

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «СГС ПЛЮС» Севастопольская ТЭЦ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «СГС ПЛЮС» Севастопольская ТЭЦ (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, 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 двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мин.

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

Для ИК №№ 1-8 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на вход конвертера интерфейса RS-485/Ethernet. Далее сигнал по каналу связи Ethernet поступает на вход конвертера интерфейсов Ethernet/ВОЛС и по волоконно-оптической линии связи поступает на сетевой маршрутизатор, который передает данные по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet на сервер.

Для ИК №№ 9, 10 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на конвертер интерфейсов RS-485/Ethernet и далее по каналу связи Ethernet поступает на сетевой маршрутизатор, который передает данные по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet на сервер.

На сервере осуществляется обработка полученных данных, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ 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.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. СОЕВ имеет доступ к серверу синхронизации шкалы времени по протоколу NTP - NTP-серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-серверов первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC (SU) не превышает 10 мс. Сличение часов сервера с часами NTP-сервера, передача точного времени через глобальную сеть интернет осуществляется с помощью протокола NTP в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия. Контроль показаний времени часов сервера осуществляется по запросу не реже 1 раза в час, коррекция часов производится при расхождении на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчика с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счетчика производится при расхождении с часами сервера на величину более ± 1 с.

Передача информации от счетчика до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера» версии не ниже 8.0. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

| Идентификационные данные (признаки) | Значение |
|---|----------------------------------|
| Идентификационное наименование ПО | pso_metr.dll |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | не ниже 1.1.1.1 |
| Цифровой идентификатор ПО | cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5 |

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

| Но- мер ИК | Наименование точки измерений | Измерительные компоненты | | | Сервер | Вид электро- энергии | Метрологические характеристики ИК | |
|------------------|---|---|---|--|---------------------------|----------------------------|---|--|
| | | ТТ | ТН | Счетчик | | | Границы допускаемой основной относительной погрешности, (±δ) % | Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, (±δ) % |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1 | Севастопольская ТЭЦ, ОРУ 35 кВ, яч. № 5, ВЛ 35 кВ Севастопольская ТЭЦ - ПС-1 левая | ТВ-35/25 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3187-72 Фазы: А; В; С | НОМ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 187-49 Фазы: А; В; С | ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16 | HPE ProLiant ML10 Gen9 | Активная | 1,3 | 3,3 |
| | | | | | | Реактивная | 2,5 | 5,7 |
| 2 | Севастопольская ТЭЦ, ОРУ 35 кВ, яч. №4, ВЛ 35 кВ Севастопольская ТЭЦ - ПС-1 правая | ТВ-35/25 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3187-72 Фазы: А; В; С | НОМ-35* Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 187-49 Фазы: А; В; С | ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16 | | Активная | 1,3 | 3,3 |
| | | | | | | Реактивная | 2,5 | 5,7 |
| 3 | Севастопольская ТЭЦ, ОРУ-35 кВ, яч. №9, ВЛ 35кВ Севастопольская ТЭЦ - ПС-3 | ТВ-35/25 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3187-72 Фазы: А; В; С | НОМ-35* Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 187-49 Фазы: А; В; С | ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16 | Активная | 1,3 | 3,3 | |
| | | | | | Реактивная | 2,5 | 5,7 | |
| 4 | Севастопольская ТЭЦ, ОРУ 110 кВ, яч. №1, ВЛ 110 кВ Севасто- польская ТЭЦ - ПС-11 - ПС-15 с отпайкой на ПС-19 | ТНДМ-110 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № *** Фазы: А; В; С | НКФ-110* Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-06 Фазы: А; В; С | ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16 | Активная | 1,1 | 3,2 | |
| | | | | | Реактивная | 2,2 | 5,6 | |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|----|--|---|--|--|---------------------------|------------|-----|-----|
| 5 | Севастопольская ТЭЦ, ОРУ 110 кВ, яч. №9, ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ - ПС-12 с отпайкой на ПС-2 | ТВ-110 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 46101-10 Фазы: А; В; С | НКФ-110* Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-06 Фазы: А; В; С | ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16 | HPE ProLiant ML10 Gen9 | Активная | 1,1 | 3,2 |
| | | | | | | Реактивная | 2,2 | 5,6 |
| 6 | Севастопольская ТЭЦ, ОРУ 110 кВ, яч. №0 ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ - ПС-17 с отпайкой на ПС-19 | ТВ-110 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 46101-10 Фазы: А; В; С | НКФ-110** Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-06 Фазы: А; В; С | ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16 | | Активная | 1,1 | 3,2 |
| | | | | | | Реактивная | 2,2 | 5,6 |
| 7 | Севастопольская ТЭЦ, ОРУ 110 кВ, яч. №4, ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ - Севастополь правая | ТВ-110 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 46101-10 Фазы: А; В; С | НКФ-110* Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-06 Фазы: А; В; С | ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16 | | Активная | 1,1 | 3,2 |
| | | | | | Реактивная | 2,2 | 5,6 | |
| 8 | Севастопольская ТЭЦ, ОРУ 110кВ, яч. №6, ВЛ 110кВ Севастопольская ТЭЦ - Севастополь левая | ТВ-110 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 46101-10 Фазы: А; В; С | НКФ-110** Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-06 Фазы: А; В; С | ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16 | Активная | 1,1 | 3,2 | |
| | | | | | Реактивная | 2,2 | 5,6 | |
| 9 | ТГ-2 | ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С | НОМ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 363-49 Фазы: А; С | ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16 | Активная | 1,3 | 3,3 | |
| | | | | | Реактивная | 2,5 | 5,7 | |
| 10 | ТГ-3 | ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; В; С | НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС | ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16 | HPE ProLiant ML10 Gen9 | Активная | 1,3 | 3,3 |
| | | | | | Реактивная | 2,5 | 5,7 | |

Погрешность СОЕВ не превышает ±5 с.

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд.
- 4 ТТ по ГОСТ 7746-2015, ТН по ГОСТ 1983-2015, счетчики в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 31819.22-2012 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 31819.23-2012.
- 5 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. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
- 6 *, ** Указанные трансформаторы входят в состав нескольких измерительных каналов.
- 7 *** ТТ типа ТНДМ-110 применяются только на территории Республики Крым и города федерального значения Севастополь до 31.12.2020 г.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

| Наименование характеристики | Значение |
|--|--|
| Количество ИК | 10 |
| Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С | от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25 |
| Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ 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, °С | от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -15 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25 |
| Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч | 165000 2 100000 1 |
| Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее | 113 5 3,5 |

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:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована); ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений; о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована); сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование | Обозначение | Количество, шт./экз |
|--|-----------------------|---------------------|
| Трансформаторы тока | ТВ-35/25 | 9 |
| Трансформаторы тока | ТНДМ-110 | 3 |
| Трансформаторы тока | ТВ-110 | 12 |
| Трансформаторы тока шинные | ТЛШ-10 | 3 |
| Трансформаторы тока опорные | ТОЛ-10 | 3 |
| Трансформаторы напряжения | НОМ-35 | 6 |
| Трансформаторы напряжения | НКФ-110 | 6 |
| Трансформаторы | НОМ-10 | 2 |
| Трансформаторы напряжения | НТМИ-10 | 1 |
| Счетчики электрической энергии многофункциональные | ПСЧ-4ТМ.05МК | 10 |
| Сервер | HP ProLiant ML10 Gen9 | 1 |
| Методика поверки | МП ЭПР-046-2017 | 1 |
| Формуляр | ЭНСТ.411711.128.ФО | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-046-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «СГС ПЛЮС» Севастопольская ТЭЦ. Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 15.12.2017 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13).

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 системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «СГС ПЛЮС» Севастопольская ТЭЦ

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

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

ИНН 3328498209

Адрес: 600028, г. Владимир, ул. Сурикова, д.10 «А», помещение 10

Телефон (факс): (4922) 60-23-22

Web-сайт: www.ensys.su

E-mail: post@ensys.su

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха,
ул. Ново-Никольская, д. 57

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.