

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО:



Руководитель ГЦИ СИ ВНИИМС

В.Н. Яншин

м.п.

08 » 07 2005 г.

| | |
|---|---|
| <p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «АСТРАХАНЬЭНЕРГО» Астраханская ГРЭС</p> | <p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>30154-05</u></p> |
|---|---|

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации ОАО «Научно-технический центр «Электроцентромонтаж», г. Москва, заводской № 01.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «АСТРАХАНЬЭНЕРГО» Астраханская ГРЭС (в дальнейшем – АИИС КУЭ ОАО «АСТРАХАНЬЭНЕРГО» Астраханская ГРЭС) предназначена для измерений и коммерческого (технического) учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС ОАО «АСТРАХАНЬЭНЕРГО» Астраханская ГРЭС предназначена для использования в составе многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Область применения: энергосистемы, энергетические блоки электростанции, промышленные и другие энергопотребляющие (энергопоставляющие) предприятия.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ОАО «АСТРАХАНЬЭНЕРГО» Астраханская ГРЭС представляет собой информационно-измерительную систему, состоящую из следующих основных средств измерений – измерительных трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии, устройств сбора и передачи данных (УСПД), вспомогательного оборудования – устройств связи, модемов различных типов, ПЭВМ для сбора информации в диспетчерской службе Астраханской ГРЭС, верхнего уровня сбора информации – центрального сервера АИИС КУЭ ОАО «АСТРАХАНЬЭНЕРГО» (в дальнейшем - сервер) и автоматизированных рабочих мест (АРМ) на базе ПЭВМ.

Система обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- 1) активной энергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу энергии;
- 2) средних значений активной мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- 3) календарного времени и интервалов времени.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и УСПД может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта инфор-

мация может по запросу пользователя передаваться на АРМ.

В АИИС КУЭ ОАО «АСТРАХАНЬЭНЕРГО» Астраханская ГРЭС измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счетчиков трансформаторного включения) поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики ЕвроАЛЬФА производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают активную мощность ($P=U \cdot I \cdot \cos\varphi$). Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений P на 30-минутных интервалах времени. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется в устройство сбора и передачи данных (УСПД). В УСПД происходит косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения установленного на УСПД, далее информация поступает на сервер, где происходит накопление и отображение собранной информации при помощи АРМов. Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, УСПД и уровнем доступа АРМа к базе данных. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента АИИС КУЭ к другому, используются проводные линии связи, радиоканалы, телефонные линии связи.

АИИС КУЭ ОАО «АСТРАХАНЬЭНЕРГО» Астраханская ГРЭС имеет систему обеспечения точного времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, сервера и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени производится по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени (УССВ) на основе GPS приемника, подключенного к УСПД и к ЭВМ сервера АИИС КУЭ ОАО «АСТРАХАНЬЭНЕРГО».

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, кроссовых и клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ ОАО «АСТРАХАНЬЭНЕРГО» Астраханская ГРЭС соответствуют критериям качества АИИС КУЭ, определенным согласно техническим требованиям НП АТС к АИИС КУЭ в Приложении 11.1 к договору присоединения к торговой системе ОРЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращений активной электрической энергии, измерений календарного времени, интервалов времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учета энергопотребления. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и УСПД соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам ЕвроАЛЬФА или к УСПД (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа NoteBook с последующей передачей данных на компьютер высшего уровня.

В системе обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 35 суток. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти. Предусмотрен самостоятельный старт УСПД после возобновления питания.

Для защиты информации и измерительных каналов АИИС КУЭ от несанкционированного вмешательства предусмотрена механическая и программная защита. Все кабели, приходящие на счетчик от измерительных трансформаторов и сигнальные кабели от счетчика, кроссируются в пломбируемом отсеке счетчика.

Состав и структура измерительных каналов АИИС КУЭ ОАО «АСТРАХАНЬЭНЕРГО» Астраханская ГРЭС, также как и программа верхнего уровня АСКП2000, соответствуют описанию типа на «Системы коммерческого учета электроэнергии автоматизированные АСКУЭ-С», Госреестр №14712-02.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ ОАО «АСТРАХАНЬЭНЕРГО» Астраханская ГРЭС являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре. Устройства связи, модемы различных типов, пульта оператора, средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Таблица 1

| параметр | значение |
|--|---|
| Пределы допускаемых значений относительной погрешности при измерении электрической энергии. | Вычисляются по методике поверки в зависимости от состава ИК. Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 2 |
| Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц | 220± 22 50 ± 1 |
| Первичные номинальные напряжения, кВ | 6 |
| Первичные номинальные токи, кА | 4; 1; 0,8; 0,75; 0,4 |
| Номинальное вторичное напряжение, В | 100 В |
| Номинальный вторичный ток, А | 5 А |
| Количество точек учета, шт. | 11 |
| Интервал задания границ тарифных зон, минут | 30 |
| Абсолютная погрешность при измерении текущего времени в системе и ее компонентах, не более, секунд в сутки | ±5 |
| Средний срок службы системы, лет | 15 |

Таблица 2

Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении электрической энергии, %.

| Состав ИК | Cosφ | $\delta_{5\%I}$ | $\delta_{20\%I}$ | $\delta_{100\%I}$ |
|---|------------|--------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| | | $I_{5\%}<I\leq I_{20\%}$ | $I_{20\%}<I\leq I_{100\%}$ | $I_{100\%}<I\leq I_{120\%}$ |
| ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S | 0,8 (емк.) | ±2,4 | ±1,4 | ±1,2 |
| | 0,9 (емк.) | ±2,0 | ±1,2 | ±1,0 |
| | 1 | ±1,7 | ±1,1 | ±0,9 |
| | 0,9 (инд.) | ±1,9 | ±1,2 | ±0,98 |
| | 0,8 (инд.) | ±2,4 | ±1,4 | ±1,2 |
| | 0,5 (инд.) | ±4,0 | ±2,2 | ±1,7 |

Для разных сочетаний классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации рассчитываются согласно алгоритмам, приведенным в методике поверки АИИС КУЭ ОАО «АСТРАХАНЬЭНЕРГО» Астраханская ГРЭС.

Пределы допускаемых дополнительных погрешностей от влияний внешних воздействий на измерительный канал (ИК) по электроэнергии определяются классами точности применяемых счетчиков.

Пределы допускаемой относительной погрешности по средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах:

$$\delta_p = \pm \sqrt{\delta_s^2 + \left(\frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{cp}} \right)^2}, \text{ где}$$

δ_p - пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности, в процентах;

δ_s - пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении электроэнергии, в процентах;

K – масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

K_e – внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженной в Вт•ч);

T_{cp} - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

P - величина измеренной средней мощности на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности по средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$\delta_{p, \text{корр.}} = \frac{\Delta t}{3600T_{cp}} \cdot 100\%, \text{ где}$$

Δt - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах); T_{cp} - величина интервала усреднения мощности (в часах).

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы АИИС КУЭ ОАО «АСТРАХАНЬЭНЕРГО» Астраханская ГРЭС типографским способом.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплект поставки приведен в таблице 3, 4 и 5.

Таблица 3.

| Номер ИК | Канал учета | Средство измерений | | Наименование измеряемой величины |
|----------|---|--------------------|--|----------------------------------|
| 1 | Астраханская ГРЭС точка измерения №1 ТГ-3 | ТТ | 3хТПШФА-10 Зав. №9371, 9362, 9384 4000/5 кл т 0,5 Госреест № | Ток |
| | | ТН | НТМИ-6 Зав. №26726000/100 кл т 0,5 Госреест № 380-49 | Напряжение |
| | | Счетчик | EA05RL-P1B-4 Зав. №01114973 кл т 0,5S Госреест №16666-97 | Энергия активная, реактивная |
| 2 | Астраханская ГРЭС точка измерения №2 ТГ-4 | ТТ | 3хТПШФА-10 Зав. № 7355, 6795, 67884000/5 кл т 0,5 Госреест № | Ток |
| | | ТН | НТМИ-6 Зав. № 26516000/100 кл т 0,5 Госреест № 380-49 | Напряжение |
| | | Счетчик | EA05RL-P1B-4 Зав. № 01114974 кл т 0,5S Госреест №16666-97 | Энергия активная, реактивная |
| 3 | Астраханская ГРЭС точка измерения №3 ТГ-5 | ТТ | 2хТПШФА-10, ТПЛ-10 Зав. №2054, 2076 Госреест №3972-03 4000/5 кл т 0,5 Госреест №3972-03 | Ток |
| | | ТН | НТМИ-6 Зав. № 808 6000/100 кл т 0,5 Госреест № 380-49 | Напряжение |
| | | Счетчик | EA05RL-P1B-4 Зав. № 01114975 кл т 0,5S Госреест №16666-97 | Энергия активная, реактивная |
| 4 | Астраханская ГРЭС точка измерения №4 ТГ-6 | ТТ | 2хТПШЛ, ТПЛ-10 Зав. №4692, 46964000/5 кл т 0,5 Госреест №3972-03 | Ток |
| | | ТН | НТМИ-6 Зав. № 1382 6000/100 кл т 0,5 Госреест № 380-49 | Напряжение |
| | | Счетчик | EA05RL-P1B-4 Зав. № 01114976 кл т 0,5S Госреест №16666-97 | Энергия активная, реактивная |
| 5 | Астраханская ГРЭС точка измерения №5 | ТТ | 2хТПОЛ-10 Зав. №66348, 69779 800/5 кл т 0,5 Госреест № | Ток |
| | | ТН | НТМИ-6 Зав. № 2672 6000/100 кл т 0,5 | Напряжение |

| | | | | |
|----|--|---------|---|---------------------------------|
| | ОСН бл. 3 | Счетчик | ЕА05RL-PIB-3 Зав. № 01114995 кл т 0,5S Госреест №16666-97 | Энергия активная, реактивная |
| 6 | Астраханская ГРЭС точка измерения №6 ОСН бл. 4 | ТТ | 3хТПОЛ-10 Зав. №42656, 42623, 42651 800/5 кл т 0,5 Госреест №1261-02 | Ток |
| | | ТН | НТМИ-6 Зав. №1015 6000/100 кл т 0,5 Госреест № 380-49 | Напряжение |
| | | Счетчик | ЕА05RL-PIB-4 Зав. № 01114983 кл т 0,5S Госреест №16666-97 | Энергия активная, реактивная |
| 7 | Астраханская ГРЭС точка измерения №7 ОСН бл. 5 | ТТ | 2хТПОЛ-10 Зав. № 1589, 18691000/5 кл т 0,5 Госреест №1261-02 | Ток |
| | | ТН | НТМИ-6 Зав. № 1362 6000/100 кл т 0,5 Госреест № 380-49 | Напряжение |
| | | Счетчик | ЕА05RL-PIB-3 Зав. № 01114997 кл т 0,5S Госреест №16666-97 | Энергия активная, реактивная |
| 8 | Астраханская ГРЭС точка измерения №8 ОСН бл. 6 | ТТ | 2хТПОЛ-10 Зав. № 493, 140 1000/5 кл т 0,5 Госреест №1261-02 | Ток |
| | | ТН | НТМИ-6 Зав. № 337187 6000/100 кл т 0,5 Госреест № 380-49 | Напряжение |
| | | Счетчик | ЕА05RL-PIB-3 Зав. № 01114998 кл т 0,5S №16666-97 | Энергия активная, реактивная |
| 9 | Астраханская ГРЭС точка измерения №9 ТСН-15 | ТТ | 2хТПФМ-10 Зав. № 53894, 53959 400/5 кл т 0,5 Госреест №814-53 | Ток |
| | | ТН | НТМИ-6 Зав. № 398490 6000/100 кл т 0,5 Госреест № 380-49 | Напряжение |
| | | Счетчик | ЕА05RL-PIB-3 Зав. № 01114994 кл т 0,5S Госреест №16666-97 | Энергия активная, реактивная |
| 10 | Астраханская ГРЭС точка измерения №10 ФСН-9 | ТТ | 2хТПОФ-10 Зав. №8905, 10954 800/5 кл т 0,5 Госреест №518-50 | Ток |
| | | ТН | НТМИ-6 Зав. № 398490 6000/100 кл т 0,5 Госреест № 380-49 | Напряжение |
| | | Счетчик | ЕА05RL-PIB-3 Зав. № 01114996 кл т 0,5S Госреест №16666-97 | Энергия активная, реактивная |
| 11 | Астраханская ГРЭС точка измерения №11 ФСН-21 | ТТ | 2хТПОФ-10 Зав. № 18933, 18952 750/5 кл т 0,5 Госреест №518-50 | Ток |
| | | ТН | НТМИ-6 Зав. № 398490 6000/100 кл т 0,5 Госреест № 380-49 | Напряжение |
| | | Счетчик | ЕА05RL-PIB-3 Зав. №01114999 кл т 0,5S Госреест №16666-97 | Энергия активная, реактивная |

Таблица 4.

| Наименование средств измерений | Количество приборов в АИИС КУЭ ОАО «АСТРАХАНЬЭНЕРГО» Астраханская ГРЭС | Номер в Госреестре средств измерений |
|---|--|--|
| Измерительные трансформаторы тока ГОСТ 7746 ТПШФАД-10, ТЛШ-10, ТПША-10, ТПОЛ-10, ТПФМ-10, ТПОФ-10 | Согласно схеме объекта учета | №519-50, № 3972-03, №519-50, №1261-02, №814-53, №518-50 |
| Измерительные трансформаторы напряжения ГОСТ 1983 НТМИ-6 «Евро АЛЬФА» | Согласно схеме объекта учета По количеству точек учета | №380-49 №16666-97 |
| Комплекс аппаратно-программный средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300 | Одно УСПД RTU-325 | №19495-03 |
| СОЕВ на базе GPS-приемника УССВ | Один | |
| Спутниковый модем GSP1620 | Один | |
| Терминальный модем сотовой связи GSM | Один | |

Таблица 5

| | |
|--|---|
| Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации. | Необходимое количество для АИИС КУЭ ОАО «АСТРАХАНЬЭНЕРГО» Астраханская ГРЭС |
| Верхний уровень АИИС КУЭ ОАО «АСТРАХАНЬЭНЕРГО» | В комплекте согласно техническому проекту на центр сбора АИИС КУЭ ОАО «Астраханьэнерго» |
| ПЭВМ стандарта Pentium-IV | Один |

| | |
|--|---|
| Формуляр на систему | Один экземпляр |
| Методика поверки | Один экземпляр |
| Руководство по эксплуатации | Один экземпляр |
| Специализированное программное обеспечение «АСКП2000» (ASKP 2000) и «Альфа-Плюс» | Состав программных модулей определяется заказом потребителя |

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ ОАО «АСТРАХАНЬЭНЕРГО» Астраханская ГРЭС проводится по документу «Методика поверки АИИС КУЭ ОАО «АСТРАХАНЬЭНЕРГО» Астраханская ГРЭС», утвержденным ГЦИ СИ ВНИИМС в 2005г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
 - средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
 - средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа EA05RL-P1B-3 в соответствии с методикой поверки утвержденной ВНИИМ в 1997г.;
 - средства поверки УСПД типа RTU-325 в соответствии с методикой поверки, утвержденной ВНИИМС в 2000г.;
 - СОЕВ на базе GPS-приемника УССВ, принимающий сигналы службы точного времени;
- Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

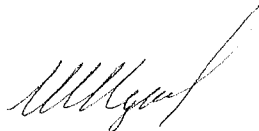
- ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
- ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
- ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92) Межгосударственный стандарт «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (класс точности 0,2 S и 0,5 S)».
- ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».
- ГОСТ 7746 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
- ГОСТ 1983 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «АСТРАХАНЬЭНЕРГО» Астраханская ГРЭС утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель: ОАО «Научно-технический центр «Электроцентромонтаж».
Адрес: 121059, Москва, Г-59, а/я 32, Бережковская наб., дом 16, корп. 2.

Зам. главного инженера
ОАО «Научно-технический центр
«Электроцентромонтаж»



М.И. Тюряков