

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Оборонэнергосбыт" по Забайкальскому краю №3 (ГТП Бада, Дарасун, Могзон)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Оборонэнергосбыт" по Забайкальскому краю №3 (ГТП Бада, Дарасун, Могзон) (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 ИИС «Пирамида» (Госреестр № 21906-11), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные комплексы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-ый уровень – измерительные каналы (ИК), 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 – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 Госреестр № 28822-05, (для ИИК 1-13 функции ИВКЭ выполняет ИВК), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер сбора данных (ССД) регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт», основной и резервный серверы баз данных (СБД) ОАО «Оборонэнергосбыт», коммутаторы СИКОН ТС65, автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-2 Госреестр № 41681-09, а также совокупность аппаратных, каналообразующих 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 «Пирамида 2000. АРМ». АРМ по ЛВС предприятия связано с сервером, на котором установлено ПО «Пирамида 2000. Сервер». Для этого в настройках ПО «Пирамида 2000. АРМ» указывается IP-адрес сервера.

В качестве ССД используется сервер HP Proliant DL180G6, установленный в региональном отделении ОАО «Оборонэнергосбыт». В качестве СБД используются серверы SuperMicro 6026T-NTR+ (825-7). СБД установлен в центре сбора и обработки информации (ЦСОИ) ОАО «Оборонэнергосбыт».

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 электроэнергии;
- 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 АИИС КУЭ.

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.

Для ИИК 14-15 цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи RS – 485 поступает в УСПД СИКОН С70, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор, хранение и передача результатов измерений на верхний уровень АИИС КУЭ. Передача результатов измерений на верхний уровень АИИС КУЭ происходит по каналу GSM. Роль передающего устройства выполняет GSM модем Teleofis, установленный в шкафу АИИС КУЭ.

Для ИИК 1-13 цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи и далее через коммуникатор СИКОН ТС65 по сети Интернет поступает на ССД (в случае если отсутствует TCP-соединение с контроллером, сервер устанавливает CSD-соединение с СИКОН ТС65 через GSM-модем и по нему считывает данные). ССД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации на СБД по протоколу «Пирамида» посредством межмашинного обмена через распределенную вычислительную сеть ОАО «Оборонэнергосбыт» (основной канал) либо по электронной почте путем отправки файла с данными, оформленными в соответствии с протоколом «Пирамида» (резервный канал). СБД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации всем заинтересованным субъектам в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Коррекция текущего значения времени и даты (далее времени) часов УСВ-2 происходит от 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 УСВ-2.

Синхронизация времени или коррекция шкалы времени таймеров сервера происходит каждый час, коррекция текущих значений времени и даты серверов с текущими значениями времени и даты УСВ-2 осуществляется независимо от расхождении с текущими значениями времени и даты УСВ-2, т.е. серверы входят в режим подчинения устройствам точного времени и устанавливают текущие значения времени и даты с часов УСВ-2.

Сличение текущих значений времени и даты УСПД 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.

Сличение текущих значений времени и даты счетчиков ИИК 3-21 с текущим значением времени и даты УСПД - при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут, корректировка осуществляется при расхождении времени $\pm 1,0$ с.

Сличение текущих значений времени и даты счетчиков ИИК 1, 2, 22-26, где УСПД отсутствует, с текущим значением времени и даты ССД – 1 раз в сутки, корректировка осуществляется при расхождении времени $\pm 1,0$ с.

Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 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 «Пирамида», ПО СОЕВ.

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведён в таблице 1.

Таблица 1

| Наименование ПО | Наименование программного модуля (идентификационное наименование ПО) | Наименование файла | Номер версии ПО | Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО |
|---|--|----------------------------------|-----------------|---|---|
| ПО «Пирамида 2000» | модуль, объединяющий драйвера счетчиков | BLD.dll | Версия 8 | 58a40087ad0713aaa6668df25428eff7 | MD5 |
| | драйвер кэширования ввода данных | cachect.dll | | 7542c987fb7603c9853c9a1110f6009d | |
| | драйвер опроса счетчика СЭТ 4ТМ | Re-gEvSet4tm.dll | | 3f0d215fc617e3d8898099991c59d967 | |
| | драйвера кэширования и опроса данных контроллеров | cacheS1.dll | | b436dfc978711f46db31bdb33f88e2bb | |
| | | cacheS10.dll | | 6802cbdeda81efea2b17145ff122ef00 | |
| | | sicons10.dll | | 4b0ea7c3e50a73099fc9908fc785cb45 | |
| | | sicons50.dll | | 8d26c4d519704b0bc075e73fD1b72118 | |
| | драйвер работы с COM-портом | comrs232.dll | | bec2e3615b5f50f2f945abc858f54aaf | |
| | драйвер работы с БД | dbd.dll | | fe05715defec25e062245268ea0916a | |
| | библиотеки доступа к серверу событий | ESClient_ex.dll | | 27c46d43b1ca3920cf2434381239d5d | |
| | | filemap.dll | | C8b9bb71f9faf2077464df5bbd2fc8e | |
| библиотека проверки прав пользователя при входе | plogin.dll | 40c10e827a64895c327e018d12f75181 | | | |

ПО ИВК «Пирамида» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ ОАО "Оборонэнергосбыт" по Забайкальскому краю №3 (ГТП Бада, Дарасун, Могзон).

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ ОАО "Оборонэнергосбыт" по Забайкальскому краю №3 (ГТП Бада, Дарасун, Могзон) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ОАО "Оборонэнергосбыт" по Забайкальскому краю №3 (ГТП Бада, Дарасун, Могзон) приведен в Таблице 2.

Границы допускаемой относительной погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

| № ИИК | Наименование объекта | Состав измерительного канала | | | | Вид электро-энергии |
|-------|---|--|---|---|--|------------------------|
| | | Трансформатор тока | Трансформатор напряжения | Счётчик электрической энергии | ИВКЭ (УСПД) | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | ТПС Бада 220/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ, яч. 1, КЛ-10 кВ | ТЛО-10 кл. т 0,2S Ктт = 150/5 Зав. № 16148; 16152 Госреестр № 25433-03 | НАМИ-10-95 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 3269; 3269; 3269 Госреестр № 20186-00 | ЕА05RL-B-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01105174 Госреестр № 16666-07 | Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11 | активная реактивная |
| 2 | ТПС Бада 220/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ, яч. 5, ВЛ-10 кВ | ТЛО-10 кл. т 0,2S Ктт = 150/5 Зав. № 16185; 16179 Госреестр № 25433-03 | НАМИ-10-95 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2480; 2480; 2480 Госреестр № 20186-00 | ЕА05RL-B-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01005130 Госреестр № 16666-07 | Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11 | активная реактивная |
| 3 | ТП-630 кВА (РЛГ) 10/0,4 кВ РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ | Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 033007; 033012; 033032 Госреестр № 17551-06 | - | ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0608113429 Госреестр № 36355-07 | Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11 | активная реактивная |
| 4 | ТП-400 кВА (Южный городок) 10/0,4 кВ Т-1 ввод 0,4 кВ | Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 033096; 033103; 033097 Госреестр № 17551-06 | - | ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0608113438 Госреестр № 36355-07 | Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11 | активная реактивная |
| 5 | ПС Дарасун 220/110/35/10 кВ РУ-10 кВ, яч. 28, КЛ-10 кВ Литер 57 | ТВЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 6683; 7669 Госреестр № 1856-63 | НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 3409; 3409; 3409 Госреестр № 831-69 | А1802 RAL кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 06386238 Госреестр № 31857-06 | Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11 | активная реактивная |
| 6 | ПС Тыргетуй 110/35/10 кВ РУ-10 кВ, яч. 6, КЛ-10 кВ Литер 50/6 | ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 9134; 9728 Госреестр № 1276-59 | ЗНОЛ.06 кл. т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 2815; 2823; 2847 Госреестр № 3344-04 | СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0805114373 Госреестр № 36697-08 | Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11 | активная реактивная |
| 7 | ПС Курорт-Дарасун 110/20/6 кВ РУ-6 кВ, яч. 4 | ТВЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 75/5 Зав. № 29811; 28952 Госреестр № 1856-63 | НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 2493; 2493; 2493 Госреестр № 2611-70 | СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0805114392 Госреестр № 36697-08 | Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11 | активная реактивная |

Продолжение таблицы 2 - Состав измерительных каналов

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|----|--|--|--|---|--|------------------------|
| 8 | ТП-20 10/0,4 кВ РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ | Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 032928; 032931; 032939 Госреестр № 17551-06 | - | ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0608113499 Госреестр № 36355-07 | Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11 | активная реактивная |
| 9 | ЗТП-104 10/0,4 кВ РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ | Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 032946; 032958; 032965 Госреестр № 17551-06 | - | ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0608113522 Госреестр № 36355-07 | Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11 | активная реактивная |
| 10 | ЗТП-104 10/0,4 кВ РУ-0,4 кВ, Т-2 ввод 0,4 кВ | Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 032882; 032891; 032904 Госреестр № 17551-06 | - | ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0608113576 Госреестр № 36355-07 | Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11 | активная реактивная |
| 11 | ВРУ-0,4 кВ приемника военного санатория ввод 0,4 кВ от КТП-22406 | - | - | ПСЧ-3ТМ.05М кл. т 1,0/2,0 Зав. № 0506080509 Госреестр № 36354-07 | Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11 | активная реактивная |
| 12 | КТПН Центр. Сетей 10/0,4 кВ РУ-0,4 кВ, ф. в/ч 29736 РСС Падь Батала | Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 033092; 033101; 033072 Госреестр № 17551-06 | - | ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0608112967 Госреестр № 36355-07 | Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11 | активная реактивная |
| 13 | ВРУ-0,4 кВ военного комиссариата Кыринского района ввод 0,4 кВ | - | - | ПСЧ-3ТМ.05М кл. т 1,0/2,0 Зав. № 0506080466 Госреестр № 36354-07 | Сервер HP ProLiant DL180G6 Зав. № CZJ1340XLM Госреестр № 21906-11 | активная реактивная |
| 14 | ТПС Могзон 220/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ, яч. 7, ф. 7 | ТЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 0210; 0202 Госреестр № 2473-69 | НАМИ-10-95 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1375; 1375; 1375 Госреестр № 20186-00 | СЭТ-4ТМ.03.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0104084214 Госреестр № 27524-04 | СИКОН С70 Зав. № 04251 Госреестр № 28822-05 | активная реактивная |
| 15 | ТПС Могзон 220/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ, яч. 6, ф. 6 | ТЛЮ-10 кл. т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 16082; 16085 Госреестр № 25433-03 | НАМИ-10-95 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1385; 1385; 1385 Госреестр № 20186-00 | СЭТ-4ТМ.03.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0104082053 Госреестр № 27524-04 | СИКОН С70 Зав. № 04251 Госреестр № 28822-05 | активная реактивная |

Таблица 3

| Границы допустимой относительной погрешности измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ | | | | | |
|--|------|-------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|---|
| Номер ИИК | cosφ | $\delta_{1(2)\%}$, | $\delta_{5\%}$, | $\delta_{20\%}$, | $\delta_{100\%}$, |
| | | $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$ | $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$ | $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$ | $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$ |
| 1 - 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5S) | 1,0 | ±2,0 | ±1,5 | ±1,5 | ±1,5 |
| | 0,9 | ±2,0 | ±1,7 | ±1,6 | ±1,6 |
| | 0,8 | ±2,1 | ±1,8 | ±1,7 | ±1,7 |
| | 0,7 | ±2,3 | ±2,0 | ±1,8 | ±1,8 |
| | 0,5 | ±2,7 | ±2,4 | ±2,1 | ±2,1 |
| 3 - 4, 8 - 10, 12 (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 |
| 5 - 7, 14 - 15 (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 |
| 11, 13 (Сч 1,0) | 1,0 | ±3,3 | ±3 | ±2,8 | ±2,8 |
| | 0,9 | ±3,3 | ±3,1 | ±2,8 | ±2,8 |
| | 0,8 | ±3,4 | ±3,2 | ±2,8 | ±2,8 |
| | 0,7 | ±3,4 | ±3,2 | ±2,9 | ±2,9 |
| | 0,5 | ±3,5 | ±3,4 | ±3 | ±3 |
| Границы допустимой относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ | | | | | |
| Номер ИИК | cosφ | $\delta_{1(2)\%}$, | $\delta_{5\%}$, | $\delta_{20\%}$, | $\delta_{100\%}$, |
| | | $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$ | $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$ | $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$ | $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$ |
| 1 - 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 1,0) | 0,9 | ±6,2 | ±3,7 | ±2,6 | ±2,4 |
| | 0,8 | ±4,6 | ±2,9 | ±2,1 | ±2,0 |
| | 0,7 | ±4,1 | ±2,7 | ±2,0 | ±1,9 |
| | 0,5 | ±3,6 | ±2,4 | ±1,8 | ±1,8 |
| | 0,9 | - | ±7,5 | ±3,9 | ±2,8 |
| 3 - 4, 8 - 10, 12 (ТТ 0,5; Сч 1,0) | 0,8 | - | ±4,9 | ±2,7 | ±2,2 |
| | 0,7 | - | ±4,2 | ±2,4 | ±2,0 |
| | 0,5 | - | ±3,2 | ±2,1 | ±1,8 |
| | 0,9 | - | ±7,6 | ±4,2 | ±3,2 |
| | 0,8 | - | ±5,0 | ±2,9 | ±2,4 |
| 5 - 7, 14 - 15 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0) | 0,7 | - | ±4,2 | ±2,6 | ±2,2 |
| | 0,5 | - | ±3,3 | ±2,2 | ±2,0 |
| | 0,9 | ±18,7 | ±14,9 | ±7,8 | ±5,6 |
| | 0,8 | ±12,5 | ±9,8 | ±5,5 | ±4,3 |
| | 0,7 | ±10,7 | ±8,3 | ±4,8 | ±4 |
| 11, 13 (Сч 2,0) | 0,5 | ±8,5 | ±6,5 | ±4,1 | ±3,7 |

Примечания:

1. Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ 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 $0,01 I_{ном}$ 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, ГОСТ 30206-94, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83, 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 СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- счетчик электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М, ПСЧ-3ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- счетчик электроэнергии "ЕвроАЛЬФА" – среднее время наработки на отказ не менее 80000 часов;
- счетчик электроэнергии "Альфа А1800" – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее 70000 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);
 - УСПД, сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03, ПСЧ-4ТМ.05М, ПСЧ-3ТМ.05М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА – до 5 лет при температуре 25 °С;
- счетчики электроэнергии и Альфа А1800– до 30 лет при отсутствии питания;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 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

| № п/п | Наименование | Тип | Кол. |
|-------|---|---------------------|------|
| 1 | Трансформатор тока | Т-0,66 | 18 |
| 2 | Трансформатор тока | ТЛО-10 | 6 |
| 3 | Трансформатор тока | ТВЛМ-10 | 4 |
| 4 | Трансформатор тока | ТПЛ-10 | 2 |
| 5 | Трансформатор тока | ТЛМ-10 | 2 |
| 6 | Трансформатор напряжения | НТМИ-6 | 1 |
| 7 | Трансформатор напряжения | НТМИ-10-66 | 1 |
| 8 | Трансформатор напряжения | ЗНОЛ.06 | 3 |
| 9 | Трансформатор напряжения | НАМИ-10-95 | 4 |
| 10 | Электросчетчик | ПСЧ-4ТМ.05М.04 | 6 |
| 11 | Электросчетчик | СЭТ-4ТМ.03.01 | 2 |
| 12 | Электросчетчик | СЭТ-4ТМ.03М.01 | 2 |
| 13 | Электросчетчик | ПСЧ-3ТМ.05М | 2 |
| 14 | Электросчетчик | ЕА05RL-B-3 | 2 |
| 15 | Электросчетчик | А1802 RAL | 1 |
| 16 | УСПД | СИКОН С70 | 1 |
| 17 | Контроллер | СИКОН ТС65 | 11 |
| 18 | Сервер регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» | HP ProLiant DL180G6 | 1 |

Продолжение таблицы 4 – Комплектность АИИС КУЭ

| | | | |
|----|---|-------------------------------|---|
| 19 | Устройство синхронизации системного времени | УСВ-2 | 3 |
| 20 | Сервер портов RS-232 | Моха NPort 5410 | 1 |
| 21 | GSM Модем | Teleofis RX100-R | 1 |
| 22 | Источник бесперебойного питания | APC Smart-UPS 1000 RM | 1 |
| 23 | Сервер БД ОАО «Оборонэнергосбыт» | SuperMicro 6026T-NTR+ (825-7) | 2 |
| 24 | GSM Модем | Cinterion MC35i | 2 |
| 25 | Коммутатор | 3Com 2952-SFP Plus | 2 |
| 26 | Источник бесперебойного питания | APC Smart-UPS 3000 RM | 2 |
| 27 | Методика поверки | МП 1191/446-2011 | 1 |
| 28 | Паспорт-формуляр | ЭССО.411711.АИИС.533 ПФ | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП 1191/446-2011 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Оборонэнергосбыт" по Забайкальскому краю №3 (ГТП Бада, Дарасун, Могзон). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в декабре 2011 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 СЭТ-4ТМ.03 - по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в сентябре 2004 г.;
- Счётчик ПСЧ-4ТМ.05М, ПСЧ-3ТМ.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.;
- Счётчик ЕвроАЛЬФА – в соответствии с документом «Многофункциональные счетчики электроэнергии типа ЕвроАльфа. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»
- Счётчик Альфа А1800 - по методике поверки МП-2203-0042-2006 утверждённой ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2006 г.;
- УСПД СИКОН С70 – по методике поверки «ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.
- ИИС «Пирамида» - по документу «Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида». Методика поверки» ВЛСТ 150.00.000 И1, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- УСВ-2 – по документу «ВЛСТ 237.00.000И1», утверждённым ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2009 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 (АИИС КУЭ) ОАО "Оборонэнер-

госбыт" по Забайкальскому краю №3 (ГТП Бада, Дарасун, Могзон). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0040/2011-01.00324-2011 от 5.12.2011

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ОАО "Оборон-энергосбыт" по Забайкальскому краю №3 (ГТП Бада, Дарасун, Могзон)

- 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 «Корпорация «ЭнергоСнабСтройСервис»
Адрес (юридический): 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д.4А, офис 204
Адрес (почтовый): 600021, г.Владимир, ул.Мира, д.4а, офис №3
Телефон: (4922) 33-81-51, 34-67-26
Факс: (4922) 42-44-93

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

Е.Р. Петросян

М.П. «___» _____ 2011 г.