

Сравнительный анализ эффективности использования топлива на электростанциях

Копцев Л. А., канд. техн. наук, Чистяков В. М., Харчук В. В., Жарова М. Н., инженеры

ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат»

Рассмотрен общий подход к проведению анализа эффективности использования энергоресурсов станциями ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат» (ММК), разнородными по составу оборудования, назначению, потребляемому топливу. Выявлены факторы, наиболее значимо влияющие на объем потребления топлива.

Ключевые слова: эффективность использования энергоресурсов, электрические станции, модель потребления энергоресурсов, регрессионный анализ.

Собственные электростанции и блок-станции обеспечивают металлургическим предприятиям существенную экономическую выгоду благодаря использованию вторичных коксового и доменного газов в качестве топлива вместо первичных природного газа и угля. К тому же это дополнительно позволяет снизить остроту экологических проблем. Вместе с тем электростанции в составе предприятия относятся к наиболее крупным потребителям топлива и электроэнергии. Три собственные электростанции ОАО «ММК» (ТЭЦ, ЦЭС и ПВЭС) потребляют около 45 % природного газа, 47 % всего топлива и 8 % электроэнергии, расходуемых предприятием в целом. Указанное обуславливает необходимость проведения анализа эффективности использования на них энергоресурсов с соот-

ветствующей его методической обеспеченностью и учетом особенностей электростанций, которые имеют различные назначение и структуру производимой продукции, разные электрическую мощность и паровую производительность, типы турбогенераторов, а также структуру топлива. ТЭЦ и ЦЭС работают по графику покрытия теплофикационных нагрузок. Для ТЭЦ характерной особенностью является наличие двух групп турбогенераторов: одна из них обеспечивает теплотой правобережную часть Магнитогорска, другая — левобережную, основную часть которой составляют потребители промышленной площадки. Кроме того, ТЭЦ подает свежий пар на приводные турбины воздушных компрессоров кислородного цеха. Мощности установленных на станции турбогенераторов практически

одинаковые, но котлы третьей очереди резко отличаются по своим характеристикам. В отличие от ТЭЦ на ЦЭС все турбогенераторы работают на общий теплофикационный паровой коллектор. На станции установлены разнородные турбогенераторы как по мощности (от 6 до 40 МВт), так и по типу — кроме обычных с теплофикационными отборами имеются две противодавленческие турбины. Основное назначение ПВЭС — обеспечение воздушного дутья для доменных печей и покрытие потребности технологических цехов в паре различных параметров. Особенность ПВЭС — наличие двух блоков — высокого и среднего давлений. Характеристики турбогенераторов на ПВЭС также разнообразны.

Основное топливо на ТЭЦ — природный газ (93 %), дополнительное — уголь (7 %), который сжигается только в отопительный период (резервное топливо). На ЦЭС и ПВЭС в качестве топлива используются и вторичные газы. Средний по энергосодержанию состав топлива на ЦЭС — природный (52 %) и доменный (48 %) газы, на ПВЭС — природный (36 %), доменный (37 %) и коксовый (27 %) газы.

На комбинате создана математическая модель потребления топлива на электростанциях, позволяющая не только прогнозировать его потребление, но и оценивать эффективность использования. Оценка эффективности основана на статистическом анализе показателей работы станций, отраженных количественными характеристиками в технических отчетах за некоторый прошедший период. Всесторонний анализ технических показателей, направленный на выделение наиболее сильно влияющих на потребление топлива, приводит к выводу: различные назначение, характеристики оборудования, структура топлива и производимой продукции определяют для каждой электростанции свой, отличный от других набор наиболее значимых факторов.

Эффективность использования топлива на ТЭЦ оценивается на основе следующих факторов: выработки тепловой энергии, Гкал, и электроэнергии, тыс. кВт·ч; отпуска свежего пара на кислородную станцию, Гкал; выработки электроэнергии на тепловом потреблении, %; отпуска теплоты водогрейными котлами, Гкал; продолжительности работы, ч, котлов № 7 и 8. Математическая модель характеризуется высоким коэффициентом детерминации, который достигает 0,99, и небольшой среднеквадратической ошибкой, равной 0,66 %. В данном случае выделены

часы работы только котлов третьей очереди — № 7 и 8, поскольку их характеристики резко отличаются и оказывают значительное влияние на показатели работы станции. Ранее было выявлено, что чем больше эти котлы находятся в работе в течение месяца, тем ниже КПД станции и одновременно меньше сжигается природного газа, т. е. котлы третьей очереди более эффективны в отношении использования топлива*.

На ПВЭС эффективность использования топлива характеризуется другими факторами: выработкой пара, Гкал, и электроэнергии, тыс. кВт·ч; выработкой дутья, тыс. м³; продолжительностью работы, ч, котлов высокого и среднего давления; отпуском пара, Гкал; долями доменного и коксового газов, %. Модель для ПВЭС характеризуется коэффициентом детерминации 0,98 и среднеквадратической ошибкой 1,2 %.

Рассмотрим анализ эффективности использования топлива и энергоресурсов для ЦЭС более детально. Станция обеспечивает теплотой промышленную площадку и значительную часть города. На рис. 1 показана структура потребления энергоресурсов ЦЭС. Основными энергоносителями, участвующими в обеспечении технологических процессов на станции, являются природный (49 %) и доменный (46 %) газы, тепловая (3 %) и электрическая (2 %) энергия. Помесячная динамика энергобаланса ЦЭС (по энергосодержанию) приведена на рис. 2. Следует отметить, что соотношение потребления двух основных энергоресурсов на станции в значительной степени зависит от сезонности. В отопительный период доля природного газа в энергобалансе станции увеличивается, так как колебания тепловой нагрузки покрываются дополнительным его потреблением. В стоимостном выражении рассматриваемый энергобаланс незначительно, но меняет свою структуру и становится более изменчивым (рис. 3), что определяется соотношением стоимости энергоресурсов в различные периоды. Динамика стоимости энергоресурсов за соответствующий период приведена на рис. 4. Очевидно, что электроэнергия — наиболее дорогой энергоресурс в пересчете на единицу энергосодержания.

Для выявления производственных факторов, наиболее значимо влияющих на объем

* Копцев Л. А. Оптимизация энергобаланса собственных электростанций ОАО «ММК». — В кн.: Энергосбережение на промышленных предприятиях (Материалы второй междунар. науч.-техн. конф.) — Магнитогорск, 2000.

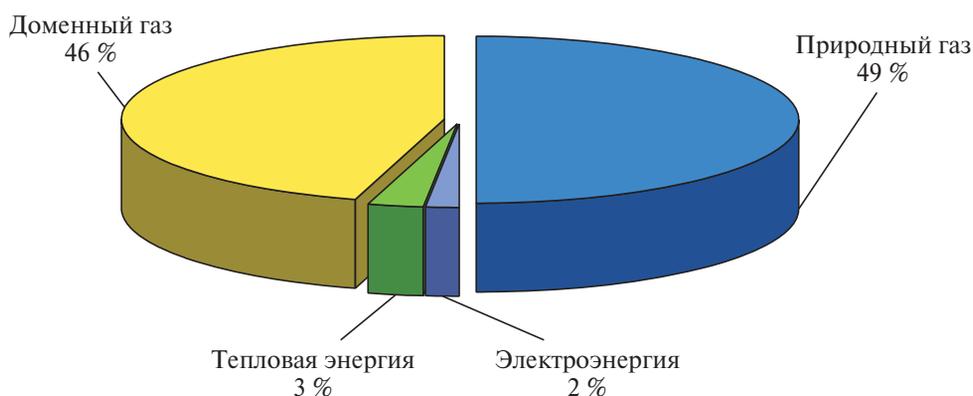


Рис. 1. Энергобаланс ЦЭС за 2011 год

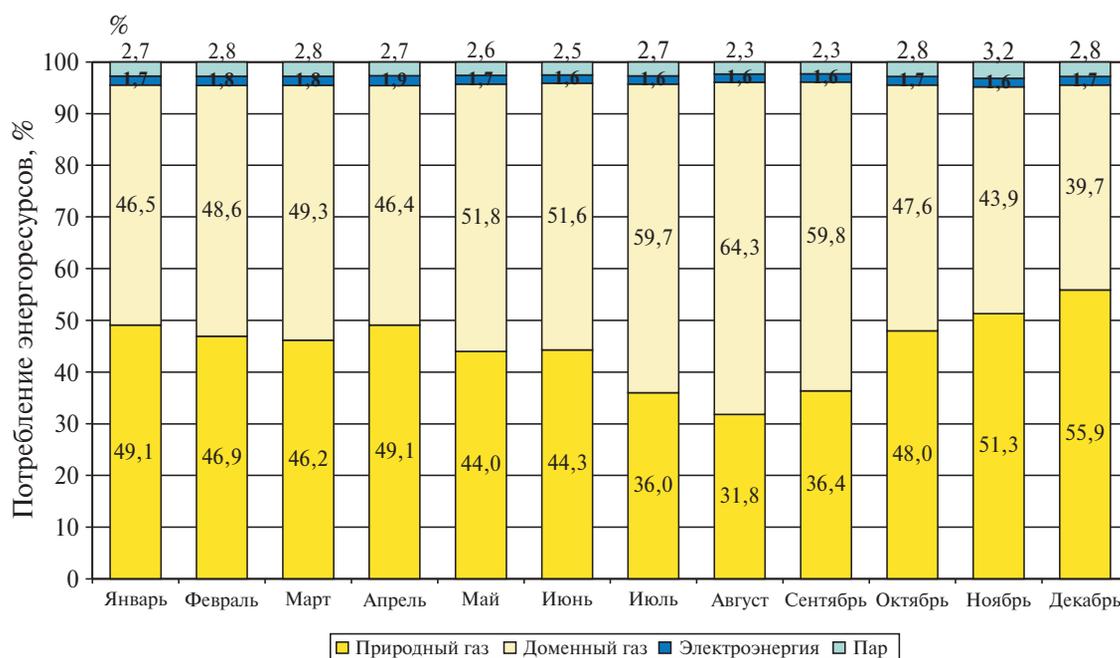


Рис. 2. Динамика структуры энергобаланса станции (по энергосодержанию)

потребления топлива станцией, методом шаговой линейной регрессии был проведен статистический анализ показателей объемов производимой продукции (выработки электроэнергии, отпуска теплоты и др.), потребления топлива с учетом его структуры, различных технических и производственных характеристик станции. В качестве анализируемых данных использовали средние значения показателей за месяц. Объем выработки составил 6 лет — с 2005 по 2011 г. В качестве факторов, характеризующих работу станции, предварительно были выбраны следующие показатели: выработка пара котельной, Гкал; выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч; отпуск теплоты станцией, Гкал; отпуск теплоты водогрейными котлами, Гкал; отпуск пара на технологию, Гкал; продолжитель-

ность, ч, работы котлов; выработка электроэнергии на тепловом потреблении, %; доля доменного газа (ДГ), %.

Пары факторов “отпуск теплоты станцией” — “выработка электроэнергии на тепловом потреблении” и “выработка пара котельной” — “продолжительность работы котлов” обладают тесной корреляционной связью. С целью повышения точности модели один фактор из перечисленных пар необходимо исключить. Для оценки объема потребления топлива целесообразно оставить фактор “выработка электроэнергии на тепловом потреблении” — один из важнейших показателей эффективности работы станции, объединяющий в себе и “расход пара на турбину”, и “выработку электроэнергии”. При этом расход пара на турбину составляет в среднем от

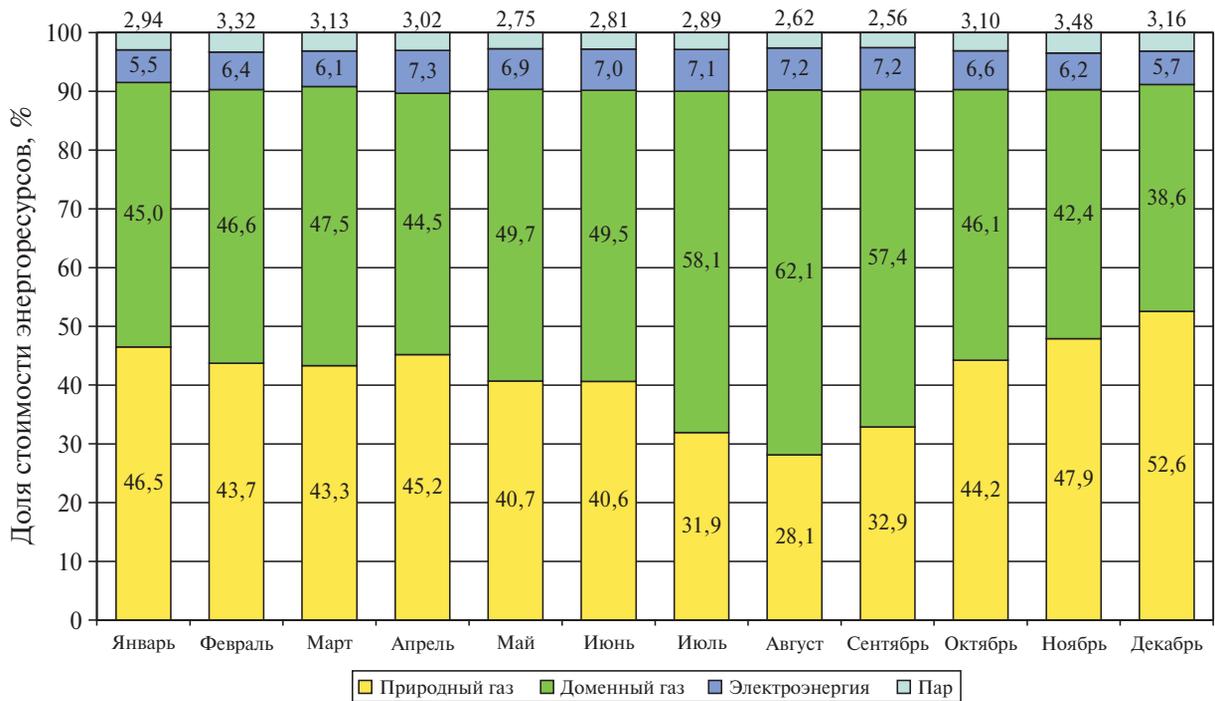


Рис. 3. Энергобаланс станции (в стоимостном выражении)

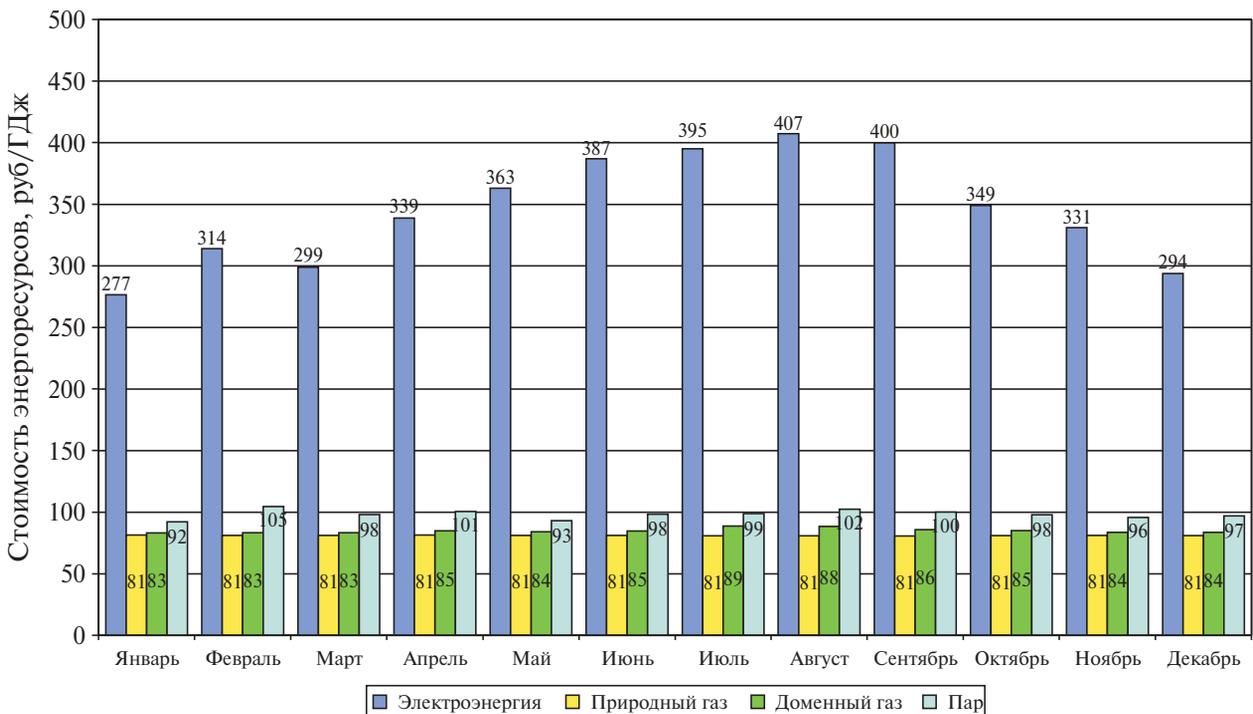


Рис. 4. Стоимость энергоресурсов для ЦЭС

55 до 80 % отпуска теплоты станцией летом и зимой соответственно, т. е. косвенно “отпуск пара станцией” учитывается в показателе “выработка электроэнергии на тепловом потреблении”. Показатель “продолжительность работы котлов” является производным от “выработки пара котельной”, поэтому це-

лесообразно оставить последний. В результате можно принять следующие факторы для характеристики эффективности использования топлива на ЦЭС: выработка пара котельной, Гкал; выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч; отпуск теплоты водогрейными котлами, Гкал; отпуск пара на технологию,

Гкал; выработка электроэнергии на тепловом потреблении, %; доля доменного газа, %.

Следующий этап — определение значимости влияния выделенных факторов на объем потребления топлива с помощью частного коэффициента корреляции в уравнениях регрессии и по F-критерию, полученным с использованием программы пошаговой множественной регрессии. Ниже приведены рассматриваемые факторы в порядке уменьшения степени их влияния на расход топлива ЦЭС:

| | F |
|---|-------|
| Выработка пара котельной | 1556 |
| Отпуск теплоты водогрейными котлами | 15,6 |
| Отпуск пара на технологию. | 6,6 |
| Доля ДГ. | 3,9 |
| Выработка электроэнергии | 0,189 |
| Выработка электроэнергии на тепловом потреблении. | 0,122 |

Как видно, наибольшее влияние на расход топлива оказывает объем выработанного пара котельной. Далее по степени влияния следуют “отпуск теплоты водогрейными котлами” и “отпуск пара на технологию”. Отпуск теплоты водогрейными котлами носит сезонный характер и осуществляется в отопительный период, когда котлы находятся в работе, и влияние этого фактора на расход топлива существенно больше, чем отпуская теплоты на технологию. Доля доменного газа в энергобалансе станции оказывает большее влияние на расход топлива, чем “выработка электроэнергии” и “выработка электроэнергии на тепловом потреблении”.

Анализ свидетельствует о высокой степени связи потребления топлива с рассматриваемыми факторами. Это подтверждается большим значением коэффициента детерминации, который достигает 0,98, т. е. 98 % изменчивости расхода топлива объясняется показателями, включенными в уравнение. Среднеквадратическая ошибка составила 1,47 %. На основе выделенных факторов для ЦЭС была получена зависимость расхода топлива от показателей работы станции:

$$Q = -1597 + 0,11x_1 + 0,12x_2 + 0,026x_3 - 21,2x_4 + 0,168x_5 + 102,3x_6, \quad (1)$$

где Q — расход условного топлива, т; x_1 — выработка пара котельной, Гкал; x_2 — отпуск теплоты водогрейными котлами, Гкал; x_3 — отпуск пара на технологию, Гкал; x_4 — доля доменного газа, %; x_5 — выработка электроэнергии, тыс. кВт · ч; x_6 — выработка электроэнергии на тепловом потреблении, %.

Из анализа зависимости (1) следует, что увеличение доли ДГ в энергобалансе приводит к уменьшению потребления топлива станцией. На это указывает отрицательный знак перед коэффициентом факторной зависимости, учитывающим влияние доли доменного газа x_4 . Это обстоятельство вызывает сомнение. Дело в том, что значительное влияние на знак коэффициента этого показателя может оказывать фактор сезонности, поскольку в отопительный период доля ДГ в энергобалансе станции (см. рис. 2) уменьшается за счет работы водогрейных котлов, потребляющих природный газ, а в летний период она увеличивается. Для исключения влияния фактора сезонности были дополнительно получены зависимости расхода топлива отдельно для летнего и зимнего периодов. Характер влияния доли доменного газа на расход топлива станцией при раздельном рассмотрении показателей летнего и зимнего сезонов не изменился. Предположительно это можно объяснить влиянием большей длины факела доменного газа по сравнению с природным, что определяет более полную теплоотдачу по высоте топки котла.

На основе полученной зависимости (1) проводится анализ эффективности использования топлива на станции путем сравнения его расчетного расхода с фактическим. Для повышения точности расчетов подобные зависимости формируются для каждого анализируемого периода отдельно с максимальным приближением исходной базы данных к анализируемому периоду. Для достижения этой цели осуществляется сортировка накопленной базы данных таким образом, чтобы значения каждого параметра базы отличались от анализируемых не более чем на ± 10 %.

Был проведен анализ расхода электроэнергии на собственные нужды ЦЭС. Расходы электроэнергии на работу котельного и турбинного участков составляют соответственно 50 и 30 %. Расход электроэнергии на бойлерную в зимний период равен в среднем 30 %, в летний период он уменьшается в 2 раза вследствие снижения теплофикационной нагрузки. На основе статистического анализа показателей работы станции получена зависимость расхода электроэнергии на собственные нужды от производственных факторов:

$$W = -3169 + 0,0013x_1 + 135x_2 + 0,0023x_3 + 32,1x_4 + 0,074x_5, \quad (2)$$

где x_1 — выработка пара котельной, Гкал; x_2 — выработка электроэнергии на тепловом потреблении, %; x_3 — отпуск пара на технологию, Гкал; x_4 — доля доменного газа, %; x_5 — выработка электроэнергии, тыс. кВт · ч.

Наиболее значимыми факторами в этой зависимости являются “выработка пара котельной” и “выработка электроэнергии на тепловом потреблении”, причем оба коэффициента факторной зависимости положительные, т. е. рост каждого из этих показателей приведет к увеличению расхода электроэнергии на собственные нужды.

Увеличение паровой нагрузки станции в зимний период определяет рост выработки электроэнергии на тепловом потреблении. Очевидно, что повышение расхода электроэнергии на собственные нужды вследствие увеличения доли ДГ в энергобалансе станции объясняется ростом загрузки тягодутьевого оборудования. Летом доля доменного газа выше, чем зимой, и это объясняет увеличение расхода электроэнергии котельным участком в летний период (в среднем с 42 % зимой до 53 % летом).

После изучения зависимостей расхода топлива и расхода электроэнергии на собственные нужды станции от производственных показателей целесообразно определить факторы, влияющие на эффективность ее работы в целом, т. е. на КПД станции. Значение КПД определяли как отношение суммы всех видов продукции станции к суммарным затратам топлива и электроэнергии. Все параметры при вычислении значения КПД были переведены в одни единицы — гигакалории. Получена следующая зависимость КПД ЦЭС от производственных факторов:

$$\eta_{\text{ЦЭС}} = 19,54 + 0,87x_1 + 0,00013x_2 + 0,56x_3 + 6,9 \cdot 10^{-5}x_4 + 0,00016x_5 - 3,9 \cdot 10^{-5}x_6, \quad (3)$$

где x_1 — выработка электроэнергии на тепловом потреблении, %; x_2 — отпуск пара на технологию, Гкал; x_3 — доля доменного газа, %; x_4 — отпуск теплоты водогрейными котлами, Гкал; x_5 — выработка электроэнергии, тыс. кВт · ч; x_6 — выработка пара котельной, Гкал.

В зависимости (3) факторы расставлены в порядке уменьшения степени их влияния. Наиболее существенно на КПД ЦЭС сказывается показатель “выработка электроэнергии на тепловом потреблении”. Положительный знак при его коэффициенте указывает на повышение КПД станции при увеличении этого показателя. Согласно полученной зависимости увеличение доли доменного газа повышает эффективность работы станции, что предположительно можно объяснить более сильным влиянием на КПД топливной составляющей (более 96 % в энергобалансе станции). Это подтверждает зависимость (1) — увеличение доли доменного газа в энергобалансе станции приводит к снижению расхода топлива.

Таким образом, рассмотренная методика является эффективным инструментом управления режимами работы станции, поскольку позволяет (в том числе оперативно) оценивать эффективность использования энергоресурсов с учетом разнородности оборудования, назначения, состава потребляемого топлива станций, а также определять степень и характер влияния производственных факторов на расход энергоресурсов.

Zharova.mn@mmk.ru

ВНИМАНИЮ РУКОВОДИТЕЛЕЙ предприятий, организаций, НИИ и вузов!

Редакция журнала “Промышленная энергетика”

предлагает услуги по подготовке и выпуску на договорных условиях специальных (тематических) номеров журнала.

Телефоны для справок: (495) 234-74-49, 234-74-18, 234-74-20.