

Международный научно-исследовательский журнал

«Прогрессивная экономика»

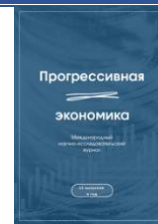
№ 5 / 2025 https://progressive-economy.ru/vypusk_1/mehanizmy-gosudarstvennogo-regulirovaniya-tarifov-v-elektroenergetike-i-ih-vliyanie-na-rynok/

Научная статья / Original article

Шифр научной специальности ВАК: 5.2.3

УДК 346.61

DOI: 10.54861/27131211_2025_5_88



МЕХАНИЗМЫ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТАРИФОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА РЫНОК

*Головня И.И., магистрант, Иркутский национальный исследовательский
университет, г. Иркутск, Россия*

664074, Иркутск, ул. Лермонтова, д. 83

ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-2298-1580>

e-mail: ivashkagolovnya@yandex.ru

Аннотация. В настоящей статье исследовано влияние механизмов государственного тарифного регулирования на структуру и динамику рынка электроэнергетики России. Целью работы является выявление институциональных и экономических эффектов различных механизмов государственного тарифного регулирования и определение условий их адаптивного применения. Научная новизна заключается в построении интегрированной модели взаимосвязи тарифного режима, концентрации рынка и инвестиционной динамики с учетом региональной специфики электроэнергетики России. Автором проанализированы затратный, стимулирующий и гибридные методы регулирования в контексте либерализации рынка, расширения ценовых зон и интеграционных процессов. Проведена эмпирическая оценка зависимости инвестиционной активности от типа тарифного механизма, уровня концентрации и объема перекрёстного субсидирования. Установлено, что поддержка ВИЭ и распределённой генерации через тарифные механизмы стимулирует структурную трансформацию отрасли, но требует балансировки компенсационных механизмов для предотвращения избыточной нагрузки на регулируемые сегменты. Стимулирующие методы регулирования положительно коррелируют с ростом инвестиций, тогда как высокая концентрация и значительное субсидирование снижают эффективность ценовых сигналов. Результатом исследования является предложенная концепция адаптивного тарифного контура, учитывающая региональную специфику и фазу развития энергетической инфраструктуры. Полученные научные результаты обладают практической значимостью и могут быть использованы при совершенствовании тарифной политики, а также в процессе формирования долгосрочных инвестиционных стимулов в электроэнергетике.

Ключевые слова: тарифное регулирование, электроэнергетика, перекрёстное субсидирование, либерализация рынка, RAB-регулирование, инвестиционная активность, ценовые зоны, государственная политика.

Конфликт интересов. Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Для цитирования: Головня И.И. Механизмы государственного регулирования тарифов в электроэнергетике и их влияние на рынок // Прогрессивная экономика. 2026. № 5. С. 88–100. https://doi.org/10.54861/27131211_2026_5_88.

Статья поступила в редакцию: 02.04.2026 г. Одобрена после рецензирования: 05.05.2026 г. Принята к публикации: 06.05.2026 г.

MECHANISMS OF STATE TARIFF REGULATION IN THE ELECTRIC POWER INDUSTRY AND THEIR IMPACT ON THE MARKET

Golovnya I.I., Master's Degree student, Irkutsk National Technical Research University, Irkutsk, Russia
664074, Irkutsk, Lermontov St., 83
ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-2298-1580>
e-mail: ivashkagolovnya@yandex.ru

Abstract. This article examines the impact of state tariff regulation mechanisms on the structure and dynamics of the Russian electricity market. The aim of the work is to identify the institutional and economic effects of various mechanisms of state tariff regulation and to determine the conditions for their adaptive application. The scientific novelty lies in the construction of an integrated model of the relationship between the tariff regime, market concentration and investment dynamics, taking into account the regional specifics of the Russian electric power industry. The author analyzes costly, stimulating and hybrid methods of regulation in the context of market liberalization, expansion of price zones and integration processes. An empirical assessment of the dependence of investment activity on the type of tariff mechanism, the level of concentration and the volume of cross-subsidization has been carried out. It has been established that support for renewable energy and distributed generation through tariff mechanisms stimulates the structural transformation of the industry, but requires balancing compensation mechanisms to prevent excessive load on regulated segments. Stimulating regulatory methods positively correlate with investment growth, while high concentration and significant subsidies reduce the effectiveness of price signals. The result of the research is the proposed concept of an adaptive tariff circuit, taking into account regional specifics and the phase of energy infrastructure development. The obtained scientific results have practical significance and can be used in improving tariff policy, as well as in the process of forming long-term investment incentives in the electric power industry.

Keywords: tariff regulation, electric power industry, cross-subsidization, market liberalization, RAB regulation, investment activity, price zones, government policy.

JEL classification: P11, R28, O1.

Conflict of interest. The author declares that there is no conflict of interest.

For citation: Golovnya I.I. (2026). Mekhanizmy gosudarstvennogo regulirovaniya tarifov v elektroenergetike i ikh vliyanie na rynek [Mechanisms of state tariff regulation in the electric



power industry and their impact on the market]. *Progressivnaya ekonomika* [Progressive Economy], 5, 88–100. https://doi.org/10.54861/27131211_2026_5_88. (In Russ., abstract in Eng.)

The article was submitted to the editorial office: 02/04/2026. Approved after review: 05/05/2026. Accepted for publication: 06/05/2026.

Введение

Электроэнергетика занимает ключевое место в структуре национальной экономики, поскольку обеспечивает базовые условия функционирования промышленности, социальной сферы и инфраструктуры. В условиях энергоперехода, роста доли возобновляемых источников энергии и пространственной неоднородности развития регионов значение тарифной политики существенно возрастает. Цена на электроэнергию перестает быть лишь расчетной категорией; она становится инструментом перераспределения ресурсов, поддержки инвестиций и регулирования конкурентной среды.

Российская модель электроэнергетического рынка формировалась поэтапно – от вертикально интегрированной системы к гибридной конструкции с элементами конкуренции и сохраняющимся государственным регулированием. На оптовом рынке сочетаются свободное ценообразование и регулируемые сегменты, в сетевом комплексе применяются затратные и стимулирующие методы, а перекрестное субсидирование продолжает влиять на структуру конечных тарифов. Расширение ценовых зон, внедрение механизмов РАВ-регулирования, развитие распределенной генерации и поддержка ВИЭ усиливают сложность тарифного контура.

Несмотря на значительный массив исследований, в научной литературе сохраняется методологический разрыв. Часть работ рассматривает тарифное регулирование как инструмент социальной стабилизации, другая – как механизм инвестиционного стимулирования. При этом влияние выбранного тарифного режима на структуру рынка и концентрацию генерации анализируется фрагментарно. Возникает противоречие: регулирование призвано снижать рыночные риски, однако в ряде случаев оно закрепляет структурные диспропорции. Этот теоретический и прикладной разрыв требует системного анализа.

Цель настоящей работы – выявить институциональные и экономические эффекты различных механизмов государственного тарифного регулирования и определить условия их адаптивного применения. Научная новизна заключается в построении интегрированной модели взаимосвязи тарифного режима, концентрации рынка и инвестиционной динамики с учетом региональной специфики электроэнергетики России.

Материалы и методы

Государственное регулирование тарифов в электроэнергетике формируется на стыке институциональных ограничений отрасли и задач обеспечения общественной эффективности. Электроэнергия характеризуется



одновременностью производства и потребления, высокой капиталоемкостью и сетевым характером инфраструктуры, что предопределяет существование естественно-монопольных сегментов и необходимость ценового контроля. Эволюция моделей организации отрасли – от иерархически интегрированных структур к конкурентным сегментам оптового рынка – сопровождалась трансформацией инструментов тарифного регулирования и перераспределением рисков между государством и участниками рынка [5].

В российской практике применяются затратный метод, стимулирующее регулирование на основе долгосрочной базы инвестированного капитала (RAB), ценовые ограничения типа price-cap, а также гибридные конструкции, сочетающие регулируемые и свободные сегменты. Затратный подход ориентирован на компенсацию экономически обоснованных издержек и фиксированной нормы прибыли, однако он снижает стимулы к оптимизации расходов и закрепляет инерционную модель управления затратами. Стимулирующее регулирование переносит акцент на повышение операционной эффективности, модернизацию инфраструктуры и возврат инвестированного капитала, что имеет особое значение для сетевых организаций, функционирующих в условиях высокой степени износа основных фондов [6; 9].

Институциональная трансформация отрасли сопровождалась переходом от вертикально интегрированной структуры к гибридной модели с конкуренцией на оптовом рынке при сохранении регулируемых розничных сегментов и тарифного контроля в сетевом комплексе. Либерализация и расширение второй ценовой зоны усилили региональную дифференциацию цен и выявили высокую концентрацию генерации в ряде объединённых энергосистем, что объективно ограничивает потенциал ценовой конкуренции [3]. Особенности ценообразования на ОРЭМ формируются под воздействием совокупности факторов, включая структуру спроса, долю регулируемых договоров, состояние сетевой и генерирующей инфраструктуры, а также динамику инвестиционной активности в отдельных регионах [1].

Существенное влияние на тарифную конструкцию оказывает перекрестное субсидирование, при котором нагрузка перераспределяется между категориями потребителей и субъектами Федерации. Рост его объемов приводит к искажению ценовых сигналов и формированию асимметричных стимулов для бизнеса. Предлагаемый механизм «сглаживания» предполагает поэтапное выравнивание ставок и создание единых энергозон, что снижает социальные риски и уменьшает региональные диспропорции [7].

Отдельное направление регулирования связано с поддержкой возобновляемых источников энергии и распределенной генерации. Введение «зеленых» тарифов и договорных механизмов стимулирует ввод новых мощностей, но увеличивает тарифную нагрузку в краткосрочном периоде. На розничном рынке распределенной генерации формируется особая структура

тарифа, включающая сетевую составляющую и компенсационные элементы, что меняет поведение промышленных потребителей и усиливает тенденцию к децентрализации энергоснабжения [2; 10].

Таблица 1

Сравнительная характеристика методов тарифного регулирования
Table 1
Comparative characteristics of tariff regulation methods

Метод регулирования	Инвестиционные стимулы	Динамика тарифа	Риск для компании	Степень регуляторного контроля
Затратный метод	Низкие	Стабильная, компенсаторная	Минимальный	Высокая
RAV-регулирование	Высокие	Умеренный прогнозируемый рост	Средний	Средняя
Price-cap	Средние	Ограниченная верхним пределом	Повышенный	Средняя
Регуляторное соглашение	Проектные, адресные	Индивидуально согласуемая	Разделённый	Персонализированный

Источник: составлено автором
Source: compiled by the author

Данные таблицы 1 отражают различия в механизмах распределения экономических рисков и стимулов. Регуляторные соглашения применяются как адресный инструмент в условиях хронического недофинансирования сетевых компаний и позволяют обеспечить возврат экономически обоснованных затрат без резкого роста тарифа [8].

Результаты и их обсуждение

Последовательный анализ показывает, что тарифное регулирование выполняет не только компенсаторную функцию, но и формирует долгосрочные параметры рыночной структуры. Выбор метода регулирования влияет на уровень концентрации, инвестиционную динамику и степень интеграции региональных рынков, включая перспективы участия в наднациональных проектах, подобных общему рынку электроэнергии ЕАЭС [4].

Современная практика тарифного регулирования в российской электроэнергетике характеризуется институциональной неоднородностью и сочетанием рыночных и административных механизмов ценообразования. На оптовом рынке электрической энергии и мощности (ОРЭМ) действуют конкурентные процедуры определения цен в пределах ценовых зон, однако значительная доля договоров сохраняет регулируемый характер. Особенности формирования равновесной цены определяются структурой генерации,

территориальной связанностью объединённых энергосистем и концентрацией крупных потребителей, что влияет на распределение спроса и мощности [1].

Либерализация рынка не носит равномерного характера. Расширение второй ценовой зоны привело к включению ранее неценовых регионов в конкурентный сегмент, однако анализ показывает высокую концентрацию производителей в зоне Сибири и Востока и ограниченную ценовую конкуренцию между сегментами объединённых энергосистем [3]. Производители восточных регионов в ряде случаев уступают по ценовым параметрам более крупным генерирующим компаниям Сибири, что усиливает региональные диспропорции и требует корректировки тарифных решений на уровне сетевой инфраструктуры и механизмов компенсации издержек.

Динамика средневзвешенных цен в первой и второй ценовых зонах в 2015–2024 гг. демонстрирует различия не только по уровню, но и по характеру колебаний. Во второй ценовой зоне фиксируется более выраженная волатильность, что связано с изменением структуры спроса, ограниченной пропускной способностью межсистемных перетоков и перераспределением генерации между объединёнными энергосистемами. Наличие крупных доминирующих производителей при ограниченной конкуренции усиливает чувствительность цен к сезонным и инфраструктурным факторам. Это подтверждает зависимость тарифной устойчивости от степени рыночной концентрации и состояния сетевой инфраструктуры, формирующей границы фактической конкуренции на оптовом рынке.

Проблема перекрестного субсидирования продолжает оказывать влияние на конечные тарифы. Сохранение дифференциации между промышленными и бытовыми потребителями формирует искажения ценовых сигналов и стимулирует часть бизнеса к переходу на собственную генерацию. Механизм «сглаживания» предполагает поэтапное выравнивание ставок между субъектами Федерации и создание единых энергозон, что снижает нагрузку на отдельные территории и повышает инвестиционную привлекательность регионов с низким уровнем развития [7].

В сетевом комплексе наблюдается сочетание затратного и стимулирующего регулирования. Территориальные сетевые организации функционируют в условиях естественной монополии, что требует балансировки интересов государства и компании. Применение элементов эталонного регулирования и бенчмаркинга рассматривается как способ повышения операционной эффективности и ограничения необоснованного роста тарифа [9]. Одновременно фиксируется проблема недофинансирования инфраструктуры, что обусловило внедрение регуляторных соглашений как адресного инструмента компенсации экономически обоснованных затрат и реализации инвестиционных программ в отдельных регионах [8].

Тарифная политика затрагивает и сегмент распределённой генерации. Рост числа объектов малой генерации связан с поиском предприятиями

ценовой автономии и снижением зависимости от сетевых тарифов. Структура тарифа для распределённой генерации включает компенсацию сетевой составляющей и элементы перекрестного субсидирования, что требует пересмотра принципов расчёта платы за технологическое присоединение и передачу электроэнергии [10]. Поддержка ВИЭ через «зеленые» тарифы и договорные механизмы создаёт дополнительные стимулы к декарбонизации, однако усиливает нагрузку на регулируемые сегменты и повышает требования к прозрачности тарифных процедур [2].

В более широком контексте интеграция электроэнергетических рынков в рамках ЕАЭС требует сопоставимости тарифных методик и устранения барьеров, связанных с различиями в структуре издержек и субсидировании. Моделирование цен общего рынка показывает риск превышения прогнозной интеграционной цены над внутренней, что способно изменить баланс спроса и предложения и повлиять на стимулы отечественных производителей [4]. Это свидетельствует о том, что национальная тарифная политика должна учитывать внешние интеграционные эффекты и обеспечивать конкурентоспособность внутреннего рынка.

Оценка влияния механизмов тарифного регулирования на рыночную динамику требует эмпирической проверки взаимосвязи между типом регулирования, уровнем концентрации и инвестиционной активностью. В исследовании использованы данные по объединённым энергосистемам первой и второй ценовых зон за 2015–2024 гг., включая показатели средневзвешенной цены на рынке «на сутки вперёд», индекс концентрации ННІ, объём инвестиций в основной капитал энергетики и долю регулируемых тарифов в конечной структуре цены. Методологически применён корреляционно-регрессионный анализ с оценкой эластичности инвестиционной активности по отношению к изменениям тарифного механизма и доле перекрестного субсидирования. Эмпирическая модель имеет следующий вид:

$$Inv_{it} = \alpha + \beta_1 Stim_{it} + \beta_2 NHI_{it} + \beta_3 Sub_{it} + \beta_4 Price_{it} + \varepsilon_{it}$$

где Inv_{it} – темп роста инвестиций в i -й энергосистеме в период t ; $Stim_{it}$ – доля стимулирующего регулирования в структуре тарифа; NHI_{it} – индекс концентрации генерации; Sub_{it} – доля перекрёстного субсидирования; $Price_{it}$ – темп роста средневзвешенной оптовой цены.

Использована панельная выборка по объединённым энергосистемам первой и второй ценовых зон за 2015–2024 гг. Оценивание проводилось методом наименьших квадратов с проверкой модели на гетероскедастичность (тест Бройша–Пагана) и мультиколлинеарность (VIF). Коэффициент детерминации составил $R^2 = 0,61$, что свидетельствует о приемлемой объясняющей способности модели.

Результаты расчётов показывают статистически значимую зависимость между использованием стимулирующих методов регулирования и ростом инвестиций в сетевой комплекс. В регионах с применением элементов RAB-регулирования фиксируется более высокая динамика обновления инфраструктуры по сравнению с территориями, где преобладает затратный подход [6; 9]. Это свидетельствует о том, что перенос акцента с компенсации издержек на формирование долгосрочной доходности капитала усиливает мотивацию к модернизации основных фондов и повышению операционной эффективности.

Одновременно выявлено, что высокая доля перекрёстного субсидирования отрицательно коррелирует с показателями инвестиционной эффективности, что подтверждает гипотезу о деформации ценовых сигналов при сохранении межкатегориального перераспределения [7]. Усиление стимулирующего регулирования сопровождается устойчивым ростом инвестиционной активности, однако в высококонцентрированных сегментах рынка увеличение тарифной нагрузки не приводит к пропорциональному снижению ценовой волатильности. Это согласуется с выводами о влиянии структуры генерации и уровня рыночной концентрации на динамику цен в ОРЭМ [1; 3].

Дополнительный анализ выявил различия в поведении производителей в условиях интеграционных процессов. Моделирование сценариев формирования общего рынка электроэнергии ЕАЭС показывает, что при сохранении различий в национальных тарифных механизмах прогнозная цена интеграционного сегмента способна превышать внутреннюю цену, снижая стимулы к повышению энергоэффективности у отечественных компаний [4]. Это подтверждает необходимость синхронизации тарифной политики с внешними институциональными рамками.

В сегменте распределённой генерации зафиксирована обратная зависимость между ростом сетевого тарифа и числом вводимых объектов малой мощности. Повышение платы за передачу стимулирует переход промышленных потребителей к автономным решениям, что трансформирует структуру спроса и сокращает объём перекрёстного субсидирования в долгосрочной перспективе [10]. Поддержка ВИЭ через специальные тарифные механизмы усиливает инвестиционный поток в новые мощности, однако требует корректировки методики расчёта мощности и компенсационных выплат во избежание избыточной нагрузки на регулируемые сегменты [2].

$$R^2 = 0,61; F\text{-статистика} = 8,43; p(F) < 0,01.$$

Данные таблицы 2 указывают на положительное влияние стимулирующих механизмов и отрицательное влияние концентрации и субсидирования на инвестиционную динамику. Незначительная эластичность



по отношению к росту оптовой цены указывает на ограниченность прямого ценового фактора без институциональных изменений.

Таблица 2

Результаты регрессионного анализа влияния факторов на темп роста инвестиций

Table 2

The results of the regression analysis of the influence of factors on the investment growth rate

Переменная	Коэффициент β	Стандартная ошибка	p-value
Доля стимулирующего регулирования	0,42	0,11	0,01
Индекс концентрации (НИИ)	-0,27	0,09	0,03
Доля перекрёстного субсидирования	-0,35	0,12	0,02
Темп роста оптовой цены	0,18	0,10	0,08
Константа	0,07	0,05	0,14

Источник: составлено автором

Source: compiled by the author

Полученные результаты позволяют сформулировать концепцию «адаптивного тарифного контура», предполагающую дифференциацию инструментов регулирования в зависимости от уровня концентрации и инвестиционного цикла региона. В высококонцентрированных энергосистемах целесообразно расширение стимулирующих механизмов при одновременном снижении перекрестного субсидирования; в регионах с инфраструктурным дефицитом – использование регуляторных соглашений как адресного инструмента модернизации [8]. Согласование тарифной политики с институциональной средой и фазой развития рынка формирует условия для устойчивой ценовой динамики и повышения общественной эффективности отрасли, что соответствует логике перехода от иерархических моделей к гибридным рыночным структурам [5].

Следует учитывать ограничения исследования. Используемая модель не включает макроэкономические шоки, влияние топливных цен и параметры бюджетного субсидирования. Кроме того, панель охватывает только объединённые энергосистемы ценовых зон и не отражает специфику неценовых территорий. Указанные ограничения определяют направления дальнейших исследований.

Заключение

В работе установлено, что действующая система государственного тарифного регулирования в электроэнергетике России оказывает прямое влияние на инвестиционную активность, структуру конкуренции и ценовую динамику в объединённых энергосистемах. Выявлена статистически значимая связь между применением стимулирующих методов регулирования и ростом вложений в сетевую инфраструктуру. Выявлено отрицательное влияние высокой концентрации генерации и значительного объёма перекрёстного субсидирования на инвестиционную эффективность и устойчивость цен.

Проведённый анализ позволяет утверждать, что гибридная модель рынка, сочетающая конкурентные и регулируемые сегменты, формирует разнонаправленные стимулы для участников отрасли. В ценовых зонах с высокой концентрацией производителей наблюдается ограниченное снижение ценовой волатильности при росте тарифной нагрузки. Расширение второй ценовой зоны сопровождается усилением региональной дифференциации и требует корректировки тарифных механизмов с учётом инфраструктурных ограничений. Зафиксировано, что поддержка ВИЭ и распределённой генерации через тарифные механизмы стимулирует структурную трансформацию отрасли, но требует балансировки компенсационных механизмов для предотвращения избыточной нагрузки на регулируемые сегменты. Отмечена чувствительность национальной тарифной политики к интеграционным процессам в рамках ЕАЭС и потенциальному изменению ценовых ориентиров.

Сформулирована концепция адаптивного тарифного контура, предполагающая дифференциацию методов регулирования в зависимости от уровня концентрации, объёма субсидирования и инвестиционного цикла региона. Таким образом, переход к адаптивному тарифному контуру позволяет согласовать инвестиционные стимулы, рыночную концентрацию и социальные ограничения. Регулирование перестаёт быть исключительно компенсаторным механизмом и приобретает стратегический характер. Именно такая логика – гибкая, но институционально выверенная – способна обеспечить устойчивое развитие электроэнергетики в условиях структурной трансформации и интеграционных процессов.

Литература

1. Байбулатов Р. Я., Зубарева Л. В., Шарамеева О. А. Проблемы и особенности ценообразования на оптовом рынке электрической энергии и мощности // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Экономика и менеджмент. 2025. Т. 19, № 2. С. 41–52. <https://doi.org/10.14529/em250204>.
2. Вальков В. А. Тарифное регулирование цен на электроэнергию и мощность как правовое средство поддержки внедрения ВИЭ // Юридическая наука. 2024. № 1. С. 93–96. <https://doi.org/10.24412/2220-5500-2024-1-93-96>.
3. Дёмина О. В. Либерализация рынка электроэнергии в России: оценка последствий расширения второй ценовой зоны // Пространственная экономика. 2025. Т. 21, № 3. С. 72–101. <https://doi.org/10.14530/se.2025.3.072-101>.
4. Коломиец А. Р., Курдин А. А. Общий рынок электроэнергии ЕАЭС: эффекты для России // Вестник Санкт-Петербургского университета. Экономика. 2022. Т. 38, № 4. С. 532–550.
5. Коломиец А. Р., Федоров С. И. От иерархий до рынков: путь электроэнергетики к благосостоянию потребителя // Экономическая политика. 2023. Т. 18, № 3. С. 46–81. <https://doi.org/10.18288/1994-5124-2023-3-46-81>.
6. Люкшин А. М., Маркарова Д. В. Анализ методов государственного регулирования тарифов на услуги для населения в России // Аудиторские ведомости. 2025. № 1. С. 137–140. <https://doi.org/10.24412/1727-8058-2025-1-137-140>.
7. Пальянов М. Н. Механизм «сглаживания» перекрестного субсидирования между субъектами РФ как основа концепции создания единых энергозон в России // Российское конкурентное право и экономика. 2022. № 3 (31). С. 80–87. <https://doi.org/10.47361/2542-0259-2022-3-31-80-87>.
8. Писарев В. Н., Иванова М. В., Кушнер Г. А. Реализация инструмента регуляторного соглашения для электроэнергетического комплекса Астраханской области // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Экономика. 2025. № 4. С. 79–85. <https://doi.org/10.24143/2073-5537-2025-4-79-85>.
9. Попов Д. С., Бологова В. В., Шувалова Д. Г. Перспективы государственного регулирования цен и тарифов на услуги по передаче электрической энергии для территориальных сетевых организаций // Экономика, предпринимательство и право. 2023. Т. 13, № 10. С. 4193–4210. <https://doi.org/10.18334/epp.13.10.119233>.
10. Устюжанина А. С., Паскарь И. Н. Тарифообразование на рынке электроэнергии распределенной генерации в России // Экономика и управление инновациями. 2022. № 1. С. 65–74. <https://doi.org/10.26730/2587-5574-2022-1-65-74>.

References

1. Baibulatov, R.Ya., Zubareva, L.V., Sharameeva, O.A. (2025). Problemy i osobennosti tsenoobrazovaniya na optovom rynke elektricheskoi energii i moshchnosti [Problems and features of pricing in the wholesale electricity and capacity market]. Vestnik Yuzhno-Ural'skogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Ekonomika i menedzhment [Bulletin of South Ural State University. Series: Economics and Management], 19(2), 41–52. <https://doi.org/10.14529/em250204>. (In Russ., abstract in Eng.)
2. Val'kov, V.A. (2024). Tarifnoe regulirovanie tsen na elektroenergiyu i moshchnost' kak pravovoe sredstvo podderzhki vnedreniya VIE [Tariff regulation of electricity and capacity prices as a legal instrument to support renewable energy implementation]. Yuridicheskaya nauka [Legal Science], 1, 93–96. <https://doi.org/10.24412/2220-5500-2024-1-93-96>. (In Russ., abstract in Eng.)
3. Dyomina, O.V. (2025). Liberalizatsiya rynka elektroenerгии v Rossii: otsenka posledstviy rasshireniya vtoroi tsenovoi zony [Liberalization of the electricity market in Russia: assessment of the effects of expanding the second price zone]. Prostranstvennaya ekonomika [Spatial Economics], 21(3), 72–101. <https://doi.org/10.14530/se.2025.3.072-101>. (In Russ., abstract in Eng.)
4. Kolomiets, A.R., Kurdin, A.A. (2022). Obshchii rynek elektroenerгии EAES: efekty dlya Rossii [Common electricity market of the EAEU: effects for Russia]. Vestnik Sankt-Peterburgskogo universiteta. Ekonomika [Bulletin of Saint Petersburg University. Economics], 38(4), 532–550. (In Russ., abstract in Eng.)
5. Kolomiets, A.R., Fedorov, S.I. (2023). Ot ierarkhii do rynkov: put' elektroenergetiki k blagosostoyaniyu potrebitelya [From hierarchies to markets: the path of the electric power industry to consumer welfare]. Ekonomicheskaya politika [Economic Policy], 18(3), 46–81. <https://doi.org/10.18288/1994-5124-2023-3-46-81>. (In Russ., abstract in Eng.)
6. Lyukshin, A.M., Markarova, D.V. (2025). Analiz metodov gosudarstvennogo regulirovaniya tarifov na uslugi dlya naseleniya v Rossii [Analysis of methods of state tariff regulation for public services in Russia]. Auditorskie vedomosti [Audit Journal], 1, 137–140. <https://doi.org/10.24412/1727-8058-2025-1-137-140>. (In Russ., abstract in Eng.)
7. Pal'yanov, M.N. (2022). Mekhanizm “sglazhivaniya” perekrestnogo subsidirovaniya mezhdru sub"ektami RF kak osnova kontseptsii sozdaniya edinykh energozon v Rossii [Mechanism of “smoothing” cross-subsidization between regions of the Russian Federation as a basis for unified energy zones]. Rossiiskoe konkurentnoe pravo i ekonomika [Russian Competition Law and Economics], 3(31), 80–87. <https://doi.org/10.47361/2542-0259-2022-3-31-80-87>. (In Russ., abstract in Eng.)
8. Pisarev, V.N., Ivanova, M.V., Kushner, G.A. (2025). Realizatsiya instrumenta regul'yatornogo soglasheniya dlya elektroenergeticheskogo kompleksa Astrakhanskoi oblasti [Implementation of regulatory agreement instrument for the

electric power complex of the Astrakhan region]. Vestnik Astrakhanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya: Ekonomika [Bulletin of Astrakhan State Technical University. Series: Economics], 4, 79–85. <https://doi.org/10.24143/2073-5537-2025-4-79-85>. (In Russ., abstract in Eng.)

9. Popov, D.S., Bologova, V.V., Shuvalova, D.G. (2023). Perspektivy gosudarstvennogo regulirovaniya tsen i tarifov na uslugi po peredache elektricheskoi energii dlya territorial'nykh setevykh organizatsii [Prospects for state regulation of prices and tariffs for electricity transmission services for territorial grid organizations]. Ekonomika, predprinimatel'stvo i pravo [Economics, Entrepreneurship and Law], 13(10), 4193–4210. <https://doi.org/10.18334/epp.13.10.119233>. (In Russ., abstract in Eng.)

10. Ustyuzhanina, A.S., Paskar', I.N. (2022). Tarifoobrazovanie na rynke elektroenergii raspredelennoi generatsii v Rossii [Tariff formation in the distributed generation electricity market in Russia]. Ekonomika i upravlenie innovatsiyami [Economics and Innovation Management], 1, 65–74. <https://doi.org/10.26730/2587-5574-2022-1-65-74>. (In Russ., abstract in Eng.)

© Головня И.И., 2026

