



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.34.010.A № 48683**

**Срок действия бессрочный**

**НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ**

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) "ВОЛМА-  
Воскресенск"**

**ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 022**

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

**ООО "Производственно-коммерческая фирма "Тенинтер", г. Москва**

**РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 51700-12**

**ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ**

**МП 1304/446-2012**

**ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **08 ноября 2012 г. № 982**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." ..... 2012 г.

Серия СИ

№ 007315



## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) «ВОЛМА-Воскресенск»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) «ВОЛМА-Воскресенск» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности потребляемой с ОРЭМ по расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ, построенная на основе комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР» (Госреестр № 44595-10), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

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

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер сбора данных (ССД) и сервер баз данных (СБД), автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ) УССВ-35LVS, а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АРМ оператора представляет собой персональный компьютер, на котором установлена клиентская часть ПО «АльфаЦЕНТР». АРМ по локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия связано с сервером для этого в настройках ПО «АльфаЦЕНТР» указывается IP-адрес сервера.

В качестве сервера сбора данных (ССД) и СБД используются сервер DELL Power Edge R210. Сервер установлен в центре сбора и обработки информации ООО «ВОЛМА-Воскресенск».

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергетики;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);
- передача журналов событий счетчиков.

#### Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. 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 мин.

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. 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 мин.

Для получения информации со счетчиков СБД формирует запрос. Счетчик в ответ, по информационным линиям связи интерфейса RS 485 и GSM-модем, пересылает данные на ССД. ССД при помощи программного обеспечения (ПО «АльфаЦЕНТР») осуществляет сбор, обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в ОАО «АТС», и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Коррекция текущего значения времени и даты (далее времени) часов УССВ происходит от встроенного GPS-приёмника. Погрешность формирования (хранения) шкалы времени при отсутствии коррекции по сигналам проверки времени в сутки не более  $\pm 1,0$  с. Установка текущих значений времени и даты в АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Коррекция отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УССВ.

Синхронизация часов или коррекция шкалы времени таймеров сервера происходит каждый час, коррекция текущих значений времени и даты серверов с текущими значениями времени и даты УССВ осуществляется независимо от расхождения с текущими значениями времени и даты УССВ, т.е. серверы входят в режим подчинения устройствам точного времени и устанавливаются текущие значения времени и даты с часов УССВ.

Сличение текущих значений времени и даты счетчиков с текущим значением времени и даты ССД - при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка осуществляется при расхождении времени  $\pm 1,0$  с.

Ход часов компонентов системы не превышает  $\pm 5$  с.

### Программное обеспечение

В состав ПО АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии, ПО ССД и СБД АИИС КУЭ. Программные средства ССД и СБД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО ИВК «Альфа Центр», ПО СОЕВ.

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1

| Наименование программного обеспечения | Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения) | Наименование файла | Номер версии программного обеспечения | Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения |
|---------------------------------------|--|--------------------|---------------------------------------|---|---|
| ПО «Альфа Центр»                      | Программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей)      | Amrserver.exe      | 3.27.3.0                              | 58a40087ad0713aaa6668df25428eff7  | MD5   |
|                                       | драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД  | Amrc.exe           |                                       | 7542c987fb7603c9853c9a1110f6009d  |   |
|                                       | Драйвер автоматического опроса счетчиков ЕА05  | Amra.exe           |                                       | 3f0d215fc617e3d8898099991c59d967  |   |
|                                       | драйвер работы с БД  | Cdbora2.dll        |                                       | b436dfc978711f46db31bdb33f88e2bb  |   |
|                                       | библиотека сообщений планировщика опроса   | alfamess.dll       |                                       | 40c10e827a64895c327e018d12f75181  |   |

ПО ИВК «Альфа Центр» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ «ВОЛМА-Воскресенск».

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ «ВОЛМА-Воскресенск» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

## Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ «ВОЛМА-Воскресенск» приведен в Таблице 2.

Пределы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ (измерения активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ) приведены в Таблице 3.

Таблица 2

| № ИК | Диспетчерское наименование точки учета | Состав ИИК  |  |   | ИВК  | Вид электро-энергии    |
|------|--|---|--|---|--|------------------------|
|      |  | Трансформатор тока  | Трансформатор напряжения   | Счётчик электрической энергии   |  |                        |
| 1    | 2                                      | 3   | 4  | 5   | 6  | 7                      |
| 1    | ПС Неверово<br>I с.ш., яч.26           | ТПОЛ-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 1000/5<br>Зав. № 5407; 9732<br>Госреестр № 1261-02    | НАМИ-10-95 УХЛ2<br>кл. т 0,5<br>Ктн = 6000/100<br>Зав. № 561<br>Госреестр № 20186-05 | ПСЧ-4ТМ.05М.12<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 0607113443<br>Госреестр № 36355-07 | Сервер DELL Power<br>Edge R210<br>Зав. № 38256013567 | активная<br>реактивная |
| 2    | ПС Неверово<br>II с.ш., яч.8А          | ТПОЛ-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 1500/5<br>Зав. № 19633; 230608<br>Госреестр № 1261-02 | НАМИ-10-95 УХЛ2<br>кл. т 0,5<br>Ктн = 6000/100<br>Зав. № 555<br>Госреестр № 20186-05 | ПСЧ-4ТМ.05М.12<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 0607113323<br>Госреестр № 36355-07 | Сервер DELL Power<br>Edge R210<br>Зав. № 38256013567 | активная<br>реактивная |
| 3    | ПС Неверово<br>III с.ш., яч.35         | ТПОЛ-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 1000/5<br>Зав. № 8420; 7465<br>Госреестр № 1261-02    | НАМИ-10-95 УХЛ2<br>кл. т 0,5<br>Ктн = 6000/100<br>Зав. № 557<br>Госреестр № 20186-05 | ПСЧ-4ТМ.05М.12<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 0607113281<br>Госреестр № 36355-07 | Сервер DELL Power<br>Edge R210<br>Зав. № 38256013567 | активная<br>реактивная |
| 4    | ПС Неверово<br>IV с.ш., яч.58А         | ТПОЛ-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 1500/5<br>Зав. № 19637; 19600<br>Госреестр № 1261-02  | НАМИ-10-95 УХЛ2<br>кл. т 0,5<br>Ктн = 6000/100<br>Зав. № 492<br>Госреестр № 20186-05 | ПСЧ-4ТМ.05М.12<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 0607112437<br>Госреестр № 36355-07 | Сервер DELL Power<br>Edge R210<br>Зав. № 38256013567 | активная<br>реактивная |
| 5    | РП-137<br>яч. 11                       | ТПЛ-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 150/5<br>Зав. № 7561; 5342<br>Госреестр № 1276-59      | НТМИ-6-66<br>кл. т 0,5<br>Ктн = 6000/100<br>Зав. № 1108<br>Госреестр № 2611-70       | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 0804101377<br>Госреестр № 36697-08 | Сервер DELL Power<br>Edge R210<br>Зав. № 38256013567 | активная<br>реактивная |
| 6    | РП-137<br>яч. 12                       | ТПЛ-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 150/5<br>Зав. № 4794; 4824<br>Госреестр № 1276-59      | НТМИ-6-66<br>кл. т 0,5<br>Ктн = 6000/100<br>Зав. № 1164<br>Госреестр № 2611-70       | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 0804101363<br>Госреестр № 36697-08 | Сервер DELL Power<br>Edge R210<br>Зав. № 38256013567 | активная<br>реактивная |
| 7    | РП-137<br>яч. 9                        | ТПОЛ-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 200/5<br>Зав. № 6830; 6740<br>Госреестр № 1261-02     | НТМИ-6-66<br>кл. т 0,5<br>Ктн = 6000/100<br>Зав. № 1108<br>Госреестр № 2611-70       | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 0804101391<br>Госреестр № 36697-08 | Сервер DELL Power<br>Edge R210<br>Зав. № 38256013567 | активная<br>реактивная |
| 8    | РП-137<br>яч. 10                       | ТПОЛ-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 200/5<br>Зав. № 3638; 3602<br>Госреестр № 1261-02     | НТМИ-6-66<br>кл. т 0,5<br>Ктн = 6000/100<br>Зав. № 1164<br>Госреестр № 2611-70       | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 0805102530<br>Госреестр № 36697-08 | Сервер DELL Power<br>Edge R210<br>Зав. № 38256013567 | активная<br>реактивная |

Продолжение таблицы 2

| 1  | 2                         | 3  | 4 | 5   | 6  | 7                      |
|----|---------------------------|--|---|---|--|------------------------|
| 9  | КТП-147<br>ввод 1, 0,4 кВ | ТШП-0,66<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 2000/5<br>Зав. № 2043388;<br>2043416; 2043409<br>Госреестр № 15173-06 | - | ПСЧ-4ТМ.05М.17<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 0608110356<br>Госреестр № 36355-07 | Сервер DELL Power<br>Edge R210<br>Зав. № 38256013567 | активная<br>реактивная |
| 10 | КТП-151<br>ввод 1, 0,4 кВ | ТШП-0,66<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 1000/5<br>Зав. № 2006125;<br>2006760; 2005588<br>Госреестр № 15173-06 | - | ПСЧ-4ТМ.05М.04<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 0607090012<br>Госреестр № 36355-07 | Сервер DELL Power<br>Edge R210<br>Зав. № 38256013567 | активная<br>реактивная |
| 11 | КТП-151<br>ввод 2, 0,4 кВ | ТШП-0,66<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 1000/5<br>Зав. № 2001469;<br>2022363; 2022760<br>Госреестр № 15173-06 | - | ПСЧ-4ТМ.05М.04<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 0607090152<br>Госреестр № 36355-07 | Сервер DELL Power<br>Edge R210<br>Зав. № 38256013567 | активная<br>реактивная |
| 12 | КТП-148<br>ввод 1, 0,4 кВ | ТШЛ-0,66<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 3000/5<br>Зав. № 4507; 3081;<br>4874<br>Госреестр № 3422-06           | - | ПСЧ-4ТМ.05М.04<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 0602100598<br>Госреестр № 36355-07 | Сервер DELL Power<br>Edge R210<br>Зав. № 38256013567 | активная<br>реактивная |
| 13 | КТП-148<br>ввод 2, 0,4 кВ | ТШЛ-0,66<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 3000/5<br>Зав. № 1137; 4576;<br>4538<br>Госреестр № 3422-06           | - | ПСЧ-4ТМ.05М.04<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 0607090054<br>Госреестр № 36355-07 | Сервер DELL Power<br>Edge R210<br>Зав. № 38256013567 | активная<br>реактивная |

Таблица 3

| Пределы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ (измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ)   |      |   |  |   |  |
|---|------|---|--|---|--|
| Номер ИК  | cosφ | $\delta_{I_{(2)}\%},$<br>$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$ | $\delta_5 \%,$<br>$I_5 \leq I_{изм} < I_{20} \%$ | $\delta_{20} \%,$<br>$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100} \%$ | $\delta_{100} \%,$<br>$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$ |
| 1   | 2    | 3   | 4  | 5   | 6  |
| 1 - 8<br>(ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)  | 1,0  | -   | ±2,2   | ±1,7  | ±1,6   |
|   | 0,9  | -   | ±2,7   | ±1,9  | ±1,7   |
|   | 0,8  | -   | ±3,2   | ±2,1  | ±1,9   |
|   | 0,7  | -   | ±3,8   | ±2,4  | ±2,1   |
|   | 0,5  | -   | ±5,7   | ±3,3  | ±2,7   |
| 9 - 13<br>(ТТ 0,5; Сч 0,5S)   | 1,0  | -   | ±2,2   | ±1,6  | ±1,5   |
|   | 0,9  | -   | ±2,6   | ±1,8  | ±1,6   |
|   | 0,8  | -   | ±3,1   | ±2,0  | ±1,7   |
|   | 0,7  | -   | ±3,7   | ±2,3  | ±1,9   |
|   | 0,5  | -   | ±5,6   | ±3,1  | ±2,4   |
| Пределы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ (измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ) |      |   |  |   |  |
| Номер ИК  | cosφ | $\delta_{I_{(2)}\%},$<br>$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$ | $\delta_5 \%,$<br>$I_5 \leq I_{изм} < I_{20} \%$ | $\delta_{20} \%,$<br>$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100} \%$ | $\delta_{100} \%,$<br>$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$ |
| 1   | 2    | 3   | 4  | 5   | 6  |
| 1 - 8<br>(ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)   | 0,9  | -   | ±7,6   | ±4,2  | ±3,2   |
|   | 0,8  | -   | ±5,0   | ±2,9  | ±2,4   |
|   | 0,7  | -   | ±4,2   | ±2,6  | ±2,2   |
|   | 0,5  | -   | ±3,3   | ±2,2  | ±2,0   |

Продолжение таблицы 3

| 1                              | 2   | 3 | 4    | 5    | 6    |
|--------------------------------|-----|---|------|------|------|
| 9 - 13<br><br>(ТТ 0,5; Сч 1,0) | 0,9 | - | ±7,5 | ±3,9 | ±2,8 |
|                                | 0,8 | - | ±4,9 | ±2,7 | ±2,2 |
|                                | 0,7 | - | ±4,2 | ±2,4 | ±2,0 |
|                                | 0,5 | - | ±3,2 | ±2,1 | ±1,8 |

Примечания:

1. Погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi=1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , а погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi<1,0$  нормируется от  $I_{2\%}$ .

2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

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

4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ;
- сила тока от  $I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos\varphi=0,9$  инд;
- температура окружающей среды: от 15 до 25 °С.

5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ,
- сила тока от  $0,05 I_{ном}$  до  $1,2 I_{ном}$ ;
- температура окружающей среды:
  - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С;
  - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
  - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 52425-2005;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;

- УССВ-35LVS – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v \leq 2$  часа;
- для УСПД  $T_v \leq 2$  часа;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  час;
- для модема  $T_v \leq 1$  час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;

- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, УСПД, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

• счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;

• ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 3,5 лет.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4

| Наименование                                | Тип                     | Количество, шт. |
|---|-------------------------|-----------------|
| 1   | 2                       | 3               |
| Трансформатор тока                          | ТПОЛ-10                 | 12              |
| Трансформатор тока                          | ТПЛ-10                  | 4               |
| Трансформатор тока                          | ТШП-0,66                | 9               |
| Трансформатор тока                          | ТШЛ-0,66                | 6               |
| Трансформатор напряжения                    | НАМИ-10-95              | 4               |
| Трансформатор напряжения                    | НТМИ-6-66               | 2               |
| Счётчик электрической энергии               | СЭТ-4ТМ.03М.01          | 4               |
| Счётчик электрической энергии               | ПСЧ-4ТМ.05М.04          | 4               |
| Счётчик электрической энергии               | ПСЧ-4ТМ.05М.12          | 4               |
| Счётчик электрической энергии               | ПСЧ-4ТМ.05М.17          | 1               |
| Модем                                       | МС52i                   | 5               |
| Модем                                       | TELEOFIS RX108-R RS-485 | 1               |
| Сервер                                      | DELL Power Edge R210    | 1               |
| Источник бесперебойного питания             | APC Smart-UPS 1500VA    | 1               |
| Устройство синхронизации системного времени | УССВ-35LVS              | 1               |



Продолжение таблицы 4

| 1  | 2                      | 3 |
|--|------------------------|---|
| Специализированное программное обеспечение | ПО «АльфаЦЕНТР»        | 1 |
| Методика поверки                           | МП 1304/446-2012       | 1 |
| Паспорт – формуляр                         | 05.2012. ВВСК-АУ.ФО-ПС | 1 |

**Поверка**

осуществляется по документу МП 1304/446-2012 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) «ВОЛМА-Воскресенск». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в мае 2012 года.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счётчик ПСЧ-4ТМ.05М – по методике поверки, входящей в состав эксплуатационной документации, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007;
- Счётчик СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2007 г.;
- Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений приведена в документе: «Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) «ВОЛМА-Воскресенск». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1067/446-01.00229-2012 от 10.05.2018

**Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ «ВОЛМА-Воскресенск»**

- 1 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
- 2 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- 3 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- 4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- 5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
- 6 ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
- 7 ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ООО «Производственно-коммерческая фирма «Тенинтер»

Адрес (юридический): 109202, г. Москва, ул. 3-я Карачаровская, д. 8, корп. 12

Адрес (почтовый): 109444, г. Москва, Ферганская ул., д. 6, стр. 13

Телефон: (495) 788-48-25

Факс: (495) 788-48-25

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 года.

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11

Факс (499) 124-99-96

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2012г.