

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ППГХО»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ППГХО» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (далее - ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее - счетчики) по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер опроса и сервер баз данных MS SQL (далее - сервер БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее - АРМ) и программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО СО «ЕЭС».

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

На первом уровне АИИС КУЭ первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи 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.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 минут.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы преобразователя интерфейсов RS485/Ethernet, далее по каналу связи Ethernet корпоративной сети поступает на сервер опроса АИИС КУЭ, передающему данные на хранение в сервер БД. Сервер опроса и сервер БД, расположенные в серверной ПАО «ППГХО», входят в состав ИВК, выполняют обработку измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты.

В качестве эталонного источника системного времени АИИС КУЭ используется тайм-сервер (сервер времени) ФГУП «ВНИИФТРИ» первого уровня Stratum 1, обеспечивающий передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Тайм-сервер (ntp1.vniiftri.ru ntp2.vniiftri.ru) работает от сигналов рабочей шкалы Государственного эталона времени и частоты (ГСВЧ) Российской Федерации (РФ). В соответствии с международным документом RFC-1305 передача точного времени через глобальную сеть Интернет осуществляется с использованием протокола NTP версии 3.0. Часы тайм-серверов согласованы с UTC (универсальное координированное время в данном часовом поясе) с погрешностью, не превышающей 10 мкс.

Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC(SU) не превышает 10 мс. Сличение часов NTP-сервера осуществляется с часами серверов опроса и БД АИИС КУЭ. Контроль показаний часов серверов осуществляется по запросу каждые 30 минут, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, отражается в его журнале событий.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке, отражается в журнале событий сервера БД.

АИИС КУЭ имеет возможность взаимодействовать с системами автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности:

1. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске (Рег. № 68165-17) осуществляет взаимодействие с АИИС КУЭ посредством информационного обмена по электронной почте. Данные, полученные в xml формате от сервера системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске, импортируются в сервер БД.

Диспетчерское наименование присоединений, входящих в файл xml, формируемый системой автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске (Рег. № 68165-17), передаваемый в АИИС КУЭ:

- Краснокаменская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, 1 сек 2 сш 110 кВ, ВЛ-110-102;
- Краснокаменская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, 1 сек 1 сш 110 кВ, ВЛ-110-101;
- Краснокаменская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, 1 сек 1 сш 110 кВ, ВЛ-110-27;
- Краснокаменская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, 1 сек 2 сш 110 кВ, ВЛ-110-26;
- Краснокаменская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, 1 сек 1 сш 110 кВ, ВЛ-110-107;
- Краснокаменская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, 1 сек 2 сш 110 кВ, ВЛ-110-109;
- Краснокаменская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, 2 сек 1 сш 110 кВ, ВЛ-110-115;
- Краснокаменская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, 2 сек 2 сш 110 кВ, ВЛ-110-116;
- Краснокаменская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, 2 сек 2 сш 110 кВ, ВЛ-110-118;
- Краснокаменская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, 2 сек 1 сш 110 кВ, ВЛ-110-120;
- Краснокаменская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ОВ-1 110 кВ (ОМВ);
- Краснокаменская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ОВ-2 110 кВ (ШОВ).

2. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ №14) АО «Читаэнерго» (Рег. № 33013-06) осуществляет взаимодействие с АИИС КУЭ посредством информационного обмена по электронной почте. Данные полученные в xml формате от сервера системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ №14) АО «Читаэнерго», импортируются в сервер БД.

Диспетчерское наименование присоединений, входящих в файл xml, формируемый системой автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ №14) АО «Читаэнерго» (Рег. № 33013-06), передаваемый в АИИС КУЭ:

- ВЛ-110-26;
- ВЛ-110-27.

Передача информации от АИИС КУЭ в ПАК АО «АТС» с электронно-цифровой подписью субъекта ОРЭМ, а также в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» версии 3.0, обеспечивающее защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологические значимые модули приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования модулей ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1.13	ПС «Уртуй» 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. 2, ввод 6 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ-10-21 Кл. т. 0,5S 800/5	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная	±1,1	±3,0
					реактивная	±2,7	±4,8
1.14	ПС «Уртуй» 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. 17, ввод 6 кВ Т-2	ТОЛ-СЭЩ-10-21 Кл. т. 0,5S 800/5	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная	±1,1	±3,0
					реактивная	±2,7	±4,8
1.15	ПС «Уртуй» 110/6 кВ, ПСН-0,23 кВ, ввод 0,23 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 100/5	-	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная	±0,8	±2,9
					реактивная	±2,2	±4,6
2.1	ПС-ЦРП 220/110/10 кВ, ввод 220 кВ АТ-1 от ВЛ 220 кВ Шерловогорская - ЦРП ППГХО (ВЛ-237)	ТВГ-220 Кл. т. 0,2 600/5	НКФ-220-58У1 Кл. т. 0,5 220000/√3/100/√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная	±0,8	±1,6
					реактивная	±1,8	±2,7
2.2	ПС-ЦРП 220/110/10 кВ, ввод 220 кВ АТ-2 от ВЛ 220 кВ Шерловогорская - ЦРП ППГХО (ВЛ-237)	ТВГ-220 Кл. т. 0,2 600/5	НКФ-220-58У1 Кл. т. 0,5 220000/√3/100/√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная	±0,8	±1,6
					реактивная	±1,8	±2,7

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1.13, 1.14, 1.15, 2.1, 2.2 от 0 до плюс 40 °С.

4. 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 собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	5
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для счетчика СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-08) - для счетчика СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-12) - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 165000 2 70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	114
- при отключении питания, лет, не менее	40
Сервер БД:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера БД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера БД.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 минут (функция автоматизирована);
- сбора 30 минут (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ППГХО» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-21	32139-06	4
Трансформатор тока	ТОП-0,66 У3	15174-06	3
Трансформатор тока	ТВГ-220	39246-08	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	20186-05	2
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58У1	1382-60	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	-	1
Методика поверки	МП 206.1-142-2017	-	1
Паспорт-Формуляр	77148049.422222.131 ПС	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-142-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ППГХО». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 31 июля 2017 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» декабря 2007 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1%;
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих - кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ППГХО», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ППГХО»

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

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «ППГХО» (ПАО «ППГХО»)

ИНН 7530000048

Адрес: 674673, Забайкальский край, г. Краснокаменск, Управление ПАО «ППГХО»

Телефон: +7 (30245) 2-53-05/

Факс: +7 (30245) 4-69-11

E-mail: info@ppgho.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Стройэнергетика»
(ООО «Стройэнергетика»)

Адрес: 129337, г. Москва, ул. Красная Сосна, д. 20, стр. 1, комн. 4

Телефон: +7 (926) 786-90-40

E-mail: Stroyenergetika@gmail.com

Испытательный центр

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

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: 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.

« ____ » _____ 2017 г.