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 и 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии класса точности 0,5S и 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии и 0,5 и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии, указанных в таблице 2 (5 точек измерений);

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе контроллера многофункционального ARIS MT700, каналобразующую аппаратуру и технические средства обеспечения электропитания;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) «Энергосфера», коммуникационное оборудование, технические средства

приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура) и технические средства обеспечения электропитания.

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 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 вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД, через сеть интернет в виде сообщений электронной почты.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ уровней ИИК и ИВКЭ организована на базе приёмника точного времени ГЛОНАСС/GPS, встроенного в УСПД. Устройство синхронизации времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Время УСПД синхронизировано с временем приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более ± 1 мс. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с. СОЕВ уровня ИВК организована на базе устройства синхронизации времени типа УСВ-2, которое производит измерение времени и даты по сигналам спутников глобальной системы позиционирования (ГЛОНАСС/GPS). Погрешность часов УСВ-2 не более ± 10 мкс. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ, используется комплекс программно-технический измерительный (ПТК) «ЭКОМ», Госреестр № 19542-05, представляющий собой совокупность технических устройств (аппаратной части ПТК) и программного комплекса (ПК) «Энергосфера» в состав которого входит специализированное ПО, идентификационные данные которого указаны в таблице 1. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных, передаваемых из УСПД ИВКЭ в ИВК по интерфейсу Ethernet, является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – высокий (в соответствии с Р 50.2.077-2014). Оценка влияния ПО на метрологические характеристики

СИ – нет.

Таблица 1– Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
	«ПК Энергосфера»
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

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, %
1	ГПП-110/6 кВ «Никелевая», Ввод 6кВ Т-1	ГЛШ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	ARIS MT700 /HP Proliant DL320e Gen8	Активная, Реактивная	± 1,1 ± 3,2	± 2,7 ± 5,5
2	ГПП-110/6 кВ «Никелевая», Ввод 6кВ Т-2	ГЛШ-10 2000/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0				
3	ГПП-110/6 кВ «Никелевая», ТСН-1	ТПЛ-10 15/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0				
4	ГПП-110/6 кВ «Никелевая», ТСН-2	ТПЛ-10 15/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, Реактивная	± 1,0 ± 2,9	± 2,6 ± 4,6
5	ГПП-110/6 кВ «Никелевая», ф. 6кВ «Подгорничный»	ТПЛ-10 150/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5				

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 Ином, $\cos j = 0,9$ 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 0,05 $I_{ном}$ до 1,2 $I_{ном}$;

- 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 20 до плюс 50 °С; для сервера от 15 до 35 °С;

5) погрешность в рабочих условиях указана для тока 0,05 $I_{ном}$, $\cos j = 0,8$ инд; температура окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30 °С;

б) допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1. 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 СЭТ-4ТМ.03М среднее время наработки на отказ $T=165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности (t_v) не более 2 ч;

- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05МК.00 среднее время наработки на отказ не менее 165000 часов, среднее время восстановления работоспособности не более 2 часов;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее $T = 88000$ ч, среднее время восстановления работоспособности (t_v) не более 2ч;

- сервер коэффициент готовности – 0,999, среднее время восстановления работоспособности не более $t_v = 1$ ч, среднее время наработки на отказ не менее $T = 160165$ ч.

Надежность системных решений:

- 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:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

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 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 10 лет;
 - УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу и электропотребления (выработки) за месяц по каждому каналу и по группам измерительных каналов не менее 60 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 10 лет;
 - сервер БД – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ указана в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество, шт.
Трансформатор тока ТЛШ-10	6
Трансформатор тока ТПЛ-10	9
Трансформатор напряжения НТМИ-6-66	5
Счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчик электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК.00	3
УСПД ARIS MT700	1
Сервер HP Proliant DL320e Gen8	1
Программное обеспечение ПК «Энергосфера»	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) ООО «Челябинское управление энерготрейдинга» ПС 110/6 кВ «Никелевая». Измерительные каналы. Методика поверки».

Поверка

осуществляется по документу МП 61427-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Челябинское управление энерготрейдинга» ПС 110/6 кВ «Никелевая». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июне 2015г.

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;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;

- счетчик ПСЧ-4ТМ.05МК –по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в марте 2011г.;;
- контроллеры многофункциональные ARIS МТ700 – по документу ПБКМ.424359.003 МП «Контроллеры многофункциональные ARIS МТ700. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2012г;
- радиочасы МИР РЧ-01 регистрационный № 27008-04.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в формуляре 55181848.422222.240.1 ФО на систему автоматизированную информационно–измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Челябинское управление энерготрейдинга» ПС 110/6 кВ «Никелевая».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Челябинское управление энерготрейдинга» ПС 110/6 кВ «Никелевая»

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.

Изготовитель

ООО «Прософт-Системы»
620062 г. Екатеринбург, пр. Ленина д. 95, кв.16,
ИНН 6660149600,
Телефон: (343) 356-51-11, Факс: (343) 310-01-06,
Электронная почта: info@prosoftsystems.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, д.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.