

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- измерение активной и реактивной электрической мощности усреднённой на 30-минутных интервалах времени;
- измерение календарного времени и интервалов времени;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учёта (30 мин.);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача накопленных данных в информационные системы организаций-участников 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).

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ имеет следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001; счётчики активной и реактивной электрической энергии трёхфазные СЕ 304 по ГОСТ Р 52320-2005, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005, установленные на объекте, указанном в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 (УСПД), устройство синхронизации времени УСВ-2 и технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) Светлоградского производственного отделения филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» -

«Ставропольэнерго», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, ИВК «ИКМ Пирамида», устройство синхронизации времени УСВ-1, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

4-й уровень – информационно-вычислительный комплекс управления филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, ИВК «ИКМ Пирамида», сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени УСВ-1, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Первичные фазные 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 шестиканальным аналого-цифровым преобразователем (АЦП) в цифровой сигнал, поступающий через последовательный синхронный интерфейс в микроконтроллер (МК). МК производит расчет среднеквадратических значений токов и напряжений, активной, реактивной, полной мощности и энергии, а также углов сдвига фазы и частоты.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает в контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70, где осуществляется сбор, обработка и хранение информации. Для передачи накопленных данных на уровень ИВК АИИС КУЭ используются каналы передачи данных стандарта GSM с использованием стационарных терминалов сотовой связи.

На верхнем уровне системы осуществляется автоматический сбор данных, их хранение, формирование справочных и отчетных документов, а также передача накопленных данных в ОАО «АТС» и прочим заинтересованным организациям в соответствии с установленным регламентом. Передача информации осуществляется по выделенному каналу передачи данных через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя электросчетчики, контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70, устройство синхронизации времени УСВ-2, ИВК «ИКМ Пирамида», устройство синхронизации времени УСВ-1. СОЕВ обеспечивает ведение единого времени в АИИС КУЭ путем автоматической синхронизации (коррекции) времени всех средств измерений, влияющих на процесс измерения электроэнергии. УСВ-1 установлены на ИВК Светлоградского производственного отделения филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго» и на ИВК управления филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго». УСВ-1 принимает сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования GPS и с периодичностью один раз в 3 минуты синхронизирует время ИВК «ИКМ Пирамида» с точностью не хуже ± 1 мс. Автоматическая коррекция времени сервера ИВК 4 уровня обеспечивается от ИВК «ИКМ Пирамида» с периодичностью один раз в 30 минут и точностью не хуже ± 1 мс. На уровне ИВКЭ ПС «Рагули» установлено и подключено к контроллеру СИКОН С70 устройство синхронизации времени УСВ-2. УСВ-2 принимает сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования GPS и с периодичностью один раз в 3 минуты синхронизирует время контроллера с точностью не хуже ± 1 мс. Коррекция времени электросчетчиков осуществляется от контроллера автоматически при обнаружении рассогласования времени счетчика и контроллера более чем на ± 2 с при очередном сеансе опроса. Ход часов компонентов системы не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», имеющее структуру автономного ПО и состоящее из нескольких основных программных компонентов (модулей). Программный комплекс выполняет функции сбора и обработки данных, контроль их достоверности,

ведения точного времени, а также предоставляет возможность отображения и редактирования данных.

В ПО «Пирамида 2000» реализовано разделение ПО с выделением метрологически значимой части. Файлы метрологически значимой части и идентификационные данные приведены в таблице 1.

Таблица 1

| Идентификационное наименование программного обеспечения | Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения | Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения |
|---|---|---|---|
| CalcClients.dll | 3 | e55712d0b1b219065d63da949114dae4 | MD5 |
| CalcLeakage.dll | 3 | b1959ff70be1eb17c 83f7b0f6d4a132f | MD5 |
| CalcLosses.dll | 3 | d79874d10fc2b156 a0fdc27e1ca480ac | MD5 |
| Metrology.dll | 3 | 52e28d7b608799bb 3ccea41b548d2c83 | MD5 |
| ParseBin.dll | 3 | 6f557f885b7372613 28cd77805bd1ba7 | MD5 |
| ParseIEC.dll | 3 | 48e73a9283d1e664 94521f63d00b0d9f | MD5 |
| ParseModbus.dll | 3 | c391d64271acf4055 bb2a4d3fe1f8f48 | MD5 |
| ParsePiramida.dll | 3 | ecf532935cala3fd3 215049af1fd979f | MD5 |
| SynchroNSI.dll | 3 | 530d9b0126f7cdc2 3ecd814c4eb7ca09 | MD5 |
| VerifyTime.dll | 3 | 1ea5429b261fb0e28 84f5b356a1d1e75 | MD5 |

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» (по МИ 3286-2010).

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) системы приведён в таблице 2.

Границы допускаемой относительной погрешности ИК при измерениях активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2

| Номер точки измерений и наименование измерительного канала | | Состав измерительного канала | | | | Вид электроэнергии |
|--|---|--|--|---|--|-------------------------------|
| | | ТТ | ТН | Счётчик | УСПД СОЕВ ИВК | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| ИК № 38 | ВЛ 110 кВ ПС НПС-3- ПС Рагули | ТВГ-110 $I_{\text{ном. перв.}} = 600 \text{ А};$ $I_{\text{ном. втор.}} = 5 \text{ А}$ КТ = 0,2S Зав. № 4553-12, 4554-12, 4555-12 Госреестр 22440-07 | НАМИ-110 УХЛ1 $U_{\text{ном. перв.обм.}} =$ 110000/ $\sqrt{3}$ В; $U_{\text{ном. осн. втор.обм.}} =$ 100/ $\sqrt{3}$ В, КТ = 0,2 Зав. № 8016, 8014, 8015 Госреестр 24218-08 | СЕ 304 КТ = 0,2S/0,5 $U = 3 \times 57,7/100 \text{ В},$ $I = 5(10) \text{ А},$ Rc = 10000 имп/кВт·ч, Зав. № 009154063000022 Госреестр 31424-07 | ИВКЭ: СИКОН С70 Госреестр 28822-05 Зав. № 06757; УСВ-2, Госреестр 41681-10 Зав. № 2788. ИВК 3 уровня: УСВ-1, | Отдача/Приём Актив/Реактив |
| ИК № 39 | ЭВ М-2 ПС Рагули | ТВГ-110 $I_{\text{ном. перв.}} = 600 \text{ А};$ $I_{\text{ном. втор.}} = 5 \text{ А}$ КТ = 0,2S Зав. № 5512-11, 5513-11, 5511-11 Госреестр 22440-07 | НАМИ-110 УХЛ1 $U_{\text{ном. перв.обм.}} =$ 110000/ $\sqrt{3}$ В; $U_{\text{ном. осн. втор.обм.}} =$ 100/ $\sqrt{3}$ В, КТ = 0,2 Зав. № 7647, 7645, 8017 Госреестр 24218-08 | СЕ 304 КТ = 0,5S/1,0 $U = 3 \times 57,7/100 \text{ В},$ $I = 5(10) \text{ А},$ Rc = 10000 имп/кВт·ч, Зав. № 009156051000014 Госреестр 31424-07 | Госреестр 28716-05 Зав. № 672; ИВК «ИКМ Пирамида» Зав. № 230. ИВК 4 уровня: УСВ-1, Госреестр 28716-05 Зав. № 671; ИВК «ИКМ Пирамида» Зав. № 227 | Отдача/Приём Актив/Реактив |

Таблица 3

| Номер ИК | Наименование ИК | Коэффициент мощности | Границы относительной погрешности измерений электрической энергии, %, с вероятностью 0,95 | | | | | |
|----------|-----------------------------------|---|---|--------|--|--------|--|--------|
| | | | $W_{5(10)\%} \leq W_{\text{изм}} < W_{20\%}$ | | $W_{20\%} \leq W_{\text{изм}} < W_{100\%}$ | | $W_{100\%} \leq W_{\text{изм}} \leq W_{120\%}$ | |
| | | | актив. | реакт. | актив. | реакт. | актив. | реакт. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 38 | ВЛ-110 кВ ПС НПС-3 – ПС Рагули | $\cos \varphi = 1,0$ ($\sin \varphi = 0$) | ±0,6 | – | ±0,5 | – | ±0,5 | – |
| | | $\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$) | ±0,8 | ±1,6 | ±0,7 | ±1,5 | ±0,7 | ±1,5 |
| | | $\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,9$) | ±1,2 | ±1,2 | ±1,1 | ±1,2 | ±1,1 | ±1,2 |
| 39 | ЭВ М-2 ПС Рагули | $\cos \varphi = 1,0$ ($\sin \varphi = 0$) | ±1,0 | – | ±1,0 | – | ±1,0 | – |
| | | $\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$) | ±1,3 | ±2,1 | ±1,3 | ±2,1 | ±1,3 | ±2,1 |
| | | $\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,9$) | ±1,7 | ±1,9 | ±1,6 | ±1,8 | ±1,6 | ±1,8 |

Примечания:

1. Для расчета значений $W_5\%$, $W_{20\%}$, $W_{100\%}$, $W_{120\%}$ электрической энергии использованы соответствующие значения силы тока, составляющие 5, 20, 100, 120 % номинального первичного тока применяемого в ИК трансформатора тока.

2. Нижняя граница диапазона силы тока, в пределах которого установлены границы погрешности при $\cos \varphi = 0,8$ (0,5), составляет 10 % номинального первичного тока ТТ.

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение – $(0,98 - 1,02) \cdot U_{\text{ном}}$, сила тока – $(1 - 1,2) I_{\text{ном}}$, коэффициент мощности $\cos \varphi = 1,0$, частота – $(50 \pm 0,2)$ Гц;
- температура окружающей среды (20 ± 5) °С.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение $(0,9 - 1,1)U_{\text{ном}}$, сила тока $(0,01 - 1,2) I_{\text{ном}}$, $0,5_{\text{инд.}} \leq \cos \varphi \leq 0,8_{\text{емк}}$;
- температура окружающей среды: для измерительных трансформаторов от минус 45 до + 50 °С; для счетчиков от минус 40 до + 55 °С.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном порядке на предприятии. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

- счетчики активной и реактивной электрической энергии трёхфазные СЕ 304 – среднее время наработки на отказ не менее $T=120000$ часов, среднее время восстановления работоспособности t_b – не более 2 ч;
- УСВ-1, УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35000$ часов, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 0,5$ ч;
- СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ часов, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 0,5$ ч;
- ИВК «ИКМ Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ часов, среднее время восстановления работоспособности t_b – не более 2 ч, коэффициент готовности – не менее 0,99;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ часов, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 1$ ч, коэффициент готовности – 0,99.

Надежность системных решений:

- резервирование питания контроллера сетевого промышленного с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- наличие системы диагностирования неисправностей АИИС КУЭ;
- восстановление информации в аварийных ситуациях.

В журналах событий счетчика и контроллера сетевого промышленного фиксируются факты:

- журнал счётчика;
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счётчике;

- журнал контроллера сетевого промышленного:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - выключение и включение УСПД;

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей измерительных трансформаторов;
 - испытательной коробки;
 - контроллера сетевого промышленного;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - пароль на счетчике;
 - пароль на контроллер сетевой промышленный;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);

- контроллере сетевом индустриальном (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений: 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора информации: 1 раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик СЕ 304 – данные о потреблении электроэнергии накопленные по тарифам за сутки – не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 – суточные данные о потреблении электроэнергии по каждому каналу учёта за сутки – не менее 3 месяцев; потребление электроэнергии по каждому каналу учёта за месяц – не менее 3 лет; при отключении питания – не менее 20 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго» представлена в таблице 4.

Таблица 4

| Обозначение изделия | Наименование изделия | Кол-во |
|-----------------------|---|--------|
| 1 | 2 | 3 |
| ТВГ-110 | Трансформаторы тока | 6 |
| НАМИ-110 УХЛ1 | Трансформаторы напряжения | 6 |
| СЕ 304 | Счётчики активной и реактивной электрической энергии трёхфазные | 2 |
| УСВ-2 | Устройство синхронизации времени | 1 |
| ВЛСТ 220.00.000 | Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 | 1 |
| УСВ-1 | Устройство синхронизации времени | 2 |
| Siemens MC-35i | GSM-модем | 3 |
| HN7000S | Спутниковый модем HUGHES | 2 |
| APC Back-UPS CS 500VA | ИБП | 1 |
| APC Smart-UPS 2200VA | ИБП | 2 |
| ВЛСТ 230.00.000 | Информационно-вычислительный комплекс «ИКМ-Пирамида» | 2 |
| HP DL380G4 | Сервер | 1 |

| Эксплуатационная документация | | |
|-------------------------------|--|---|
| МП Ф МРСК - СЭ | «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго. Методика поверки» | |
| ЕАВР.411711.027 ФО | Паспорт-формуляр | 1 |
| СИМ 41-01-2011 | Инструкция по эксплуатации автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии Филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго» | 1 |
| ВЛСТ 150.00.000 РЭ | Система информационно-измерительная контроля и учета энергопотребления «Пирамида». Руководство по эксплуатации | 1 |
| – | Информационно-измерительная система контроля и учета энергопотребления «Пирамида». Пирамида 2000 АРМ (Базовый АРМ). Руководство пользователя | 1 |
| – | Информационно-измерительная система контроля и учета энергопотребления «Пирамида». Пирамида 2000 СЕРВЕР. Руководство пользователя | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП Ф МРСК - СЭ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго. Методика поверки», утверждённому ГЦИ СИ ФБУ «Ставропольский ЦСМ» в декабре 2013 г.

Средства поверки – по методикам поверки на измерительные компоненты:

- измерительных трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- измерительных трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- счётчиков электрической энергии СЕ 304 – в соответствии с документом «Счётчики активной и реактивной электрической энергии трёхфазные СЕ 304. Методика поверки», ИНЕС.411152.064 Д1;
- контроллера СИКОН С70 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки», ВЛСТ 220.00.000 И1;
- устройства синхронизации времени УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки», ВЛСТ 221.00.000 МП;
- устройства синхронизации времени УСВ-2 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», ВЛСТ 237.00.001 И1;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – в соответствии с документом «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки», ВЛСТ 230.00.000 И1.

Сведения о методиках (методах) измерений

«ГСИ. Количество электрической энергии. Методика измерений с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета

электроэнергии – АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» – «Ставропольэнерго». Методика аттестована службой главного метролога ОАО «Концерн Энергомера»; аттестат аккредитации № 01.00217-2011 от 16 марта 2011 г.; свидетельство об аттестации методики измерений № 007/01.00217-2013 от 27.12.2013 г.

Нормативные документы устанавливающие требования к системе автоматизированной, информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго»

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Полное наименование: Закрытое акционерное общество «Электротехнические заводы «Энергомера»

Краткое наименование: ЗАО «Энергомера»

Юридический и почтовый адрес: 355029, г. Ставрополь, ул. Ленина, 415.

Тел.: (8652) 35-75-27

Факс: (8652) 56-44-17

E-mail: concern@energomera.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ставропольском крае»

Юридический и почтовый адрес: 355035, г. Ставрополь, ул. Доваторцев, 7-А,

тел/факс: (8652) 35-76-19

E-mail: ispcentrasm@gmail.com

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ставропольский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30056-10 от 20.07.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2014 г.