

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УПП-9

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УПП-9 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени технологическими объектами ОАО «Газпром» ООО «Газпром добыча Уренгой», автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе RTU-327, устройство синхронизации системного времени (УССВ) и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД), устройство синхронизации системного времени (УССВ), АРМы и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦентр».

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. Измерительная информация на выходе счетчиков без учета коэффициентов трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

- средняя на интервале 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает в преобразователь интерфейсов RS-485/Ethernet, и далее посредством модема SHDSL на УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и передача полученных данных спутниковому каналу связи на сервер ООО «Газпром энерго», а также отображение информации на подключенных к УСПД автоматических рабочих местах.

В случае сбоя работы основного канала связи сервер ООО «Газпром энерго» производит опрос УСПД по резервным ТЧ и GSM каналам.

На верхнем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, её формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в ПАК АО «АТС», в АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется с сервера 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, с возможностью использования электронно-цифровой подписи через автоматизированные рабочие места АО «Межрегионэнергосбыт» и ООО «Газпром энерго».

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя УССВ на основе ГЛОНАСС/GPS-приемника точного времени, часы сервера БД, УСПД и счетчиков. Время сервера БД ИВК синхронизировано со временем приемника, сличение 1 раз в 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов приемника и сервера БД на ± 1 с. Время УСПД синхронизировано со временем приемника, сличение 1 раз в 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов приемника и УСПД на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов УСПД осуществляется во время сеанса связи, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов УСПД ± 1 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД, сервера БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦентр». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблицах 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦентр»

| Идентификационные данные (признаки) | Значение |
|---|----------------------------------|
| Идентификационное наименование ПО | ac_metrology.dll |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | 12.1 |
| Цифровой идентификатор ПО | 3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54 |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5 |

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

| Номер и наименование ИК | | ТТ | | ТН | | Счетчик | УСПД/УССВ/Сервер |
|-------------------------|--|----|---|----|---|--|---|
| 1 | | 2 | | 3 | | 4 | 5 |
| 1 | ПС 110 кВ УГП-9, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. 9 | A | ТВЛМ-10 Кл.т 0,5 100/5 Пер. № 1856-63 | A | НТМИ-6-66 ⁽¹⁾ Кл.т 0,5 6000/100 Пер. № 2611-70 | ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97 | RTU-327 Пер. № 41907-09 УССВ-2 Пер. № 54074-13 Сервер Stratus FT Server 4700 P4700-2S |
| | | C | | B | | | |
| 2 | ПС 110 кВ УГП-9, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. 11 | A | ТВЛМ-10 Кл.т 0,5 300/5 Пер. № 1856-63 | A | НТМИ-6-66 ⁽¹⁾ Кл.т 0,5 6000/100 Пер. № 2611-70 | ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97 | |
| | | C | | B | | | |
| 3 | ПС 110 кВ УГП-9, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. 13 | A | ТВЛМ-10 Кл.т 0,5 150/5 Пер. № 1856-63 | A | НТМИ-6-66 ⁽¹⁾ Кл.т 0,5 6000/100 Пер. № 2611-70 | ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97 | |
| | | C | | B | | | |
| 4 | ПС 110 кВ УГП-9, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6кВ, яч.15 | A | ТВЛМ-10 Кл.т 0,5 150/5 Пер. № 1856-63 | A | НТМИ-6-66 ⁽¹⁾ Кл.т 0,5 6000/100 Пер. № 2611-70 | ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97 | |
| | | C | | B | | | |
| 5 | ПС 110 кВ УГП-9, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, яч.8 | A | ТЛО-10 Кл.т 0,2S 100/5 Пер. № 25433-03 | A | НТМИ-6-66 ⁽²⁾ Кл.т 0,5 6000/100 Пер. № 2611-70 | ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97 | |
| | | C | | B | | | C |
| 6 | ПС 110 кВ УГП-9, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч. 12 | A | ТЛО-10 Кл.т 0,2S 100/5 Пер. № 25433-03 | A | НТМИ-6-66 ⁽²⁾ Кл.т 0, 5 6000/100 Пер. № 2611-70 | ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97 | |
| | | C | | B | | | C |
| 7 | ПС 110 кВ УГП-9, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, яч.14 | A | ТВЛМ-10 Кл.т 0,5 300/5 Пер. № 1856-63 | A | НТМИ-6-66 ⁽²⁾ Кл.т 0, 5 6000/100 Пер. № 2611-70 | ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97 | |
| | | C | | B | | | C |
| 8 | ПС 110 кВ УГП-9, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч. 16 | A | ТВЛМ-10 Кл.т 0,5 150/5 Пер. № 1856-63 | A | НТМИ-6-66 ⁽²⁾ Кл.т 0,5 6000/100 Пер. № 2611-70 | ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97 | |
| | | C | | B | | | C |
| 9 | ПС 110 кВ УГП-9, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч. 18 | A | ТВЛМ-10 Кл.т 0,5 150/5 Пер. № 1856-63 | A | НТМИ-6-66 ⁽²⁾ Кл.т 0,5 6000/100 Пер. № 2611-70 | ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97 | |
| | | C | | B | | | C |

Примечания:

- 1 Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|----------------|--|---|---|
| КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. | | | | |
| 4 | ⁽¹⁾ | Указанный трансформатор напряжения подключен к четырем счетчикам измерительных каналов №№ 1-4. | | |
| 5 | ⁽²⁾ | Указанный трансформатор напряжения подключен к пяти счетчикам измерительных каналов №№ 5-9 | | |

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

| Номера ИК | Вид электроэнергии | Границы основной погрешности, ($\pm d$), % | Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm d$), % |
|-----------|--------------------|--|--|
| 1-4, 7-9 | Активная | 1,2 | 3,4 |
| | Реактивная | 2,4 | 5,8 |
| 5, 6 | Активная | 1,0 | 2,5 |
| | Реактивная | 1,8 | 6,6 |

Примечания:
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая)
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

| Наименование характеристики | Значение |
|---|--|
| 1 | 2 |
| Количество ИК | 9 |
| Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °С | от 98 до 102 от 5 до 120 0,9 от +21 до +25 |
| Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения ИВКЭ, °С - температура окружающей среды в месте расположения ИВК, °С | от 90 до 110 от 1 (5) до 120 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -45 до +40 от -10 до +40 от -1 до +40 от +10 до +30 |
| Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков ЕвроАльфа: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для RTU-327: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ-2: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч | 50000 2 35000 2 50000 2 |

Продолжение таблицы 4

| 1 | 2 |
|--|---------------------------|
| для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч | 50000 1 |
| Глубина хранения информации: счетчики ЕвроАльфа: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее УСПД RTU-327: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее | 45 5 45 5 3,5 |
| Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с | ±5 |

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- 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.
- Журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточные клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД.
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использование цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование | Обозначение | Количество, шт. |
|---|--|-----------------|
| Измерительный трансформатор тока | ТЛО-10 | 4 |
| Измерительный трансформатор тока | ТВЛМ-10 | 14 |
| Измерительный трансформатор напряжения | НТМИ-6-66 | 2 |
| Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные | EA05RL-P1B-4 | 9 |
| УСПД | RTU-327 | 1 |
| Устройства синхронизации системного времени | УССВ-2 | 2 |
| Сервер | Сервер Stratus FT Server 4700 P4700-2S | 1 |
| ПО | АльфаЦентр | 1 |
| Паспорт-формуляр | МРЭК.411711.053.03-003.ФО | 1 |
| Методика поверки | МП КЦСМ-153-2018 | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП КЦСМ-153-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-9. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ», ФБУ «Воронежский ЦСМ» 27.04.2018 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- Счетчик «ЕвроАльфа» – по документу: «Многофункциональные счетчики электрической энергии типа ЕвроАльфа (ЕА). Методика поверки», утвержденным «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 1998 г.;
- УСПД RTU-327 – по документу: ДЯИМ.466215.007 МП «Устройство сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.
- УССВ-2 – по документу: МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001МП) «Устройство синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденным ФБУ «Ростест-Москва» в 2013 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Оренбургский филиал Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго»
(Оренбургский филиал ООО «Газпром энерго»)
ИНН 7736186950
Адрес: 460027, г. Оренбург, ул. Донгузская, д. 26
Юридический адрес: 460021, г. Оренбург, ул. 60 лет Октября, д. 11
Телефон/факс: (3532) 68-71-26/(3532) 68-71-27
E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Испытательные центры

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области»

Адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а
Телефон: (4712) 53-67-74
E-mail: kcsms@sovtest.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311913 от 24.10.2016 г.

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Воронежской области»

Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, д. 12а
Телефон: (473) 222-71-41
E-mail: mail@csm.vrn.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Воронежский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311949 от 08.12.2016 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2018 г.