

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ

Государственного центра испытаний

и метрологии «ФГУ «Взвешивание-Москва»

С. Евдокимов

2010 г.



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) ТЭЦ-3 ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области

Внесена в Государственный реестр средств измерений

Регистрационный номер

№ 46415-10

Изготовлена ОАО «Территориальная генерирующая компания № 2» по проектной документации ЗАО «НПК «Энергопроект» г. Москва, с заводским номером 01.

### НАЗНАЧЕНИЕ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) ТЭЦ-3 ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области (далее по тексту - АИИС КУЭ ТЭЦ-3 ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности потребляемой с ОРЭ по всем расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

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

### ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ТЭЦ-3 ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области представляет собой многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Измерительно-информационные комплексы (ИИК) 1-6 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), устройство синхронизации системного времени (УССВ), включающее в себя приемник GPS-сигналов, подключаемый к УСПД, технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы. ИВКЭ состоит из специализированных промконтроллеров, обеспечивающих интерфейсы доступа к ИИК и технических средств приема-передачи данных (каналообразующей аппаратуры);

- 3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер баз данных (СБД), автоматизированное рабочее место (АРМ ИВК), а так же совокуп-

ность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

В точках учёта энергии установлены высокоточные средства учёта – электронные счётчики, подключенные к сетям высокого напряжения через измерительные трансформаторы тока и напряжения. Для расчета электрической энергии, потребляемой за определенный период времени, необходимо интегрировать во времени мгновенные значения мощности.

Сигналы, пропорциональные напряжению и току в сети, снимаются с вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения и поступают на вход преобразователя счетчика. Измерительная система преобразователя перемножает входные сигналы, получая мгновенную потребляемую мощность. Этот сигнал поступает на вход микроконтроллера счетчика, преобразующего его в Вт·ч и, по мере накопления сигналов, изменяющего показания счетчика. Микроконтроллер считывает и сохраняет последнее сохраненное значение. По мере накопления каждого Вт·ч, микроконтроллер увеличивает показания счетчика.

На уровне ИВК АИИС КУЭ ТЭЦ-3 ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области осуществляется автоматический сбор данных с ИВКЭ (УСИД), ведётся статистика по связи и протоколы событий в системе.

ИВК АИИС КУЭ ТЭЦ-3 ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области:

- выполняет опрос значений результатов измерений, хранящихся в базе данных ИВКЭ;
- выполняет опрос состояний средств измерений, хранящихся в базе данных ИВКЭ, включая:

- журналы событий ИВКЭ;
- данные о состоянии средств измерений со всех ИИК, обслуживаемых данным ИВКЭ;
- осуществляет информационный обмен с заинтересованными организациями в рамках согласованного регламента «по запросу» о состоянии объектов измерений, включая состояния выключателей, разъединителей, трансформаторов энергоустановки.

В результате сбора информации о результатах измерений, составе, структуре объекта измерений в ИВК АИИС КУЭ ТЭЦ-3 ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области проводится структуризация информации, формирование разделов баз данных по результатам измерений, состоянию средств измерений и состоянию объектов измерений. На основе анализа собранных данных определяются необходимые учетные (интегральные) показатели измеренных параметров посредством соответствующей обработки полученных данных.

В ИВК АИИС КУЭ ТЭЦ-3 ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области обеспечена возможность информационного взаимодействия с системой автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (мощности) главного управления ОАО «Территориальная генерирующая компания N 2» по Ярославской области (АИИС КУЭ ТЭЦ-3 ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области) регистрационный номер Госреестра 34587-07.

Для ведения электронного архива коммерческих и контрольных данных в ИВК АИИС КУЭ ТЭЦ-3 ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области используются системы управления реляционными базами данных с поддержкой языка SQL (Database Language SQL).

Взаимодействие между ИВК АИИС КУЭ ТЭЦ-3 ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области и заинтересованными организациями в рамках согласованного регламента осуществляется по основному и резервному каналу связи. Основной канал связи организован по электронной почте пересылкой html-макетов.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;

- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- 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);

#### 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.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотносятся с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи поступает в ИВКЭ (УСПД), где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор, хранение и передача результатов измерений на верхний уровень АИИС КУЭ.

Коммуникационный сервер при помощи программного обеспечения (ПО), один раз в сутки, опрашивает ИВКЭ (УСПД) и считывает с него 30 минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки. Считанные значения записываются в базу данных. Сервер БД производит вычисление получасовых значений электроэнергии на основании считанного профиля мощности. В автоматическом режиме раз в сутки сервер БД считывает из базы данных получасовые значения электроэнергии, формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML в ОАО «АТС», ТЭЦ-3 ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области и другие заинтересованные организации.

#### Описание программного обеспечения

Программные средства содержат: базовое (системное) ПО (Windows XP Pro SP2), включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД SQL) и прикладное ПО «Энергосфера», ПО «АльфаЦентр» производства ООО «ЭльстерМетроника» г. Москва.

АИИС КУЭ ТЭЦ-3 ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с точностью не хуже  $\pm 5$  с/сутки. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят все средства измерений времени (таймеры счетчиков, УСПД, СБД). В качестве базового прибора СОЕВ используется УССВ на базе приёмника GPS-сигналов.

## МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов ТЭЦ-3 ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области показан в таблице 1

Таблица 1 - Состав измерительных каналов ТЭЦ-3 ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области показан в таблице 1

№ ИЛК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)	
1	2	3	4	5	6	7
1	ТЭЦ-3 ВЛ-110 кВ Ярославская-1	ТВИ-110 Кл.т.0,5S Ктт=1000/5 Зав. № 405 Зав. № 406 Зав. № 407 Госреестр № 30559-05	НКФ-110-57 Кл.т. 1 Ктт=110000/100 Зав. № 751947 Зав. № 753863 Зав. № 747289 Госреестр № 922-54	ЕА05РАL-B-4 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 01134992 Госреестр № 16666-07	RTU325-E-512- M3-B8-Q-i2-G Зав. № 001562 Госреестр № 37288-08	Активная Реактивная
2	ТЭЦ-3 ВЛ-110 кВ Пионерская	ТВИ-110 Кл.т.0,5S Ктт=1000/5 Зав. № 380 Зав. № 381 Зав. № 385 Госреестр № 30559-05	НКФ-110-57 Кл.т. 1 Ктт=110000/100 Зав. № 751947 Зав. № 753863 Зав. № 747289 Госреестр № 922-54	ЕА05РАL-B-4 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 01134987 Госреестр № 16666-07	RTU325-E-512- M3-B8-Q-i2-G Зав. № 001562 Госреестр № 37288-08	Активная Реактивная
3	ТЭЦ-3 ВЛ-110 кВ Комсомольская	ТВИ-110 Кл.т.0,5S Ктт=1000/5 Зав. № 393 Зав. № 397 Зав. № 399 Госреестр № 30559-05	НКФ-110-57 Кл.т. 1 Ктт=110000/100 Зав. № 753854 Зав. № 753853 Зав. № 753857 Госреестр № 922-54	ЕА05РАL-B-4 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 01134978 Госреестр № 16666-07	RTU325-E-512- M3-B8-Q-i2-G Зав. № 001562 Госреестр № 37288-08	Активная Реактивная
4	ТЭЦ-3 ВЛ-110 кВ Перекопская	ТВИ-110 Кл.т.0,5S Ктт=1000/5 Зав. № 388 Зав. № 395 Зав. № 398 Госреестр № 30559-05	НКФ-110-57 Кл.т. 1 Ктт=110000/100 Зав. № 751947 Зав. № 753863 Зав. № 747289 Госреестр № 922-54	ЕА05РАL-B-4 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 01134971 Госреестр № 16666-07	RTU325-E-512- M3-B8-Q-i2-G Зав. № 001562 Госреестр № 37288-08	Активная Реактивная
5	ТЭЦ-3 ВЛ-110 кВ Фрунзенский-1	ТВИ-110 Кл.т.0,5S Ктт=1000/5 Зав. № 402 Зав. № 404 Зав. № 401 Госреестр № 30559-05	НКФ-110-57 Кл.т. 1 Ктт=110000/100 Зав. № 751947 Зав. № 753863 Зав. № 747289 Госреестр № 922-54	ЕА05РАL-B-4 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 01134983 Госреестр № 16666-07	RTU325-E-512- M3-B8-Q-i2-G Зав. № 001562 Госреестр № 37288-08	Активная Реактивная
6	ТЭЦ-3 ВЛ-110 кВ Фрунзенская-2	ТВИ-110 Кл.т.0,5S Ктт=1000/5 Зав. № 408 Зав. № 409 Зав. № 403 Госреестр № 30559-05	НКФ-110-57 Кл.т. 1 Ктт=110000/100 Зав. № 753854 Зав. № 753853 Зав. № 753857 Госреестр № 922-54	ЕА05РАL-B-4 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 01134982 Госреестр № 16666-07	RTU325-E-512- M3-B8-Q-i2-G Зав. № 001562 Госреестр № 37288-08	Активная Реактивная

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ ТЭЦ-3 ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ ТЭЦ-3 ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области

Границы допускаемых погрешностей измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер канала	cosφ	$\delta_{1(2)\%}$ $I_{1(2)} \leq I_{ном} < I_5$ %	$\delta_5\%$ $I_5\% \leq I_{ном} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%}$ $I_{20\%} \leq I_{ном} < I_{100}$ %	$\delta_{100\%}$ $I_{100\%} \leq I_{ном} < I_{120}$ %
1	2	3	4	5	6
1-6 ТТ 0,5S; ТН 1,0; Сч 0,5S	1,0	±2,6	±2	±1,9	±1,9
	0,9	±2,8	±2,2	±2	±2
	0,8	±3,3	±2,5	±2,3	±2,3
	0,7	±3,8	±2,9	±2,5	±2,5
	0,5	±5,5	±4	±3,4	±3,4
Границы допускаемых погрешностей измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер канала	cosφ	$\delta_{1(2)\%}$ $I_{1(2)} \leq I_{ном} < I_5$ %	$\delta_5\%$ $I_5\% \leq I_{ном} < I_{20}$ %	$\delta_{20\%}$ $I_{20\%} \leq I_{ном} < I_{100}$ 100%	$\delta_{100\%}$ $I_{100\%} \leq I_{ном} < I_{120}$ 120%
1-6 ТТ 0,5S; ТН 1,0; Сч 1,0	0,9	±8,7	±5,6	±4,3	±4,2
	0,8	±6	±3,9	±3	±3
	0,7	±5,1	±3,4	±2,7	±2,6
	0,5	±4,2	±2,9	±2,3	±2,3

#### 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 питающей сети: напряжение (0,98...1,02)· $I_{ном}$ , ток (1 ± 1,2)· $I_{ном}$ ,  $\cos\varphi=0,9$  инд;
  - температура окружающей среды (20±5) °С.
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ «ТЭЦ-3 ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области:
  - напряжение питающей сети (0,9...1,1)· $I_{ном}$ , ток (0,01...1,2)· $I_{ном}$ ;
  - температура окружающей среды:

счетчики электроэнергии ЕвроАльфа от минус 40 °С до плюс 70 °С;

контроллеры RTU-325 от минус 40 °С до плюс 85 °С;

трансформаторы тока по ГОСТ 7746;

трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983.

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

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.

Показатели надежности комплектующих устройств компонентов АИИС КУЭ ТЭЦ-3 ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области:

- - счетчики – среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов,
- УСПД (RTU-325) – среднее время наработки на отказ не менее 40000 часов
- резервирование питания в АИИС осуществляется при помощи устройств бесперебойного электропитания (UPS), обеспечивающих стабилизированное бесперебойное питание элементов АИИС при скачкообразном изменении или пропадании напряжения (бестоковая пауза, не вызывающая сбоев в работе сервера – 30 мин).

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v \leq 1$  часа;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для модема  $T_v \leq 1$  час;
- для ИВКЭ (УСПД) RTU-325  $T_v \leq 1$  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 шлюзами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, 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);
- ИВКЭ (УСПД) (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии – до 5 лет при температуре 25 °С;
- УСПД – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

## МЕСТО И СПОСОБ НАНЕСЕНИЯ ЗНАКА УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ ТЭЦ-3 ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области типографским способом.

### КОМПЛЕКТНОСТЬ ПОСТАВКИ

Комплектность АИИС КУЭ ТЭЦ-3 ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

### ПОВЕРКА

Проверка проводится в соответствии с документом «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТЭЦ-3 ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области Методика поверки». МП-980/446-2010 утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в октябре 2010 г.

Средства поверки – в соответствии с НД на измерительные компоненты.

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;
- счетчик ЕвроАЛЬФА – по документу "ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки", согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.
- ИВКЭ УСПД RTU-325 – по документу «Устройства сбора и передача данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005МП.» утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-04);
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Интервал между поверками – 4 года.

### СВЕДЕНИЯ О МЕТОДИКАХ (МЕТОДАХ) ИЗМЕРЕНИЙ

Измерения производятся в соответствии с документом «Методика выполнения измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ГУ ОАО «ТГК-2» по Ярославской области № 322/446-2006 утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в декабре 2006 г

## НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

- 1 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
- 2 ГОСТ 8.584-2004 «ГСИ. Счетчики статические активной электрической энергии переменного тока. Методика поверки».
- 3 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- 4 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
- 5 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- 6 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- 7 ГОСТ Р 52320-2005 (МЭК 62052-11:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть II. Счетчики электрической энергии.
- 8 ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
- 9 ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии (в части счетчиков реактивной энергии классов точности 1 и 2).
- 10 МИ 2999-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии. Рекомендации по составлению описания типа.
- 11 ТУ 4228-002-29056091-97 Счетчик электрической энергии многофункциональный ЕвроАльфа. Технические условия.

## ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ОАО «Территориальная генерирующая компания №2»  
150040, г. Ярославль, пр. Октября, 42  
Телефон: (4852) 73-31-71

И.о. заместителя генерального директора  
– управляющий директор  
Главного управления ОАО «ТГК-2»  
по Ярославской области



С.В. Логинова