

DOI 10.22363/2313-2329-2021-29-2-359-383

УДК 338.45+620.9

Научная статья / Research article

Снижение стоимости услуг транспорта электроэнергии промышленных предприятий, подключенных к электрическим сетям производителей электроэнергии

А.П. Дзюба

*Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет),
Российская Федерация, 454080, Челябинск, пр-кт Ленина, д. 76*

✉ dziubaap@susu.ru

Аннотация. Снижение затрат на потребление электроэнергии промышленными предприятиями является важнейшим направлением повышения операционной эффективности их деятельности. Рассматривается вопрос снижения затрат на оплату компонента услуг составляющей транспорта закупленной электрической энергии промышленных предприятий, имеющих технологическое присоединение к электрическим сетям производителей электроэнергии. Производится эмпирическое исследование особенностей ценообразования оплаты услуг транспорта закупленной электрической энергии для промышленных предприятий, подключенных к электрическим сетям производителей электроэнергии, с выявлением факторов, оказывающих влияние на завышение стоимости оплачиваемой электроэнергии, и проведением расчетов таких завышений на примере типового графика электропотребления машиностроительного предприятия для различных регионов России. На основе разработанных авторских показателей (коэффициент тарифа на транспорт электроэнергии по уровню генераторного напряжения, индекс коэффициента тарифа на транспорт электроэнергии, средневзвешенная цена на транспорт электроэнергии, индекс средневзвешенной цены на транспорт электроэнергии, интегральный индекс эффективности тарифов генераторного напряжения) проводится исследование эффективности применения тарифов на транспорт электроэнергии для промышленных предприятий, присоединенных к электрическим сетям производителей электроэнергии. Регионы распределяются на три основные группы с разработкой рекомендаций по управлению затратами на закупку электроэнергии по компоненту стоимости транспорта закупленной электрической энергии в каждой группе. В качестве оптимального варианта снижения затрат на оплату транспорта электроэнергии предлагается внедрение управления спросом на потребление электроэнергии, что позволит снизить затраты промышленных предприятий, оплачивающих составляющую транспорта закупленной электрической энергии по невыгодным тарифным конфигурациям.

Ключевые слова: транспорт электроэнергии, генераторное напряжение, ценообразование, рынок электроэнергии, энергоэффективность, энерготарифы

Благодарности: Статья выполнена при поддержке Правительства РФ (Постановление № 211 от 16.03.2013 г.), соглашение № 02.А03.21.0011.

История статьи: поступила в редакцию – 3 января 2021 г.; проверена – 1 февраля 2021 г.; принята к публикации – 10 марта 2021 г.

Для цитирования: Дзюба А.П. Снижение стоимости услуг транспорта электроэнергии промышленных предприятий, подключенных к электрическим сетям производителей электроэнергии // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Экономика. 2021. Т. 29. № 2. С. 359–383. <http://dx.doi.org/10.22363/2313-2329-2021-29-2-359-383>

Reducing the cost of electricity transmission services of industrial enterprises connected to the electric networks of electric power producers

Anatoly P. Dzyuba

*South Ural State University (National Research University),
76 Prospekt Lenina, Chelyabinsk, 454080, Russian Federation*

✉ dziubaap@susu.ru

Abstract. Reducing the cost of electricity consumption by industrial enterprises is the most important area of increasing the operational efficiency of their activities. The article is devoted to the issue of reducing the cost of paying for the service component of the transport component of purchased electrical energy from industrial enterprises that have technological connection to the electrical networks of electricity producers. The article makes an empirical study of the features of the pricing of payment for the services of the transport component of purchased electrical energy for industrial enterprises connected to the electric grids of electricity producers with the identification of factors influencing the overestimation of the cost of paid electricity, and calculating such overestimations using the example of a typical schedule of electricity consumption of a machine-building enterprise for various regions Russia. On the basis of the developed author's indicators (tariff coefficient for electricity transportation by the level of GNP, index of tariff coefficient for electricity transportation, weighted average price for electricity transportation, index of weighted average price for electricity transportation, integral index of efficiency of GNP tariffs) study of the effectiveness of the application of tariffs for the transport of electricity for industrial enterprises connected to the electric networks of electricity producers. Based on the calculated indicators, the article groups the regions into three main groups, with the development of recommendations for managing the cost of purchasing electricity by the component of the cost of the transport component of purchased electricity in each group. As the most optimal option for reducing the cost of electricity transportation, the author proposes the introduction of demand management for electricity consumption, which will reduce the costs of industrial enterprises that pay for the transport component of purchased electricity at unfavorable tariff configurations.

Keywords: transportation of electricity, generator voltage, pricing, electricity market, energy efficiency, energy tariffs

Acknowledgements: The article was carried out with the support of the Government of the Russian Federation (Resolution No. 211 of March 16, 2013), agreement No. 02.A03.21.0011.

Article history: received – 3 January 2021; revised – 1 February 2021; accepted – 10 March 2021.

For citation: Dzyuba, A.P. (2021). Reducing the cost of electricity transmission services of industrial enterprises connected to the electric networks of electric power producers. *RUDN Journal of Economics*, 29(2), 359–383. (In Russ.) <http://dx.doi.org/10.22363/2313-2329-2021-29-2-359-383>

Введение

Современные условия ценообразования на отпускаемую электроэнергию для промышленных предприятий России отличается выделением структуры отдельных составляющих стоимости покупаемой электроэнергии, ос-

новная доля которой формируется на основе рыночного механизма ценообразования. Одним из основных компонентов, составляющих стоимость оплачиваемой электроэнергии промышленными предприятиями, является составляющая транспорта закупленной электрической энергии, которая отражает оплату затрат электросетевой инфраструктуры на организацию деятельности по транспорту электроэнергии по электрическим сетям всех уровней напряжения. Для различных типов промышленных предприятий, в зависимости от уровня напряжения, к которому присоединены электрические сети предприятия, составляющая транспорта закупленной электрической энергии различается. В России существует 5 тарифных классов напряжения, на которые дифференцируются тарифы составляющей транспорта закупленной электрической энергии: сети Федеральной сетевой компании включающие объекты 220 кВ и выше, электрические сети уровня «высокое напряжение» (110 кВ и выше), электрические сети уровня «среднее первое напряжение» (35 кВ), электрические сети уровня «среднее второе напряжение» (6–10 кВ), электрические сети уровня «низкое напряжение» (0,38 кВ). В свою очередь, указанные категории уровней напряжения электрической сети обозначаются ВН, СН1, СН2 и НН. Наиболее распространенными вариантами тарифов на транспорт электроэнергии для промышленных предприятий России являются ВН, СН1, СН2 и НН, анализу которых посвящено настоящее исследование.

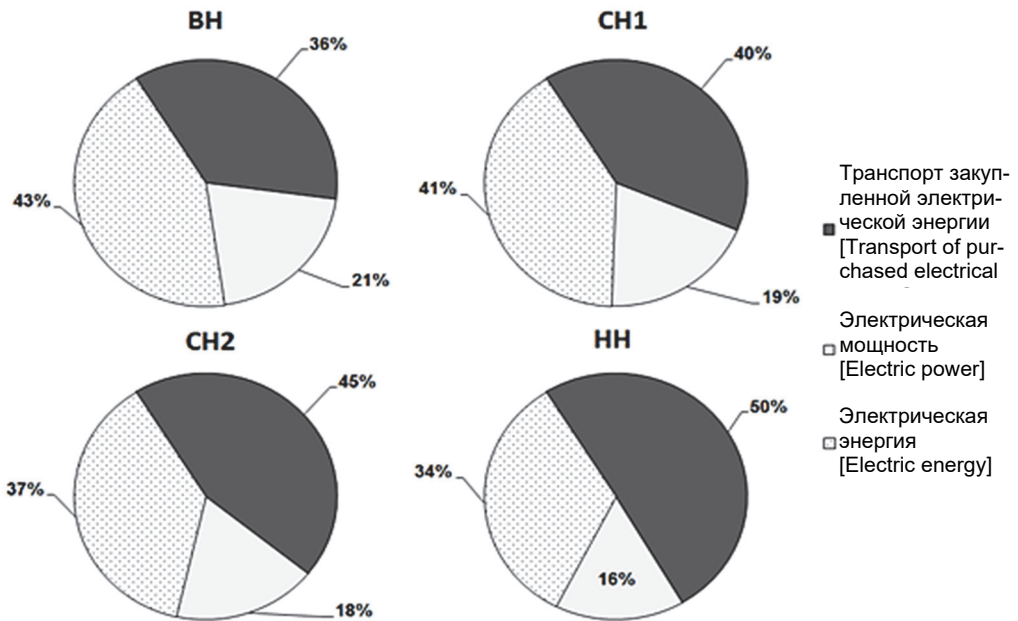


Рис. 1. Структура тарифа на электроэнергию для промышленных предприятий по уровням питаемого напряжения
Figure 1. The structure of the electricity tariff for industrial enterprises by supply voltage levels

Источник: составлено автором на основе материалов официального сайта Федеральной службы государственной статистики РФ. URL: <http://rosstat.gov.ru> (дата обращения: 10.02.2021).

Source: compiled by the author on the basis of materials from the official website of the Federal State Statistics Service of the Russian Federation. Retrieved February 10, 2021, from <http://rosstat.gov.ru>

Чем ниже уровень напряжения, к которому подключены электрические сети промышленного предприятия, тем выше тариф составляющей транспорта закупленной электрической энергии, и наоборот. Для примера, если промышленное предприятие подключено к электрическим сетям класса напряжения 10 кВ, то оплата электроэнергии производится по тарифу СН2, величина которого превышает тарифы уровнем напряжения СН1 и ВН, т. к. в затраты на транспорт электроэнергии по уровню СН2 входят затраты всех вышестоящих электрических сетей. Учитывая то, что остальные компоненты стоимости электрической энергии для промышленных предприятий являются одинаковыми (стоимость электрической энергии, стоимость электрической мощности, стоимость сбытовой надбавки поставщиков, стоимость инфраструктурных платежей рынка электроэнергии), то для промышленных предприятий, подключенным к сетям разного номинала уровня напряжения, конечная стоимость электроэнергии будет различаться на величину тарифа на транспорт электроэнергии. На рис. 1 проиллюстрирована структура тарифа на электроэнергию для промышленных предприятий по уровням питаемого напряжения.

Как следует из рис. 1, для промышленных предприятий в зависимости от уровня тарифа на транспорт электроэнергии доля компонента стоимости составляющей транспорта закупаемой электрической энергии составляет от 36 до 51 %, что является существенным как в общей величине затрат на электропотребление, так и в общей структуре себестоимости производимой продукции предприятия. Таким образом, снижение затрат на оплату составляющей транспорта закупаемой электрической энергии является ключевым направлением повышения эффективности потребления энергоресурсов.

Обзор литературы

Вопросу управления затратами на закуп электроэнергии промышленными предприятиями посвящены исследования как отечественных и зарубежных авторов. Развитие исследований в области управления затратами на электроэнергию на этапе их закупок получили развитие в процессе внедрения рынков электроэнергии, предусматривающих внедрение рыночных механизмов ценообразования в повседневную деятельность промышленных предприятий (Лисин и др. 2013; Лисин, Степанова, Жовтяк, 2016; Борукаев, Остапченко, Лисовиченко, 2015). Существует ряд исследований, направленных на снижение энергозатрат на энергоснабжение потребителей электроэнергии, действующих в условиях энергетических рынков, которые реализуются как со стороны уровне энергорыночной среды, так и со стороны промышленных предприятий. Развитию мер снижения затрат на энергоснабжение потребителей на основе совершенствования рыночных механизмов посвящены работы (Полуботко, 2016; Колибаба, Жабин, 2017). Также существует значительное количество исследований, посвященных повышению эффективности энергоснабжения промышленных потребителей электроэнергии, реализуемые на основе внедрения механизмов энергосбережения (Фирсова, 2017; Мещерякова, 2015; Дмитриева, Кравченко, 2016). По нашему мнению, одним из существенных резервов снижения затрат на закуп

электроэнергии для отечественной промышленности является внедрение технологий управления спросом на электропотребление, основанной на взаимодействии между промышленными предприятиями и субъектами электроэнергетики, направленными на выравнивание спроса на уровне энергосистемы (Татаркин и др., 1997; Гительман, Ратников, Кожевников, 2012, 2013). Основой технологии управления спросом является реализация механизмов ценозависимого электропотребления, представляющих собой гибкое убавление собственными графиками нагрузки промышленных предприятий на основе ценовых параметров энергорынка по критериям минимизации стоимости закупок электроэнергии (Волкова, Губко, Сальникова, 2013; Кононов, Величко, Сахаровская, 2019; Сидоровская, 2015; Дзюба, Соловьева, 2020). По нашему мнению, действующая теоретическая база имеет недостаточную проработку вопроса снижения затрат на закуп электроэнергии по критерию стоимости составляющей транспорта закупаемой электрической энергии для промышленных предприятий, подключенных к электрическим сетям производителей электроэнергии.

Методология исследования

Компонент составляющей транспорта закупаемой электрической энергии для промышленных предприятий может оплачиваться в двух основных вариантах: по одноставочному и двухставочному тарифу транспорта электроэнергии.

Расчет оплаты по одноставочному тарифу транспорт электроэнергии производится по формуле (1).

$$СП1_{\text{мес}} = СП1_m^{\text{Транс}} \times \sum_{\text{мес}} W_t, \quad (1)$$

где $СП1_{\text{мес}}$ – стоимость составляющей транспорта закупаемой электрической энергии по одноставочному тарифу за календарный месяц, руб.; $СП1_m^{\text{Транс}}$ – одноставочный тариф на транспорт закупаемой электрической энергии по одноставочному тарифу за календарный месяц, действующий на территории субъекта РФ, руб./кВтч; $\sum_{\text{мес}} W_t$ – объем почасового потребления электроэнергии промышленного предприятия за календарный месяц, кВтч.

Таким образом, вне зависимости от объемов и характеристик графика спроса на потребление электроэнергии промышленным предприятием средневзвешенный тариф на оплату услуг транспорта будет составлять фиксированную величину $СП1_m^{\text{Транс}}$.

Расчет оплаты по двухставочному тарифу составляющей транспорта закупаемой электрической энергии производится по формуле (2).

$$СП2_m = СП2_m^{\text{Техн.расход}} + СП2_m^{\text{Содерж}}, \quad (2)$$

где $СП2_m$ – стоимость услуг транспорта электроэнергии по двухставочному тарифу за календарный месяц, руб.; $СП2_m^{\text{Техн.расход}}$ – стоимость технологического расхода (потерь) в электрических сетях в расчетный месяц, кВт×ч (3).

$$СП2_m^{\text{Техн_расход}} = T_m^{\text{Техн_расход}} \times \sum_m W_t^{\text{мес}}, \quad (3)$$

где $T_m^{\text{Техн_расход}}$ – ставка тарифа на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях в расчетный месяц, действующий на территории субъекта РФ, руб./кВтч; $СП2_m^{\text{Содерж}}$ – стоимость услуги составляющей транспорта закупаемой электрической энергии по двухставочному тарифу, учитывающему стоимость содержания электрических сетей в расчетный месяц, кВт×мес. (4).

Стоимость технологического расхода электроэнергии не зависит от характера почасовых графиков нагрузки, и ее доля в общей стоимости составляющей транспорта закупленной электрической энергии не превышает 20 %.

$$СП2_m^{\text{Содерж}} = T_m^{\text{Содерж}} \times ВП2_m, \quad (4)$$

где $T_m^{\text{Содерж}}$ – ставка тарифа за содержание электрических сетей в расчетном месяце действующий на территории субъекта РФ, руб./кВт×мес.; $ВП2_m$ – величина, принимаемая для расчета обязательств по оплате за содержание электрических сетей, в расчетном месяце, кВтч в месяц (5).

$$ВП2_m = \frac{\sum_{\text{раб},m} \max(W_{T_пик_СО}^{\text{мес}})}{n_{\text{раб},m}}, \quad (5)$$

где $\max(W_{T_пик_СО}^{\text{мес}})$ – максимальная величина потребления электроэнергии промышленного предприятия в период интервалов плановых часов пиковой нагрузки $T_пик_СО$ (кВтч в месяц).

Примеры расчета составляющей величины, принимаемой для расчета обязательств по оплате за содержание электрических сетей, в расчетном месяце представлены на рис. 2.

Как следует из представленных примеров, для расчета обязательств по оплате за содержание электрических сетей принимается максимальное значение собственного суточного потребления электроэнергии промышленного предприятия за рабочий день, из интервалов, которые входят в периоды плановых часов пиковой нагрузки. Примеры интервалов плановых часов пиковой нагрузки, действующие в зоне «Сибирь» рынка электроэнергии России представлены на рис. 3. Как следует из представленных интервалов, периоды плановых часов пиковой нагрузки действуют в дневные периоды, незначительно сменяясь в различные месяцы календарного года.

Одноставочный тариф составляющей транспорта закупаемой электрической энергии наиболее приемлем для промышленных предприятий, имеющих волатильный график электрических нагрузок. Двухставочный тариф на транспорт, наиболее приемлем для предприятий, имеющих более прямой график электрических нагрузок в дневные часы работы энергосистемы. Таким образом, промышленное предприятие может провести анализ собственных графиков электропотребления и тарифов на оплату составляющей транспорта закупаемой электрической энергии и осуществить выбор оптимально-

го варианта тарифа на оплату услуг по транспорту электроэнергии – одноставочный либо двухставочный.

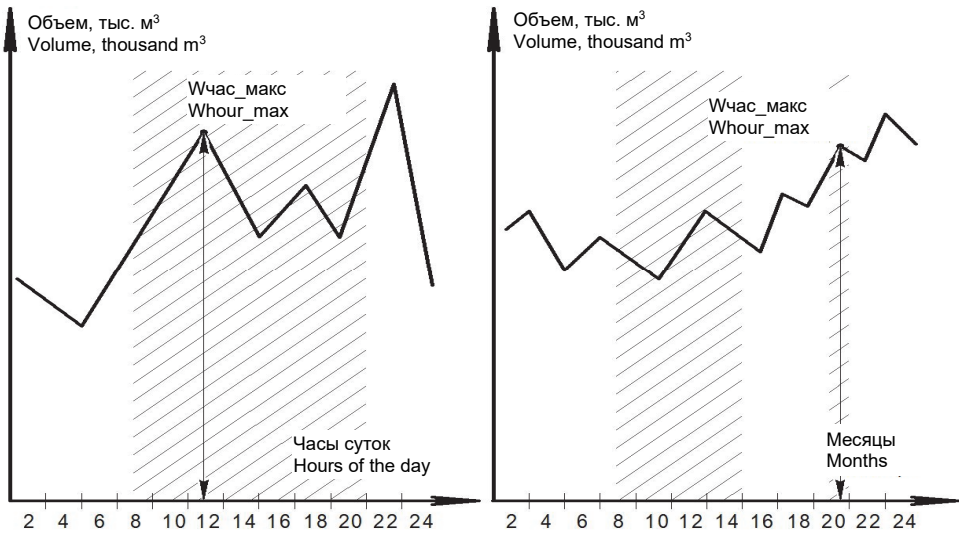


Рис. 2. Примеры определения составляющей величины, принимаемой для расчета обязательств по оплате за содержание электрических сетей
Figure 2. Examples of determining the component of the value accepted for calculating the obligation to pay for the maintenance of electrical networks

Источник: составлено автором на основе материалов официального сайта АО «Системный оператор Единой энергетической системы». URL: <https://so-ups.ru> (дата обращения: 10.02.2021).

Source: compiled by the author, data collected from the official website of JSC System Operator of the Unified Energy System. Retrieved February 10, 2021, from <https://soups.ru>

	январь.21	февр.21	мар.21	апр.21	май.21	июн.21	июл.21	авг.21	сен.21	окт.21	ноя.21	дек.21
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
11												
12												
13												
14												
15												
16												
17												
18												
19												
20												
21												
22												
23												
24												

Рис. 3. Интервалы плановых часов пиковой нагрузки, действующие в зоне «Сибирь» рынка электроэнергии России за 2021 г.
Figure 3. Intervals of planned peak load hours operating in the Siberia zone of the Russian electricity market for 2021]

Источник: составлено автором на основе материалов официального сайта АО «Системный оператор Единой энергетической системы». URL: <https://so-ups.ru> (дата обращения: 10.02.2021).

Source: compiled by the author, data collected from the official website of JSC System Operator of the Unified Energy System. Retrieved February 10, 2021, from <https://soups.ru>

При этом ряд промышленных предприятий в России имеет технологическое присоединение напрямую к энергетическим установкам производителя электрической энергии, т. е. к электрическим сетям электростанций. Таким образом, для организации энергоснабжения таких потребителей не используются сети электросетевых организаций. В таком случае оплата составляющей транспорта закупаемой электрической энергии все равно будет производиться, но стоимость услуг транспорта будет рассчитываться на основе формулы (6)¹.

$$СП2_m^{ГН} = СП2_m^{Содерж}, \quad (6)$$

где $СП2_m^{ГН}$ – стоимость оплаты составляющей транспорта закупаемой электрической энергии для промышленных предприятий, подключенных к энергетическим установкам производителя электрической энергии, руб.

В таком случае тариф на транспорт электроэнергии для каждого промышленного предприятия будет рассчитываться по формуле (7).

$$ТП2_m^{ГН} = СП2_m^{ГН} / \sum_m W_t^{мес}, \quad (7)$$

где $ТП2_m^{ГН}$ – средневзвешенный тариф на транспорт электроэнергии для каждого промышленного предприятия за календарный месяц, руб./кВтч.

Представленный вариант тарифа в некоторых источниках также называется «ГН», что означает «генераторное напряжение».

Существующие условия оплаты составляющей транспорта закупаемой электрической энергии промышленными предприятиями, присоединенными к электрическим сетям производителей электроэнергии, не определяют возможность выбора варианта тарифа для промышленного потребителя, в таком случае вариант определения тарифа только один – $СП2_m^{ГН}$.

Таким образом, даже если для промышленного предприятия с учетом его особенностей графика спроса и структуры действующих тарифов более выгодным тарифом будет являться одноставочный, то оплату за потребленную электроэнергию промышленное предприятие будет вынуждено производить только по указанному единственному варианту тарифа.

Результаты и обсуждения

Описанный вариант оплаты составляющей транспорта закупаемой электрической энергии не всегда является выгодным для промышленных предприятий, что приводит к завышению затрат на оплату составляющей транспорта закупаемой электрической энергии, и росту тарифов на закупаемую электроэнергию. У некоторых промышленных предприятий специфика суточного графика спроса на потребление электроэнергии характеризуется

¹ Приказ Федеральной службы по тарифам от 6 августа 2004 г. № 20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке». URL: <http://base.garant.ru/187460/#ixzz6kxNZ6NcV> (дата обращения: 10.02.2021).

высоким пиком максимумом в дневной период. Чаще всего характеристика таких графиков нагрузок свойственна машиностроительным предприятиям, которые как правило работают в одну смену, а в период вечерней и ночной смены графики нагрузок существенно снижаются по отношению к графику дневной смены. На рис. 4 представлен пример суточного графика почасового спроса потребления электроэнергии машиностроительного предприятия.

На рис. 5 представлен график почасового спроса потребления электроэнергии машиностроительного предприятия за календарный месяц. Как следует из графика, в периоды рабочих дней дневной максимум нагрузки кратко превышает потребление предприятия в период ночного минимума, а в период выходных дней предприятие круглосуточно потребляет электроэнергию на уровне ночного минимума, что существенно завышает стоимость оплаты компоненты услуг по транспорту электроэнергии.

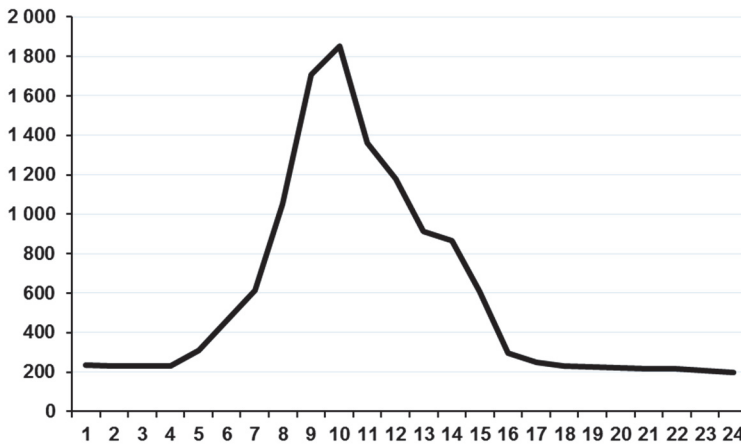


Рис. 4. График почасового спроса потребления электроэнергии машиностроительного предприятия за сутки, кВт
Figure 4. Graph of hourly demand for electricity consumption of a machine-building enterprise per day, kW

Источник: составлено автором на основе эмпирических исследований графиков энергопотребления промышленных предприятий.

Source: compiled by the author based on empirical studies of industrial energy consumption graphs.

Таким образом, для промышленных предприятий характеризующихся описанной характеристикой формы графиков спроса на потребление электроэнергии величина, принимаемая для расчета обязательств по оплате за содержание электрических сетей, в расчетном месяце является значительной, что делает тариф на транспорт электроэнергии $ТП2_m^{ГН}$ дороже, чем оплата составляющей транспорта закупаемой электрической энергии по одноставочному тарифу $СП1_{мес}$.

Для графика спроса на потребление электроэнергии представленного на рис. 4, произведены расчеты показателей средневзвешенных цен на транспорт электроэнергии для различных тарифных уровней напряжения различных регионов, результаты которых представлены на рис. 6 (расчет произведен для уровня тарифного напряжения ВН). Как следует из пред-

ставленных результатов расчета средневзвешенных цен для формы исследуемого графика электропотребления, во всех исследуемых вариантах расчетов, средневзвешенная цена на оплату составляющей транспорта закупаемой электрической энергии по варианту $ТП2_m^{ГН}$ оказалась дороже, чем оплата услуг по транспорту электроэнергии по одноставочному тарифу $СП1_{мес}$. Размер увеличения средневзвешенной цены составляет от 0,299 руб./кВтч до 1,734 руб./кВтч, что оказывает существенное влияние на величину затрат на закуп электроэнергии для промышленных предприятий.

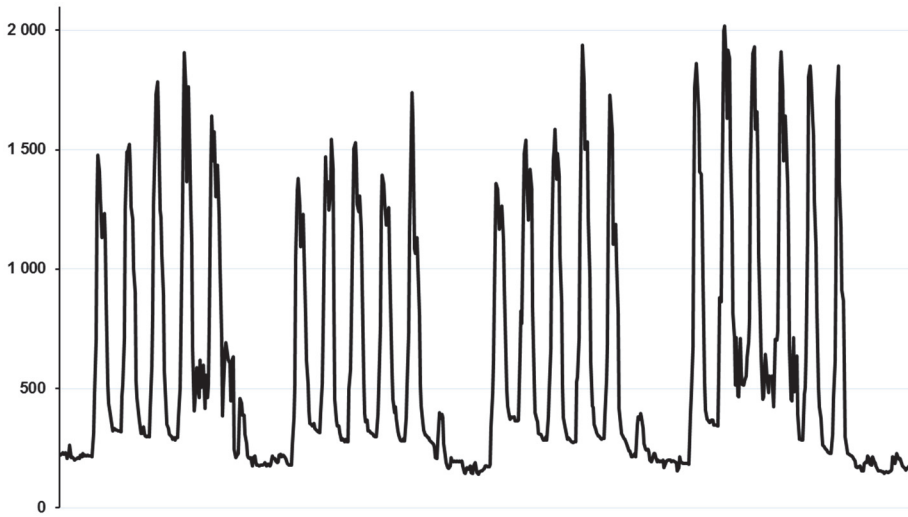


Рис. 5. График почасового спроса потребления электроэнергии машиностроительного предприятия за календарный месяц, кВт
Figure 5. Schedule of hourly electricity consumption demand of a machine-building enterprise for a calendar month, kW

Источник: составлено автором на основе эмпирических исследований графиков энергопотребления промышленных предприятий.

Source: compiled by the author based on empirical studies of industrial energy consumption graphs.

Для оценки величины переплаты стоимости электроэнергии для промышленных предприятий, оплачивающих тариф на транспорт электроэнергии, присоединенным к электрическим сетям производителей электроэнергии, был выполнен расчет годовых затрат. Расчет производился на основе графика спроса на потребление электроэнергии представленный на рис. 4, для действующих различных уровней тарифов на транспорт электроэнергии действующих в регионах, входящих в Центральный федеральный округ. Величина годового потребления электроэнергии промышленным предприятием была принята в размере 30 млн кВтч. Результаты расчета величины переплаты по тарифу на транспорт электроэнергии для регионов, входящих в Центральный федеральный округ представлены в таблице.

Как следует из результатов расчетов величины годовой переплаты, полученный размер в среднем составляет 40 млн руб. ежегодно, но в некоторых случаях может достигать 80 млн руб. Разница величины переплат связана с характеристиками составляющих тарифов на транспорт электроэнергии утвержденных для территории каждого региона в рамках каждого тарифного уров-

ня напряжения. Разница величины переплат также связана с различием среднего уровня тарифов на транспорт электроэнергии для регионов. Также, как следует из представленных расчетов, для некоторых регионов и уровней тарифного напряжения, применение тарифа $ТП2_m^{ГН}$ является эффективным. В качестве примеров таких регионов можно представить Тульскую область и Воронежскую область, в которых для некоторых тарифных уровней напряжения, несмотря на убыточность применения тарифов $ТП2_m^{ГН}$ по сравнению с $СП1_{мес}$ в других регионах, применение тарифа $ТП2_m^{ГН}$ позволяет получить эффект.

Для оценки эффективности возможностей использования тарифов $ТП2_m^{ГН}$ промышленными предприятиями, подключенными к электрическим сетям производителей электроэнергии в различных регионах России, разработан ряд авторских показателей.

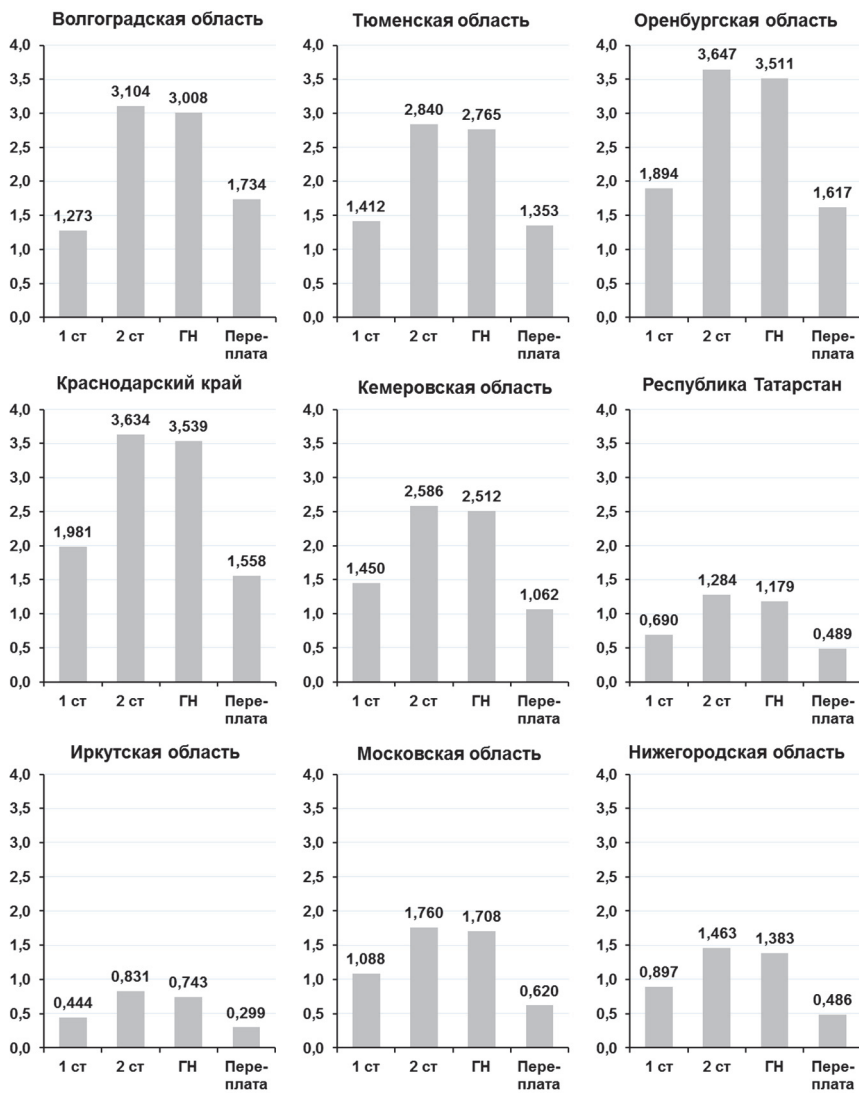


Рис. 6. Показатели средневзвешенных цен на транспорт электроэнергии для различных тарифных уровней напряжения различных регионов (расчет произведен для уровня ВН)

Источник: составлено автором на основе тарифов, утвержденных региональными органами исполнительной власти субъектов РФ в области регулирования тарифов для каждого из исследуемых регионов.

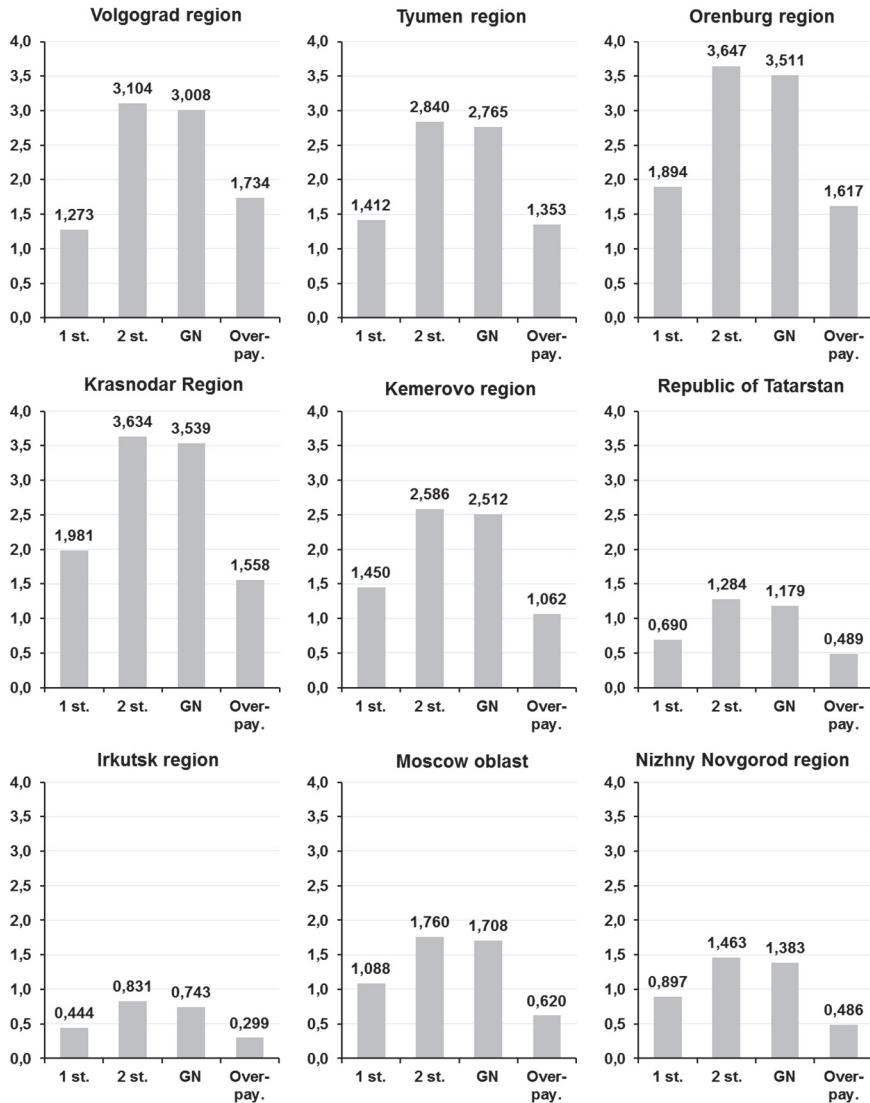


Figure 6. Indicators of weighted average prices for electricity transmission for different tariff voltage levels of different regions (calculated for the high voltage level, GN – generator voltage)

Source: compiled by the author on the basis of tariffs approved by regional authorities. The power of the constituent entities of the Russian Federation in the field of tariff regulation for each of the studied regions.

Во-первых, на эффективность возможностей использования тарифов $ТП2_m^{ГН}$ промышленными предприятиями влияет соотношение между расчетными тарифами на транспорт электроэнергии по варианту $ТП2_m^{ГН}$, и вариантом одноставочного тарифа по транспорт электроэнергии $ТП2_m^{ГН}$. Для оценки данного соотношения был разработан авторский показатель «коэффициент тарифа на транспорт электроэнергии по уровню ГН», расчет которого производится по формуле (8). Чем выше показатель коэффициент тарифа на транспорт электроэнергии по уровню ГН, тем выше разница между средневзвешенной ценой на транспорт электроэнергии по уровню ГН по сравнению со средневзвешенной ценой на транспорт электроэнергии по одноставочному тарифу.

Таблица

**Расчет величины переплаты по тарифу на транспорт электроэнергии
для регионов, входящих в Центральный федеральный округ**

№ п.п	Регион	Переплата между тарифом ГН и одноставочным тарифом, руб./кВтч				Переплата для исследуемого примера, млн руб. (с НДС) ежегодно			
		ВН	СН1	СН2	НН	ВН	СН1	СН2	НН
1	Белгородская область	1,93	2,22	1,25	0,62	69	80	45	22
2	Брянская область	1,27	1,19	0,81	0,31	46	43	29	11
3	Курская область	1,29	2,67	2,28	2,98	46	96	82	107
4	Рязанская область	1,21	1,98	2,46	1,75	44	71	89	63
5	Липецкая область	1,34	1,91	1,77	2,11	48	69	64	76
6	Тамбовская область	1,70	1,60	1,60	1,16	61	58	57	42
7	Смоленская область	1,29	2,48	2,12	1,26	46	89	76	45
8	Костромская область	1,27	1,97	1,90	1,44	46	71	68	52
9	Тульская область	1,12	-0,05	-0,16	-0,38	40	-2	-6	-14
10	Калужская область	1,07	1,30	1,33	1,53	39	47	48	55
11	Московская область	0,62	1,09	0,76	0,43	22	39	27	15
12	Москва	0,62	1,09	0,76	0,43	22	39	27	15
13	Тверская область	1,14	1,05	0,73	0,61	41	38	26	22
14	Орловская область	0,97	0,65	0,47	0,33	35	23	17	12
15	Ивановская область	0,73	0,89	0,66	-0,80	26	32	24	-29
16	Воронежская область	0,71	1,40	1,54	-0,19	26	50	55	-7
17	Владимирская область	0,73	0,50	1,29	0,96	26	18	47	34
18	Ярославская область	0,65	1,23	1,26	1,45	23	44	45	52

Источник: составлено автором.

Table

**Calculation of the overpayment for the electricity transmission tariff
for the regions included in the Central Federal District**

No.	Region	Overpayment between the GN tariff and one-rate tariff, RUB/kWh				Overpayment for the case under study, mln RUB (VAT included) annually			
		VN	CH1	CH2	NN	VN	CH1	CH2	NN
1	Belgorod region	1,93	2,22	1,25	0,62	69	80	45	22
2	Bryansk region	1,27	1,19	0,81	0,31	46	43	29	11
3	Kursk region	1,29	2,67	2,28	2,98	46	96	82	107
4	Ryazan region	1,21	1,98	2,46	1,75	44	71	89	63
5	Lipetsk region	1,34	1,91	1,77	2,11	48	69	64	76
6	Tambov region	1,70	1,60	1,60	1,16	61	58	57	42
7	Smolensk region	1,29	2,48	2,12	1,26	46	89	76	45
8	Kostroma region	1,27	1,97	1,90	1,44	46	71	68	52
9	Tula region	1,12	-0,05	-0,16	-0,38	40	-2	-6	-14
10	Kaluga region	1,07	1,30	1,33	1,53	39	47	48	55
11	Moscow region	0,62	1,09	0,76	0,43	22	39	27	15
12	Moscow City	0,62	1,09	0,76	0,43	22	39	27	15
13	Tver region	1,14	1,05	0,73	0,61	41	38	26	22
14	Oryol region	0,97	0,65	0,47	0,33	35	23	17	12
15	Ivanovo region	0,73	0,89	0,66	-0,80	26	32	24	-29
16	Voronezh region	0,71	1,40	1,54	-0,19	26	50	55	-7
17	Vladimir region	0,73	0,50	1,29	0,96	26	18	47	34
18	Yaroslavl region	0,65	1,23	1,26	1,45	23	44	45	52

Note: GN – generator voltage; VN – high voltage; CH – medium voltage; HH – low voltage.

Source: compiled by the author.

$$КТП2_{ГН}^{i,r} = [ТП2_{i,r,m}^{ГН} / СП1_{мес,i,r}], \quad (8)$$

где $КТП2_{ГН}^i$ – коэффициент тарифа на транспорт электроэнергии по уровню ГН для промышленного предприятия индексов коэффициента тарифа на транспорт электроэнергии.

Для проведения сравнительной оценки показателей коэффициента тарифа на транспорт электроэнергии для различных регионов сравнение производится на основе рассчитываемых индексов коэффициента тарифа на транспорт электроэнергии (9).

$$i_КТП2_{ГН}^{i,r} = \frac{КТП2_{ГН}^{i,r}}{\sum_n КТП2_{ГН}^{i,r}}, \quad (9)$$

где $i_КТП2_{ГН}^{i,r}$ – индекс коэффициента тарифа на транспорт электроэнергии для промышленного предприятия i , действующего в регионе r ; $\sum_n КТП2_{ГН}^{i,r}$ – среднее значение показателей коэффициентов тарифа на транспорт электроэнергии для исследуемых регионов n .

Во-вторых, на эффективность возможностей использования тарифов $ТП2_m^{ГН}$ промышленными предприятиями влияет общая величина средневзвешенных цен на оплату составляющей транспорта закупленной электрической энергии для каждого уровня тарифного напряжения действующая на территории каждого субъекта федерации. Расчет показателя уровня средневзвешенных цен на оплату составляющей транспорта закупленной электрической энергии производится на основе разработанного авторского показателя «средневзвешенная цена на транспорт электроэнергии», расчет которого производится по формуле (10).

$$WTP_{ГН}^i = [СП1_{мес}^{i,r} + (T_{m,i,r}^{Содерж} / 744)] / 2, \quad (10)$$

где $WTP_{ГН}^i$ – средневзвешенная цена на транспорт электроэнергии для промышленного предприятия i , действующего в регионе r , руб./кВтч.

Для проведения сравнительной оценки показателей средневзвешенных цен на транспорт электроэнергии для различных регионов, сравнение производится на основе рассчитываемых индексов средневзвешенной цены на транспорт электроэнергии (11).

$$i_WTP_{ГН}^{i,r} = \frac{WTP_{ГН}^{i,r}}{\sum_n WTP_{ГН}^{i,r}}, \quad (11)$$

где $i_WTP_{ГН}^{i,r}$ – индекс средневзвешенной цены на транспорт электроэнергии для промышленного предприятия i , действующей в регионе r ; $\sum_n WTP_{ГН}^{i,r}$ – среднее значение показателей средневзвешенной цены на транспорт электроэнергии для исследуемых регионов n .

Показатели индексов коэффициента тарифа на транспорт электроэнергии по уровню ГН и индексов средневзвешенной цены на транспорт элек-

троэнергии для регионов России представлены на рис. 7. Учитывая то, что вариант тарифов на транспорт электроэнергии, представленный в (1)–(7) действует не во всех регионах России, на диаграмме представлены данные для 74 регионов.

Как следует из полученного результата расчета показателей индексов коэффициента тарифа на транспорт электроэнергии по уровню ГН и индексов средневзвешенной цены на транспорт электроэнергии для регионов России, полученные данные имеют значительные различия, что подчеркивает дифференциацию регионов по уровню эффективности использования тарифов на транспорт электроэнергии действующих для промышленных предприятий, присоединенных к электрическим сетям производителей электроэнергии. Также, выполненное сравнение показателей индексов коэффициента тарифа на транспорт электроэнергии по уровню ГН и индексов средневзвешенной цены на транспорт электроэнергии для регионов России, показывает отсутствие взаимной зависимости этих показателей, поэтому для оценки эффективности применения исследуемых конфигураций тарифов требуется разработка единого показателя, учитывающего особенности соотношений тарифов $ТП2_m^{ГН}$ и $СП1_{мес}$, а также учета уровней тарифов на транспорт электроэнергии действующих в регионе. Для этих целей был разработан показатель «интегральный индекс эффективности тарифов ГН», который рассчитывается на основе формуле (12).

$$i_{ТП_{ГН}^{i,r}} = i_{КТП2_{ГН}^{i,r}} \times i_{WТП_{ГН}^{i,r}},$$

где $i_{ТП_{ГН}^{i,r}}$ – интегральный индекс эффективности тарифов ГН.

Показатели интегрального индекса эффективности тарифов ГН представлены на рис. 8. Как следует из рисунка, полученные данные для различных регионов характеризуются высокой дифференциацией, что отражает различие показателей эффективности применения вариантов тарифов на электроэнергию для промышленных предприятий подключенных к электрическим сетям производителей электроэнергии. Чем выше значение показателя интегрального индекса эффективности тарифов ГН, тем менее эффективно применение тарифа на транспорт электроэнергии $СП2_m^{ГН}$ в регионе, и наоборот.

Как следует из рис. 8, по показателю интегрального индекса эффективности тарифов ГН регионы были разделены на три группы. В первую группу попали регионы, показатель $i_{ТП_{ГН}^{i,r}}$ которых составляет свыше 1,3. Во вторую группу попали регионы, показатель $i_{ТП_{ГН}^{i,r}}$ которых находится в диапазоне от 1,0 до 1,3 включительно. В третью группу попали регионы с показателем $i_{ТП_{ГН}^{i,r}}$ менее 1,0.

Для каждой выявленной региональной группы можно сделать ряд рекомендаций по управлению стоимости закупаемой электроэнергии.

Для третьей группы регионов показатель интегрального индекса эффективности тарифов ГН является самым выгодным, можно порекомендовать необходимость проведения анализа сравнительной стоимости средневзвешенной цены оплаты услуг по транспорту электроэнергии, с выявлением оценки эффективности действующих цен. Даже в случае выявления эф-

фактивности условий оплаты услуг по транспорту электроэнергии, такую оценку предлагается выполнять периодически, в периоды смены сезонов года, которые оказывают влияние на форму графика электропотребления, а также после каждого ежегодного утверждения новых тарифов на транспорт электроэнергии в регионе.

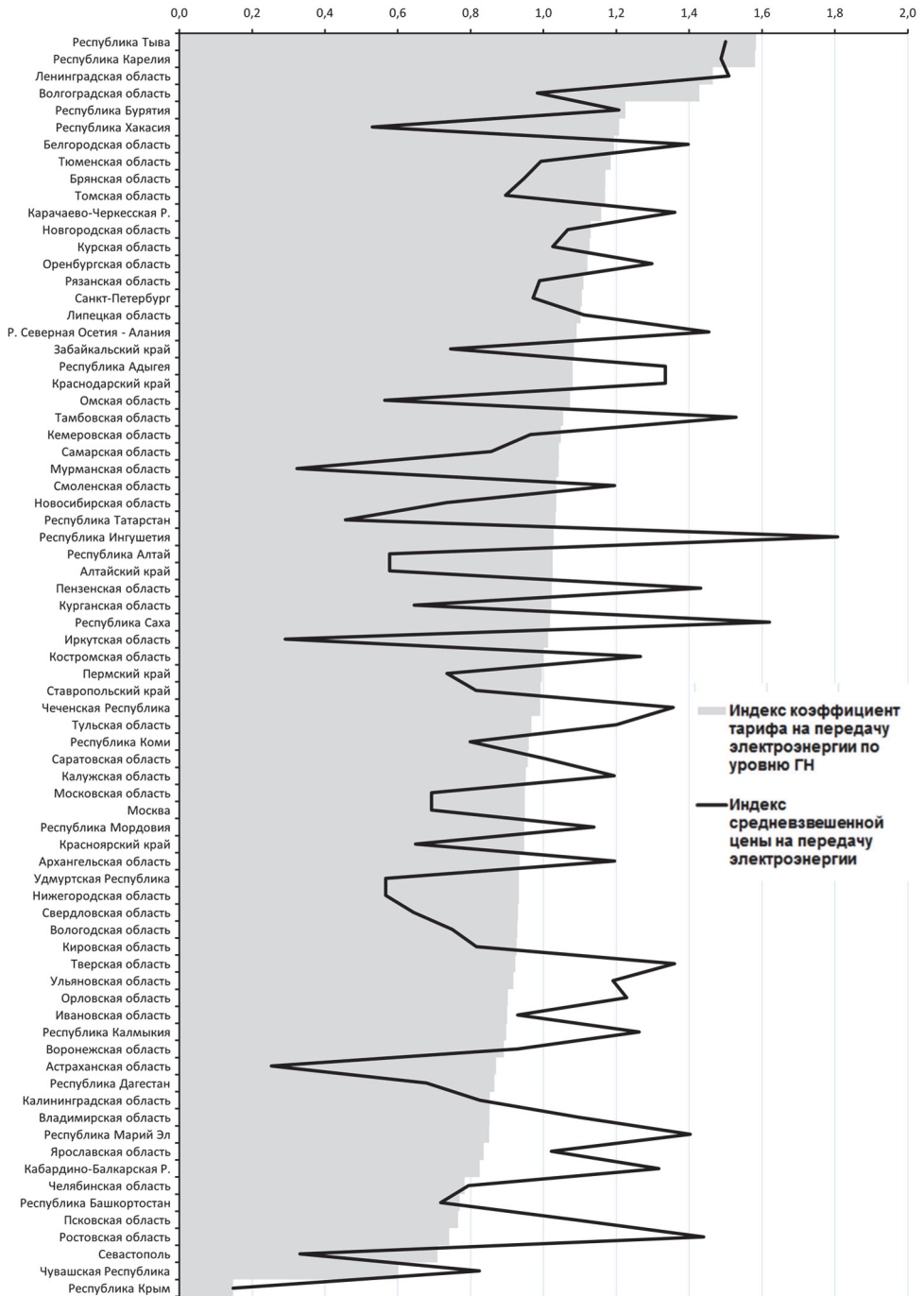


Рис. 7. Показатели индексов коэффициента тарифа на электроэнергию по уровню ГН и индексов средневзвешенной цены на электроэнергию для регионов России

Источник: составлено автором.

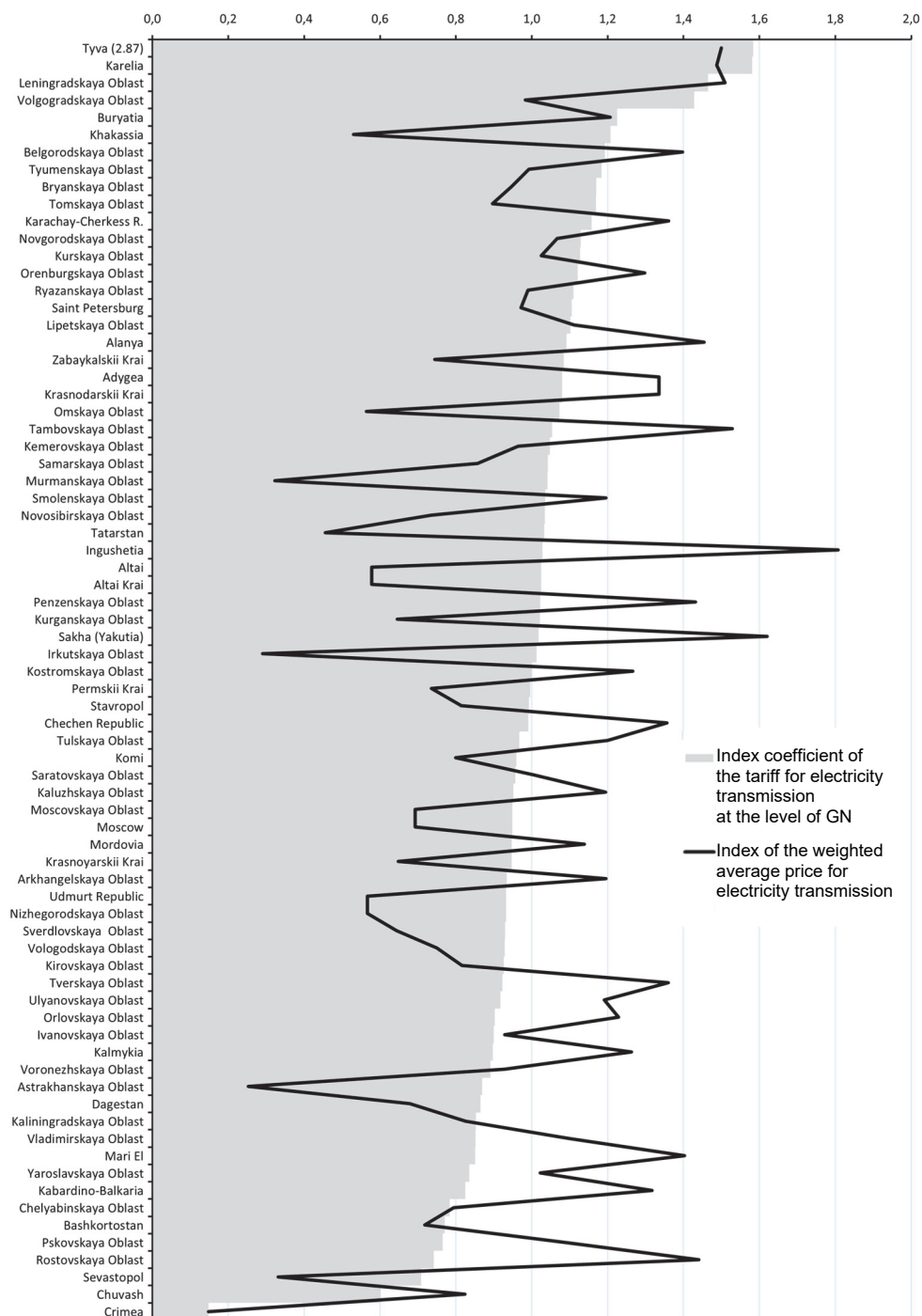


Figure 7. Indicators of the indices of the tariff coefficient for electricity transmission by the level of GN and indices of the weighted average price for electricity transmission for the regions of Russia

Источник: compiled by the author.

Для второй группы регионов показатель интегрального индекса эффективности тарифов ГН является средним, также можно порекомендовать необходимость проведения периодического анализа сравнительной стоимости средневзвешенной цены оплаты услуг по транспорту электроэнергии,

с выявлением оценки эффективности действующих цен. Вероятность того, что действующие средневзвешенные цены на оплату услуги по транспорту электроэнергии окажутся выше варианта тарифа $СП1_{мес}$ для промышленных предприятий, расположенных во второй группе, возрастает, поэтому для таких предприятий следует выполнять разработку мероприятий по снижению затрат на оплату услуг по транспорту электроэнергии.

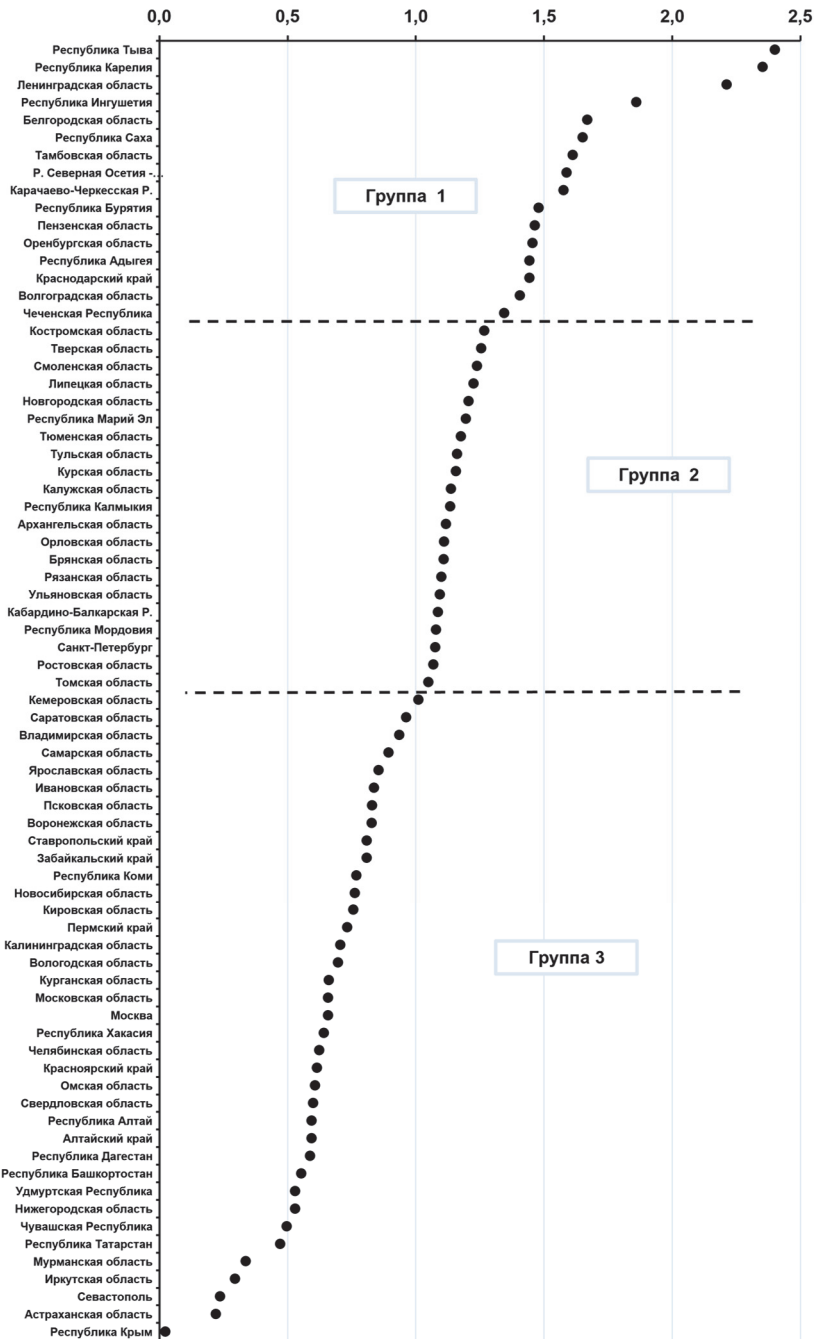


Рис. 8. Показатели интегрального индекса эффективности тарифов ГН

Источник: составлено автором.

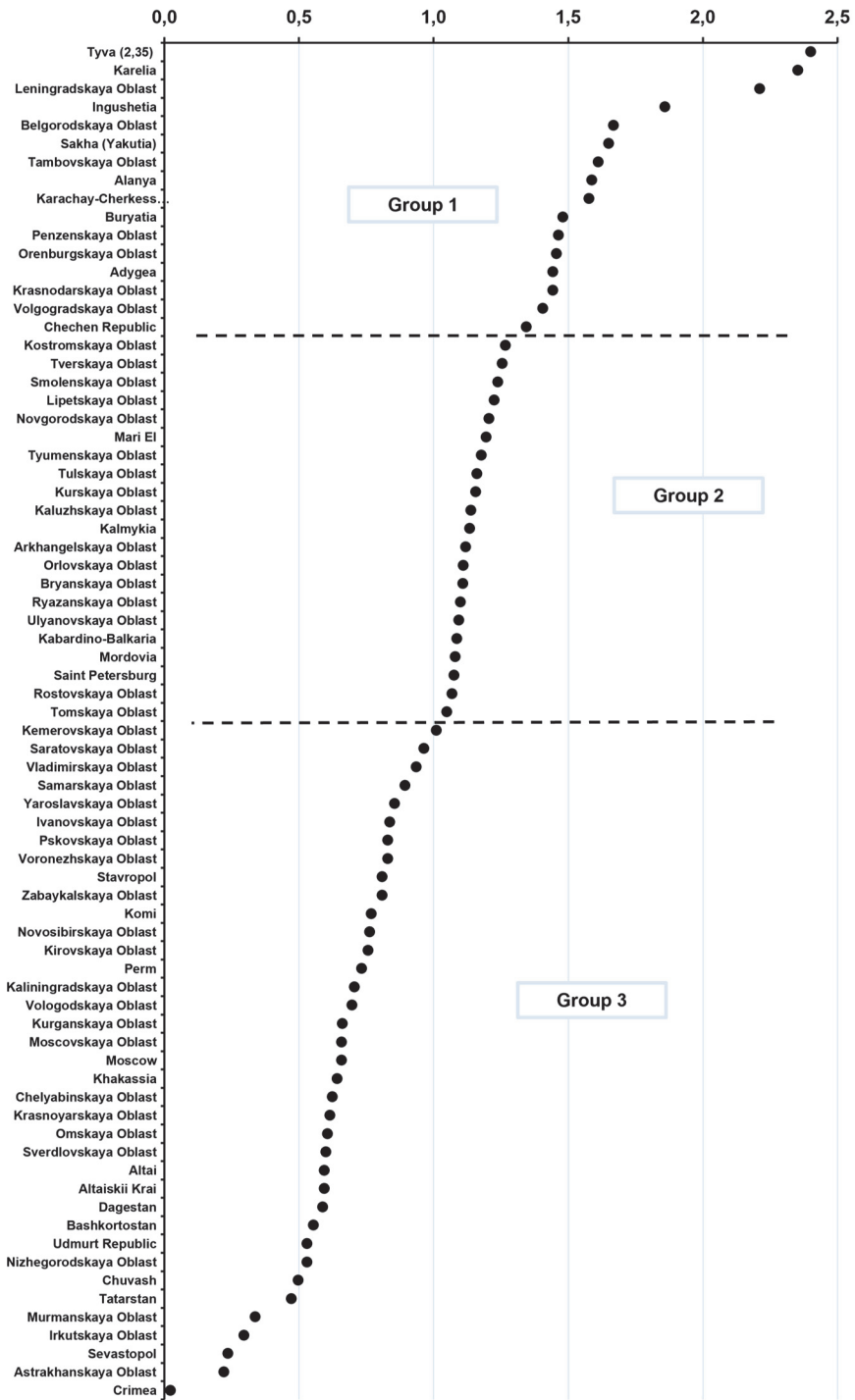


Figure 8. Indicators of the integral index of efficiency of GN tariffs

Источник: compiled by the author.

В качестве таких мероприятий может быть изменение конфигурации технологического присоединения, подключение к электрическим сетям, не относящимся к сетям производителей электроэнергии, с последующим выбором одноставочного тарифа на транспорт электроэнергии. При этом такой спо-

соб ограничен технологическими возможностями осуществления переподключения, а также необходимостью привлечения инвестиционных ресурсов на выполнение проектных и строительно-монтажных работ.

Оптимальный вариант для промышленных предприятий, средневзвешенные цены оплаты стоимости услуг по транспорту которых являются невыгодными, – управление собственным спросом на потребление электроэнергии по показателям стоимости их закупа. Вопросу управления спросом автором был посвящен отдельный цикл работ (Дзюба, 2020), в том числе работам по управлению компонента стоимости услуг по транспорту электроэнергии (Баев, Соловьев, Дзюба, 2018). Промышленные предприятия могут выполнять управление собственными графиками электрических нагрузок для снижения величины показателя $ВП2_m$. Управление собственными графиками электрических нагрузок производится на основе регулирования графиков работы промышленного энергоемкого оборудования по критериям экономической эффективности, технологической возможности и системной устойчивости.

Для промышленных предприятий, входящих в регионы третьей группы, вероятность увеличения затрат на закуп стоимости услуг по транспорту электроэнергии является самой высокой. Кроме того, риск завышения стоимости электроэнергии также сопровождается более высокими средневзвешенными тарифами на транспорт электроэнергии в данных регионах. Это обстоятельство свидетельствует о необходимости проведения исследований показателей средневзвешенных цен на оплату услуг по транспорту электроэнергии и внедрения мероприятий по управлению собственным спросом на потребление электроэнергии, с целью минимизации энергозатрат в структуре себестоимости выпускаемой продукции.

Заключение

В качестве заключительных выводов к проведенному исследованию можно констатировать следующее.

Одним из ключевых компонентов стоимости электроэнергии, потребляемой отечественными промышленными предприятиями, является стоимость услуги составляющей транспорта закупленной электрической энергии, которая, в некоторых случаях может достигать 50 % от общей величины конечной стоимости электроэнергии промышленных предприятий. Поэтому снижение затрат на оплату компонента составляющей транспорта закупленной электрической энергии является важным направлением снижения затрат на потребление электроэнергии промышленными предприятиями любых отраслевых групп.

В результате исследования механизмов ценообразования стоимости оплаты составляющей транспорта закупленной электрической энергии промышленными предприятиями было выявлено, что промышленные предприятия могут осуществлять выбор конфигурации тарифов на оплату составляющей транспорта закупленной электрической энергии, учитывающей и не учитывающей влияние профиля электропотребления на стоимость оплаты составляющей транспорта закупленной электрической энергии. Однако для

промышленных предприятий, имеющих технологическое присоединение к энергетическим установкам производителя электрической энергии, расчет стоимости оплаты составляющей транспорта закупленной электрической энергии всегда производится в варианте, учитывающем неравномерность профиля электропотребления, что может приводить к завышению затрат предприятий на закуп электроэнергии.

Исследование, проведенное на основе типового графика спроса на потребление электроэнергии машиностроительного предприятия позволило выявить, что в различных регионах России, оплата составляющей транспорта закупленной электрической энергии в варианте тарифа, предусмотренного для промышленных предприятий, имеющих технологическое присоединение напрямую к энергетическим установкам производителя электрической энергии, является невыгодным, по сравнению с вариантами тарифов промышленных предприятий, не имеющих таковых технологических присоединений. В некоторых случаях, завышение может составлять в среднем от 1 до 2,98 руб./кВтч что оказывает существенное влияние на завышение затрат на закуп электроэнергии для промышленных предприятий, не получающих услугу транспорта электроэнергии.

На основе разработанных авторских показателей «коэффициент тарифа на транспорт электроэнергии по уровню ГН», «индекс коэффициента тарифа на транспорт электроэнергии», «средневзвешенная цена на транспорт электроэнергии», «индекс средневзвешенной цены на транспорт электроэнергии» автором проведено исследование региональных характеристик тарифов на транспорт электроэнергии. Разработанные показатели позволяют отразить особенности как межтарифной разницы, связанной с необходимостью промышленных предприятий закупа электроэнергии по заранее невыгодным тарифам, так и отражают общую величину средневзвешенных цен на оплату составляющей транспорта закупленной электрической энергии в регионе. Это позволило выявить дифференциацию регионов России по уровню эффективности применения тарифов на транспорт электроэнергии;

На основе разработанного показателя «интегральный индекс эффективности тарифов ГН» были рассчитаны показатели интегральной эффективности применения тарифов на транспорт электроэнергии для промышленных предприятий подключенных к электрическим сетям производителей электроэнергии. На основе полученных показателей было проведено разделение регионов на три основные группы с разработкой рекомендаций по управлению затратами на закуп электроэнергии по компоненту стоимости составляющей транспорта закупленной электрической энергии в каждой группе.

Оптимальным вариантом для промышленных предприятий, средневзвешенные цены оплаты стоимости составляющей транспорта закупленной электрической энергии которых невыгодны, является управление собственным спросом на потребление электроэнергии по показателям стоимости их закупа. Реализация механизма управления спросом имеет большое значение для промышленных предприятий, входящих во вторую и третью группу, т. к. позволяет сократить объем спроса на потребление электроэнергии в пе-

риоды плановых часов пиковой нагрузки энергосистемы. Для промышленных предприятий третьей группы применение механизмов управления спросом является наиболее важным, т. к. данные регионы характеризуются более высокими средневзвешенными тарифами на транспорт электроэнергий.

Список литературы

- Баев И.А., Соловьева И.А., Дзюба А.П.* Управление затратами на услуги по передаче электроэнергии в промышленном регионе // *Экономика региона*. 2018. Т. 14. № 3. С. 955–969.
- Борукаев З.Х., Остапченко К.Б., Лисовиченко О.И.* Анализ взаимосвязи данных динамики энергорынка с изменениями цен на рынках энергоносителей // *Адаптивные системы автоматического управления*. 2015. № 1 (26). С. 85–101.
- Волкова И.О., Губко М.В., Сальникова Е.А.* Активный потребитель: задача оптимизации потребления электроэнергии и собственной генерации // *Управление сложными технологическими процессами и производствами*. 2013. № 6. С. 53–61.
- Гительман Л.Д., Ратников Б.Е., Кожевников М.В.* Управление спросом – универсальный метод решения современных проблем электроснабжения // *Энергорынок*. 2012. № 5. С. 44–49.
- Гительман Л.Д., Ратников Б.Е., Кожевников М.В.* Управление спросом на энергию в регионе // *Экономика региона*. 2013. № 2 (34). С. 71–84.
- Дзюба А.П.* Теория и методология управления спросом на энергоресурсы в промышленности: монография. Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2020. 323 с.
- Дзюба А.П., Соловьева И.А.* Механизмы управления спросом на энергоресурсы в промышленности // *Journal of New Economy*. 2020. № 3 (21). С. 175–195. <http://dx.doi.org/10.29141/2658-5081-2020-21-3-9>
- Дмитриева К.А., Кравченко А.В.* Управление энергозатратами при строительстве и эксплуатации железных дорог как части инфраструктуры // *Производственный менеджмент: теория, методология, практика*. 2016. № 8. С. 184–187.
- Колибаба В.И., Жабин К.В.* Особенности формирования и развития рынка реактивной мощности // *Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. Экономические науки*. 2017. Т. 10. № 4. С. 114–125.
- Кононов Д.Ю., Величко М.А., Сахаровская К.С.* Управление спросом на электроэнергию у потребителей // *Вестник Ангарского государственного технического университета*. 2019. № 13. С. 35–39.
- Лисин Е.М., Степанова Т.М., Жовтяк П.Г.* Исследование влияния методов распределения затрат на конкурентоспособность ТЭЦ на энергетических рынках // *Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. Экономические науки*. 2016. № 6 (256). С. 148–158.
- Лисин Е.М., Стриелковски В., Григорьева А.Н., Анисимова Ю.А.* Современные подходы к разработке моделей рынков электроэнергии и исследованию влияния рыночной силы на конъюнктуру энергорынка // *Вектор науки Тольяттинского государственного университета*. 2013. № 1 (23). С. 188–197.
- Мещерякова Т.С.* Управление энергозатратами промышленного предприятия на основе энергосервисного контракта // *Энергосбережение*. 2015. № 5. С. 48–51.
- Полуботко А.А.* Формирование логистической стратегии оптимизации системы энергорынка региона // *Финансовые исследования*. 2016. № 3 (52). С. 105–110.
- Сидоровская Н.В.* Управление спросом на мировых рынках электроэнергии // *Энергорынок*. 2015. № 7 (132). С. 28–34.
- Татаркин А.И., Куклин А.А., Буцацкая Н.В. и др.* Повышение эффективности энергетической и экономической безопасности региона на основе управления режимами электропотребления. Ч. 1. Методические основы анализа и прогнозирования це-

ны производства электроэнергии в региональных электроэнергетических системах с учетом режимных факторов / отв. ред. А.И. Татаркин. Екатеринбург: УрО РАН, 1997. 37 с.

- Фирсова И.А. Моделирование поведения участников рынка электроэнергии на энергорынке // *Финансовая жизнь*. 2017. № 4. С. 9–14.
- Abdulkareem A., Okoroafor E.J., Awelewa A., Adekitan A. Pseudo-inverse matrix model for estimating long-term annual peak electricity demand: the covenant university's experience // *International Journal of Energy Economics and Policy*. 2019. Vol. 9. No. 4. Pp. 103–109.
- Assembayeva M., Egerer J., Mendelevitch R., Zhakiyev N. A spatial electricity market model for the power system: the Kazakhstan case study // *Energy*. 2018. Vol. 149. Pp. 762–778.
- Borisova O.V., Kalugina O.A., Kosarenko N.N., Grinenko A.V., Ishmuradova I.I. Assessing the financial stability of electric power organizations // *International Journal of Energy Economics and Policy*. 2019. Vol. 9. No. 3. P. 66.
- Castro F.A., Callaway D.S. Optimal electricity tariff design with demand-side investments // *Energy Systems*. 2020. Vol. 11. No. 3. Pp. 551–579.
- Chao H.-P., Wilson R. Coordination of electricity transmission and generation investments // *Energy Economics*. 2020. Vol. 86. Pp. 604–623.
- Chen K., Jiang J., Zheng F., Chen K. A novel data-driven approach for residential electricity consumption prediction based on ensemble learning // *Energy*. 2018. Vol. 150. Pp. 49–60.
- Kuzmin E.A., Volkova E.E., Fomina A.V. Research on the concentration of companies in the electric power market of Russia // *International Journal of Energy Economics and Policy*. 2019. Vol. 9. No. 1. Pp. 130–136.
- Paulino R.F.S., Essiptchouk A.M., Silveira J.L. The use of syngas from biomedical waste plasma gasification systems for electricity production in internal combustion: thermodynamic and economic issues // *Energy*. 2020. Vol. 199. Article 117419.
- Rech S., Lazzaretto A. Smart rules and thermal, electric and hydro storages for the optimum operation of a renewable energy system // *Energy*. 2018. Vol. 147. Pp. 742–756.
- Shi K., Yu B., Huang C., Wu J., Sun X. Exploring spatiotemporal patterns of electric power consumption in countries along the Belt and Road // *Energy*. 2018. Vol. 150. Pp. 847–859.
- Sholanov K.S., Issaeva Z.R. Submerged float wave electric power station on the basis of the manipulator converter // *International Journal of Renewable Energy Research*. 2019. Vol. 9. No. 3. Pp. 1376–1387.
- Sopilko N.Y., Navrotskaia N.A., Myasnikova O.Y., Bondarchuk N.V.E. Potential and development prospects assessment of electric power integration of the Eurasian Economic Union Countries // *International Journal of Energy Economics and Policy*. 2020. Vol. 10. No. 3. P. 37.
- Van Megen B., Bürer M., Patel M.K. Comparing electricity consumption trends: a multilevel index decomposition analysis of the Geneva and Swiss economy // *Energy Economics*. 2019. Vol. 83. Pp. 1–25.
- Wangsa I.D., Wee H.M. The economical modelling of a distribution system for electricity supply chain // *Energy Systems*. 2019. Vol. 10. No. 2. Pp. 415–435.
- Wu Y., Yang J., Chen S., Zuo L. Thermo-element geometry optimization for high thermoelectric efficiency // *Energy*. 2018. Vol. 147. Pp. 672–680.
- Wu Z., Zhu P., Yao J., Tan P., Xu H., Chen B., Ni M. et al. Thermo-economic modeling and analysis of an NG-fueled SOFC-WGS-TSA-PEMFC hybrid energy conversion system for stationary electricity power generation // *Energy*. 2020. Vol. 192. Article 116613.

References

- Abdulkareem, A., Okoroafor, E.J., Awelewa, A., & Adekitan A. (2019). Pseudo-inverse matrix model for estimating long-term annual peak electricity demand: the covenant university's experience. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 9(4), 103–109.
- Assembayeva, M., Egerer, J., Mendelevitch, R., & Zhakiyev, N. (2018). A spatial electricity market model for the power system: The Kazakhstan case study. *Energy*, 149, 762–778.

- Baev, I.A., Solovyeva, I.A., & Dzyuba, A.P. (2018). Cost-effective management of electricity transmission in an industrial region. *Economy of Region*, 14(3), 955–969.
- Borisova, O.V., Kalugina, O.A., Kosarenko, N.N., Grinenko, A.V., & Ishmuradova, I.I. (2019). Assessing the financial stability of electric power organizations. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 9(3), 66.
- Borukaev, Z., Ostapchenko, K., & Lisovychenko, O. (2015). Data analysis of the relationship dynamics of the energy market with price changes in the energy markets. *Adaptive Automatic Control Systems*, 1(26), 85–101. (In Russ.)
- Castro, F.A., & Callaway, D.S. (2020). Optimal electricity tariff design with demand-side investments. *Energy Systems*, 11(3), 551–579.
- Chao, H.-P., & Wilson, R. (2020). Coordination of electricity transmission and generation investments. *Energy Economics*, 86, 604–623.
- Chen, K., Jiang, J., Zheng, F., & Chen, K. (2018). A novel data-driven approach for residential electricity consumption prediction based on ensemble learning. *Energy*, 150, 49–60.
- Dmitrieva, K.A., & Kravchenko, A.V. (2016). Energy management in the construction and operation of railways as part of infrastructure. *Production Management: Theory, Methodology, Practice*, (8), 184–187. (In Russ.)
- Dzyuba, A.P. (2020). *Theory and methodology of energy demand management in industry*. Chelyabinsk: SUSU Publishing Center. (In Russ.)
- Dzyuba, P.A., & Solovyeva, A.I. (2020). Demand-side management mechanisms in industry. *Journal of New Economy*, 21(3), 175–195. (In Russ.) <https://doi.org/10.29141/2658-5081-2020-21-3-9>
- Firsova, I.A. (2017). Modeling the behavior of electricity market participants in the energy market. *Financial Life*, (4), 9–14. (In Russ.)
- Gitelman, L.D., Ratnikov, B.E., & Kozhevnikov, M.V. (2012). Demand management is a universal method for solving modern power supply problems. *Energorynok*, (5), 44–49. (In Russ.)
- Gitelman, L.D., Ratnikov, B.E., & Kozhevnikov, M.V. (2013). Demand-side management for energy in the region. *Economy of Region*, 2(34), 71–84. (In Russ.)
- Kolibaba, V.I., & Kolibaba, S.V. (2015). Key aspects and risk assessment of introducing a new model of the capacity market in the Russian Federation. *Vestnik IGEU*, (1), 71–75. (In Russ.)
- Kolibaba, V.I., & Zhabin, K.V. (2017). Features of formation and development of the reactive power market. *St. Petersburg State Polytechnical University Journal. Economics*, 10(3), 114–125. (In Russ.) <https://doi.org/10.18721/JE.10411>
- Kononov, D.Yu., Velichko, M.A., & Sakharovskaya, K. S. (2019). Electricity demand management by consumers. *Bulletin of Angarsk State Technical University*, 1(13), 35–39. (In Russ.)
- Kuzmin, E.A., Volkova, E.E., & Fomina, A.V. (2019) Research on the concentration of companies in the electric power market of Russia. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 9(1), 130–136.
- Lisin, E.M., Stepanova, T.M., & Zhovtiak, P.G. (2016). Investigation of the effect of cost allocation methods on the competitiveness of CHP plants in energy markets. *St. Petersburg State Polytechnical University Journal. Economics*, 6(256), 148–158. (In Russ.) <https://doi.org/10.5862/je.256.13>
- Lisin, E.M., Strielkovski, V., Grigorieva, A.N., & Anisimova, Yu.A. (2013). Modern approaches to the development of models of electricity markets and the study of the impact of market power on the energy market. *Science Vector of Togliatti State University*, (1), 188. (In Russ.)
- Meshcheryakova, T.S. (2015). Energy management of an industrial enterprise based on an energy service contract. *Energy Conservation Journal*, (5), 48–51. (In Russ.)
- Paulino, R.F.S., Essiptchouk, A.M., & Silveira, J.L. (2020). The use of syngas from biomedical waste plasma gasification systems for electricity production in internal combustion: Thermodynamic and economic issues. *Energy*, 199, 117419.

- Polubotko, A.A. (2016). Formation of a logistics strategy for optimizing the region's energy market system. *Financial Research*, 3(52), 105–110. (In Russ.)
- Rech, S., & Lazzaretto, A. (2018). Smart rules and thermal, electric and hydro storages for the optimum operation of a renewable energy system. *Energy*, 147, 742–756.
- Shi, K., Yu, B., Huang, C., Wu, J., & Sun, X. (2018). Exploring spatiotemporal patterns of electric power consumption in countries along the Belt and Road. *Energy*, 150, 847–859.
- Sholanov, K.S., & Issaeva, Z.R. (2019). Submerged float wave electric power station on the basis of the manipulator converter. *International Journal of Renewable Energy Research*, 9(3), 1376–1387.
- Sidorovskaya, N. (2015). Demand management in the global electricity markets. *Energy Market*, 7(132), 28–34. (In Russ.)
- Sopilko, N.Y., Navrotskaia, N.A., Myasnikova, O.Y., & Bondarchuk, N.V.E. (2020). Potential and development prospects assessment of electric power integration of the Eurasian Economic Union countries. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 10(3), 37.
- Tatarin, A.I., Kuklin, A.A., Buchatskaya, N.V., et al. (1997). *Improving the efficiency of energy and economic security of the region based on the management of power consumption regimes. Part 1. Methodological foundations of analysis and forecasting of the price of electricity production in regional electric power systems taking into account operating factors*. Yekaterinburg, UB RAS. (In Russ.)
- Van Megen, B., Bürer, M., & Patel, M.K. (2019). Comparing electricity consumption trends: A multilevel index decomposition analysis of the Genevan and Swiss economy. *Energy Economics*, 83, 1–25.
- Volkova, I.O., Gubko, M.V., & Salnikova, E.A. (2013). Active consumer: The task of optimizing electricity consumption and own generation. *Control Problems*, (6), 53–61. (In Russ.)
- Wangsa, I.D., & Wee, H.M. (2019). The economical modelling of a distribution system for electricity supply chain. *Energy Systems*, 10(2), 415–435.
- Wu, Y., Yang, J., Chen, S., & Zuo, L. (2018). Thermo-element geometry optimization for high thermoelectric efficiency. *Energy*, 147, 672–680.
- Wu, Z., Zhu, P., Yao, J., Tan, P., Xu, H., Chen, B., ... & Ni, M. (2020). Thermo-economic modeling and analysis of an NG-fueled SOFC-WGS-TSA-PEMFC hybrid energy conversion system for stationary electricity power generation. *Energy*, 192, 116613.

Сведения об авторе / Bio note

Дзюба Анатолий Петрович, кандидат экономических наук, старший научный сотрудник, кафедра «Финансовые технологии», Высшая школа экономики и управления, Южно-Уральский государственный университет (национальный исследовательский университет). E-mail: dziubaap@susu.ru

Anatoly P. Dzyuba, Candidate of Economic Sciences, senior researcher, Department of Financial Technologies, Higher School of Economics and Management, South Ural State University (National Research University). E-mail: dziubaap@susu.ru