

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Дубровская ТЭЦ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Дубровская ТЭЦ» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) Сикон С70 (рег. № 28822-05), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и обеспечения питания технологического оборудования, автоматизированное рабочее место персонала (далее - АРМ) и программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Результаты измерений электроэнергии (W , кВт·ч, Q , квар·ч) передаются в целых числах и соотношены с единым календарным временем.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков, по проводным линиям связи через интерфейс RS-485, поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по каналу связи Ethernet на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

АРМ энергосбытовой организации, субъекта ОРЭМ, подключённый к базе данных ИВК АИИС КУЭ ООО «Дубровская ТЭЦ» при помощи удалённого доступа по сети Internet в автоматическом режиме, с использованием ЭЦП, раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP отчёты в формате XML в АО «АТС» и всем заинтересованным субъектам. XML-макеты формируются в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-3, включающего в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (ГЛОНАСС/GPS). Часы УСВ-3 синхронизированы с приемником сигналов точного времени, сличение ежесекундное. Часы сервера баз данных АИИС КУЭ синхронизируются с часами УСВ-3 не реже 1 раза в час при достижении расхождения времени более чем на ± 1 с. Часы УСПД синхронизированы по времени с часами сервера АИИС КУЭ, сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи, коррекция часов происходит вне зависимости от наличия расхождения. Абсолютная погрешность измерений времени УСПД составляет ± 2 с.

Сличение часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД на величину более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера ИВК 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 «Пирамида 2000» (Версия не ниже 3,0). 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 Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

| Идентификационные данные (признаки) | Значение |
|--|----------------------------------|
| 1 | 2 |
| Идентификационное наименование модулей ПО | CalcClients.dll |
| Цифровой идентификатор ПО | e55712d0b1b219065d63da949114dae4 |
| Идентификационное наименование модулей ПО | CalcLeakage.dll |
| Цифровой идентификатор ПО | b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f |
| Идентификационное наименование модулей ПО | CalcLosses.dll |
| Цифровой идентификатор ПО | d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac |
| Идентификационное наименование модулей ПО | Metrology.dll |
| Цифровой идентификатор ПО | 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 |
| Идентификационное наименование модулей ПО | ParseBin.dll |
| Цифровой идентификатор ПО | 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 |
| Идентификационное наименование модулей ПО | ParseIEC.dll |
| Цифровой идентификатор ПО | 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f |
| Идентификационное наименование модулей ПО: | ParseModbus.dll |
| Цифровой идентификатор ПО | c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 |
| Идентификационное наименование модулей ПО | ParsePiramida.dll |
| Цифровой идентификатор ПО | ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f |
| Идентификационное наименование модулей ПО | SynchroNSI.dll |
| Цифровой идентификатор ПО | 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 |
| Идентификационное наименование модулей ПО | VerifyTime.dll |
| Цифровой идентификатор ПО | 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75 |

Продолжение таблицы 1

| | |
|---|-----|
| 1 | 2 |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | 3.0 |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5 |

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

| Номер ИК | Наименование измерительного канала | Состав измерительного канала | | | |
|----------|------------------------------------|--|--|--|---|
| | | ТТ | ТН | Счётчик | УСПД/УССВ/Сервер |
| 1 | ТМН-2 | ТЛП-10 1000/5 Кл. т. 0,5S рег. № 30709-07 | НТМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 рег. № 831-53 | А1805RALQ- P4GB-DW-4; Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06 | СИКОН С70, рег. № 28822-05/ УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProLiant DL360 |
| 2 | ТМН-3 | ТЛП-10 1000/5 Кл. т. 0,5S рег. № 30709-07 | НТМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 рег. № 831-53 | А1805RALQ- P4GB-DW-4; Кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06 | |
| 3 | ТМН-5 | ТЛП-10 750/5 Кл. т. 0,5S рег. № 30709-07 | НТМИ 10000/100 Кл. т. 0,5 рег. № 831-53 | А1805RALQ- P4GB-DW-4; Кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06 | |
| 4 | ТМН-7 | ТЛП-10 2000/5 Кл. т. 0,5S рег. № 30709-07 | НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 рег. № 159-49 | А1805RALQ- P4GB-DW-4; Кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06 | |
| 5 | ТМН-8 | ТЛП-10 1000/5 Кл. т. 0,5S рег. № 30709-07 | НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 рег. № 159-49 | А1805RALQ- P4GB-DW-4; Кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06 | |

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и 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 УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

| Номер ИК | Вид электрической энергии | Границы основной погрешности, ($\pm d$), % | Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm d$), % |
|---|---------------------------|--|--|
| 1-5 | Активная Реактивная | 1,5 2,3 | 2,7 4,1 |
| <p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.</p> <p>3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos\varphi=0,8$ ($\sin\varphi=0,6$), токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, и при $\cos\varphi=0,8$ ($\sin\varphi=0,6$), токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до +40 °С.</p> | | | |

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

| Наименование характеристики | Значение |
|--|---|
| 1 | 2 |
| Количество измерительных каналов | 5 |
| <p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos j$ - температура окружающей среды для счетчиков, °С | <p>от 99 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p> |
| <p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для УСПД, °С - температура окружающей среды для ТТ, °С - температура окружающей среды для ТН, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более - частота, Гц | <p>от 90 до 110</p> <p>от 2 до 120</p> <p>от 0,5 инд. до 0,8 емк</p> <p>от 0 до +40</p> <p>от -10 до +50</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от 80 до 106,7</p> <p>98</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> |

Продолжение таблицы 4

| 1 | 2 |
|--|--------|
| Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: | |
| Счетчики: | |
| - среднее время наработки на отказ Альфа А1800, ч, не менее | 120000 |
| - среднее время восстановления работоспособности, ч | 2 |
| Глубина хранения информации | |
| Счетчики: | |
| - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее | 114 |
| - при отключении питания, лет, не менее | 10 |
| УСПД: | |
| - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее | 45 |
| - при отключении питания, лет, не менее | 10 |
| Сервер БД: | |
| - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее | 3,5 |
| Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с | ±5 |

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- в журнале УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- 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 БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование | Обозначение | Количество, шт. |
|---|--------------------------------|-----------------|
| Трансформатор тока | ТЛМ-10 | 15 |
| Трансформатор напряжения | НОМ-6 | 5 |
| Трансформатор напряжения | НТМИ | 3 |
| Счётчик электрической энергии многофункциональный | Альфа А1800 | 5 |
| Устройство сбора и передачи данных | СИКОН С70 | 1 |
| Устройство синхронизации времени | УСВ-3 | 1 |
| Сервер | HP ProLiant DL360 | 1 |
| Программное обеспечение | «Пирамида 2000» | 1 |
| Методика поверки | МП 26.51.43-08-3329074523-2018 | 1 |
| Формуляр | АСВЭ 182.00.000 ФО | 1 |
| Руководство по эксплуатации | - | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП 26.51.43-08-3329074523-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Дубровская ТЭЦ». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 06.04.2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- трансформаторы напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- по МИ 3195-2018. «Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;

- по МИ 3196-2018. «Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;

- по МИ 3598-2018 «Методика измерения потерь напряжения в линиях связи счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;

- счетчики Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;

- УСПД СИКОН С70 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденным ВНИИМС в 2005 году;

- устройство синхронизации времени УСВ-3 – осуществляется по документу РТ-МП-3124-441-2016 «Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 23.03.2016 г.

- радиочасы МИР РЧ-01 (рег. № 27008-04), принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);

- термогигрометр CENTER 314 (рег. № 22129-04);

- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (рег. № 28134-04);

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

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

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Дубровская ТЭЦ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Дубровская ТЭЦ»

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

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

ИНН 3702110923

Адрес: 153009, г. Иваново, пр. Строителей, д. 15, оф. 5

Телефон: 8 (4932) 53-09-77

E-mail: askue37@mail.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Тракторная д.7А

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д.15

Телефон: 8 (4922) 60-43-42

E-mail: info@autosysen.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, д. 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.