

«СОГЛАСОВАНО»

Руководитель ГЦИ СИ

ФГУП «ВНИИМС»

В. Н. Яншин



03 » августа 2010 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» «Хабаровская ТЭЦ-3» в части ВЛ 220 кВ Л-225, ВЛ 220 кВ Л-226	Внесена в Государственный реестр средств измерений  Регистрационный номер № <u>44747-10</u>
--	---

Изготовлена по проектной документации ООО «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА», г. Москва для коммерческого учета электрической энергии на объектах ОАО «Дальневосточная генерирующая компания», заводской номер № 62004

#### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» «Хабаровская ТЭЦ-3» в части ВЛ 220 кВ Л-225, ВЛ 220 кВ Л-226 (далее - АИИС КУЭ), г. Хабаровск, предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Областью применения АИИС КУЭ является коммерческий учёт электрической энергии на объектах ОАО «Дальневосточная генерирующая компания, по утвержденной методике выполнения измерений количества электрической энергии.

#### ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 3<sup>х</sup>-уровневую систему, которая состоит из измерительных каналов (далее – ИК), измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (далее – ИВКЭ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК) с системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), расположенного в серверной административного корпуса ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» (г. Хабаровск).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- 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.);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в ИВК результатов измерений;

- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии средств измерений со стороны сервера организаций - участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, пломб и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы обеспечения единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные каналы (ИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03 класса точности 0,2S/0,5 по ГОСТ 30206-94 (в части активной электроэнергии), по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ на базе устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа контроллер сетевой индустриальный СИКОН С50, устройство синхронизации времени типа УСВ-1, автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора; программное обеспечение (далее – ПО) «Emcos Local».

3-й - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий Сервер сбора данных; Web-сервер; Сервер баз данных, Сервер резервный, АРМ оператора, ПО «Emcos Corporate».

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 при помощи шестиканального аналогово-цифрового преобразователя преобразуются в цифровой сигнал. Устройство управления счетчика выполнено на основе однокристального микроконтроллера, который по выборкам мгновенных значений напряжений и токов производит вычисление средних за период сети значений активной (реактивной) мощности для каждой фазы сети, полной мощности для каждой фазы сети и среднеквадратические значения напряжений и токов для каждой фазы на интервале времени усреднения 30 мин.

Каждые 30 минут УСПД производит опрос цифровых счетчиков, установленных на объекте. Сервер сбора данных производит опрос УСПД не реже 1 раза в сутки.

УСПД в автоматическом режиме осуществляет сбор данных со счетчиков, обработку информации и передачу данных посредством каналобразующей аппаратуры на Сервер сбора данных. Сервер в автоматическом режиме осуществляет сбор данных с УСПД, обработку информации и передачу данных вышестоящим субъектам ОРЭ посредством каналобразующей аппаратуры.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ) на уровне ИВКЭ, созданной на основе устройства синхронизации времени УСВ-1. Устройство УСВ-1 подключено непосредственно к УСПД СИКОН С50. УСВ-1 предназначено для измерения (формирования, счета) текущих значений даты и времени (с коррекцией времени по сигналам единого календарного времени, которые передаются со спутников глобальной системы позиционирования – GPS). Источником сигналов единого календарного времени является встроенный в УСВ GPS-

приёмник, сличение постоянно, рассинхронизация при наличии связи со спутником не более 0,5 с.

УСВ-1 автоматически осуществляет коррекцию времени УСПД. Сличение времени контроллера СИКОН С50 со временем УСВ-1 один раз в 1 сут, корректировка времени выполняется при расхождении времени серверов и УСВ-1 более чем  $\pm 2$  с.

УСПД автоматически осуществляет коррекцию времени счетчиков. Сличение времени счетчиков со временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков и УСПД более чем  $\pm 2$  с.

Абсолютная погрешность измерений времени СОЕВ не превышает предела абсолютной суточной погрешности измерения текущего времени, равного  $\pm 5$  с/сут.

При длительном нарушении работы канала связи между УСПД и счетчиками на длительный срок, время счетчиков корректируется от переносного инженерного пульта. При снятии данных с помощью инженерного пульта через оптический порт счётчика производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счётчика.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и контроллера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

**ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ**

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 1

Таблица 1 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Номер ИК	Канал измерений		Состав измерительного канала				Метрологические характеристики			
	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Тосрестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер	Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Основная Погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
		АИИС КУЭ	АИИС КУЭ ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» «Хабаровская ТЭЦ-3» в части ВЛ 220 кВ Л-225, ВЛ 220 кВ Л-226	62004		Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub>				
		УСВ	УСВ-1	188		Календарное время, Интервалы времени				
		УСПД	СИКОН С50	08.115-2005						

Продолжение таблицы 1

1	2	3			4			5			6	7	8	9	10
		ТТ	ТН	Счетчик	А	В	С	А	В	С					
1	ВЛ 220 кВ W12E (Л-225) Хабаровская ТЭЦ-3 – ПС 500 кВ Хехцир	ТТ	Кт = 0,2S	Ктн = 220000/√3:100/√3	Ксч = 1 № 27524-04	СА-245	0814637/2	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub>	220000	Активная Реактивная	± 0,8 ± 1,5	± 2,2 ± 2,1			
			Ктт = 500/5 № 23747-02			СА-245	0814637/6								
			Кт = 0,5			СА-245	0814637/1								
		ТН	Кт = 0,5	Ктн = 220000/√3:100/√3	Ксч = 1 № 27524-04	НКФ-220-58 У1	23162	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub>	220000	Активная Реактивная	± 0,8 ± 1,5	± 2,2 ± 2,1			
			Ктт = 500/5 № 23747-02			НКФ-220-58 У1	22991								
			Кт = 0,5			НКФ-220-58 У1	22928								
2	ВЛ 220 кВ W13E (Л-226) Хабаровская ТЭЦ-3 – ПС 500 кВ Хехцир	ТТ	Кт = 0,2S	Ктн = 220000/√3:100/√3	Ксч = 1 № 27524-04	СА-245	0814637/4	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub>	220000	Активная Реактивная	± 0,8 ± 1,5	± 2,2 ± 2,1			
			Ктт = 500/5 № 23747-02			СА-245	0814637/3								
			Кт = 0,5			СА-245	0814637/5								
		ТН	Кт = 0,5	Ктн = 220000/√3:100/√3	Ксч = 1 № 27524-04	НКФ-220-58 У1	22459	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub>	220000	Активная Реактивная	± 0,8 ± 1,5	± 2,2 ± 2,1			
			Ктт = 500/5 № 23747-02			НКФ-220-58 У1	23070								
			Кт = 0,5			НКФ-220-58 У1	23049								
Счетчик			Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03	0111080743		220000	Активная Реактивная	± 0,8 ± 1,5	± 2,2 ± 2,1					
											СЭТ-4ТМ.03	0111080523			

Примечания:

1. В Таблице 1 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);
2. В Таблице 1 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности P=0,95, cosφ=0,5 (sinφ=0,87) и токе ТТ, равном 2 % от I<sub>ном</sub>.
3. Нормальные условия эксплуатации:
  - параметры питающей сети: напряжение – (220±4,4) В; частота – (50 ± 0,5) Гц;
  - параметры сети: диапазон напряжения – (0,99 ± 1,01)U<sub>н</sub>; диапазон силы тока – (1,0 ± 1,2)I<sub>н</sub>; диапазон коэффициента мощности cosφ (sinφ) – 0,87(0,5); частота – (50 ± 0,5) Гц;
  - температура окружающего воздуха: ТТ – от -40 °С до +50 °С; ТН – от -40 °С до +50 °С; счетчиков: в части активной энергии – от +21 °С до +25 °С, в части реактивной энергии – от +18 °С до +22 °С; УСНД – от +15 °С до +25 °С;
  - относительная влажность воздуха – (70±5) %;
  - атмосферное давление – (100±4) кПа ((750±30) мм рт. ст.)

4. Рабочие условия эксплуатации:  
для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения –  $(0,9 \div 1,1)U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока –  $(0,01 \div 1,2)I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) –  $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$ ; частота –  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха – от  $+15^\circ\text{C}$  до  $+30^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха –  $(70\pm 5)\%$ ;
- атмосферное давление –  $(100\pm 4)$  кПа  $(750\pm 30)$  мм рт. ст.)

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения –  $(0,9 \div 1,1)U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока –  $(0,01$  при  $\cos\varphi=1) \div 1,2)I_{н2}$ ;
- диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) –  $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$ ; частота –  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения –  $0,5$  мТл;
- температура окружающего воздуха – от  $+10^\circ\text{C}$  до  $+30^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха –  $(40-60)\%$ ;
- атмосферное давление –  $(100\pm 4)$  кПа  $(750\pm 30)$  мм рт. ст.)

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение –  $(220 \pm 10)$  В; частота –  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха – от  $+15^\circ\text{C}$  до  $+30^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха –  $(70\pm 5)\%$ ;
- атмосферное давление –  $(100\pm 4)$  кПа  $(750\pm 30)$  мм рт. ст.)

5. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики

электрической энергии по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п.1 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1, УСПД на однотипный утвержденный тип. Замена оформляется актом установленном на объектах ОАО «Дальневосточная генерирующая компания». Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть. Порядок оформления замены измерительных компонентов, а также других изменений, вносимых в АИИС КУЭ в процессе их эксплуатации после утверждения типа в качестве единичного экземпляра, осуществляется согласно Приложению Б МИ 2999-2006

#### Надежность применяемых в системе компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983 и ГОСТ 7746, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее  $T_0 = 90000$  ч., время восстановления работоспособности  $T_B = 24(168)$  ч.;
- контроллер СИКОН С50 – среднее время наработки на отказ не менее  $T_0 = 70\,000$  ч., среднее время восстановления работоспособности  $T_B = 24$  ч.;

#### Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_{Г\_АИИС} = 0,99$  – коэффициент готовности;

$T_{O\_ИК (АИИС)} = 58143 (3432)$  ч. – среднее время наработки на отказ.

#### Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Мощные функции контроля процесса работы и развитые средства диагностики системы;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

#### Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
  - параметрирование;
  - пропадание напряжения;
  - коррекция времени в счетчике.
- журнал событий ИВКЭ:
  - параметрирование;
  - пропадание напряжения;
  - коррекция времени в УСПД.
- журнал событий ИВК:
  - даты начала регистрации измерений;
  - перерывы электропитания;
  - программные и аппаратные перезапуски;
  - установка и корректировка времени;
  - переход на летнее/зимнее время;
  - нарушение защиты ИВК;
  - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

#### Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчетчиков;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательных коробок;
  - УСПД;
  - серверов ИВК;
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений при передаче информации (возможность использования

- цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на промконтроллер (УСПД);
- установка пароля на Серверы ИВК.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет за весь срок эксплуатации системы.

### ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» «Хабаровская ТЭЦ-3» в части ВЛ 220 кВ Л-225, ВЛ 220 кВ Л-226.

### КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» «Хабаровская ТЭЦ-3» в части ВЛ 220 кВ Л-225, ВЛ 220 кВ Л-226 определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» «Хабаровская ТЭЦ-3» в части ВЛ 220 кВ Л-225, ВЛ 220 кВ Л-226 представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» «Хабаровская ТЭЦ-3» в части ВЛ 220 кВ Л-225, ВЛ 220 кВ Л-226

Наименование	Количество
1	2
Измерительный трансформатор тока типа СА-245	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НКФ-220-58	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03	2 шт.
Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С50	1 шт.
Устройство синхронизации времени УСВ-1	1 шт.
Сервер сбора данных Aquarius Server T50 D51	1 шт.
Web-сервер HP Proliant DL360R04	1 шт.
Сервер баз данных Aquarius Server T50 D51	1 шт.
Сервер резервный Proliant DL360R04	1 шт.
ПО EMCOS Corporate (на 1000 точек измерения) (ИВК)	1 шт.
ПО Microsoft Windows 2003 Server Russian (ИВК)	1 шт.



Продолжение таблицы 3

1	2
Лицензия ORACLE на 10 пользователей (ИВК)	1 шт.
АРМ оператора с ПО Windows XP (ИВК)	1 шт.
АРМ оператора с ПО Windows XP (ИВКЭ)	1 шт.
ПО Emcos Local (для АРМ ИВКЭ)	1 шт.
Лицензирование дополнительных точек измерения ПО "EMCOS Local" (для АРМ ИВКЭ)	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

### ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» «Хабаровская ТЭЦ-3» в части ВЛ 220 кВ Л-225, ВЛ 220 кВ Л-226». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 29 сентября 2009 г.

Перечень основных средств поверки:

– Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35 ... 330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

– Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

– Счетчики типа СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;

– контроллера сетевого промышленного СИКОН С50 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С50. Методика поверки ВЛСТ 198.00.000 И1», утвержденным ВНИИМС в 2004 году;

– устройства синхронизации времени УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000 МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2004 году;

– радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04

– переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Межповерочный интервал - 4 года.

## НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

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

ГОСТ 30206-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2 S, 0,5S).

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

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

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

МИ 3000-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» «Хабаровская ТЭЦ-3» в части ВЛ 220 кВ Л-225, ВЛ 220 кВ Л-226.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» «Хабаровская ТЭЦ-3» в части ВЛ 220 кВ Л-225, ВЛ 220 кВ Л-226, утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

**Изготовитель:**

ООО «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА»


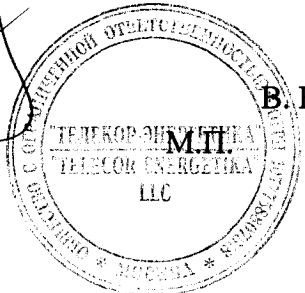
**Юридический адрес:**

109240, г. Москва,  
ул. Радищевская верхняя, д. 4 стр.3.

**Почтовый адрес:**

121309, г. Москва,  
ул. Новозаводская, д. 18, стр. 1,  
тел./факс: (495) 795-09-30,

Исполнительный директор

  
 В. В. Лобко