

НАУЧНАЯ СТАТЬЯ

УДК 338.1

JEL L94, P41

DOI 10.26425/2658-3445-2026-9-2-118-131



Ссылка на статью

ТРАНСФОРМАЦИЯ ТАРИФНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА ЯРОСЛАВСКОЙ ОБЛАСТИ

Любимова Наталья Геннадьевна¹

Д-р. экон. наук, проф. каф. экономики и управления в топливно-энергетическом комплексе

ORCID: 0000-0003-4021-4487

E-mail: sebez221@rambler.ru

Морковкин Дмитрий Евгеньевич²

Канд. экон. наук, доц. каф. налогов и налогового администрирования, ведущий научный сотрудник Института исследований международных экономических отношений

ORCID: 0000-0002-5372-8519

E-mail: MorkovkinDE@mail.ru

Лебедева Алена Дмитриевна³

Специалист планово-экономического отдела

ORCID: 0009-0003-5952-866

E-mail: alenchikswan@yandex.ru

Флакман Алина Сергеевна¹

Канд. экон. наук, доц. каф. экономики и управления в топливно-энергетическом комплексе,

доц. каф. финансово-экономического и бизнес-образования Государственного университета просвещения

ORCID: 0000-0001-8122-0862

E-mail: flax75@mail.ru

¹Государственный университет управления, г. Москва, Россия

²Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации, г. Москва, Россия

³ПАО «Федеральная сетевая компания-Россети», г. Москва, Россия

АННОТАЦИЯ

В статье рассматривается консолидация активов электросетевых компаний с целью повышения их эффективности, надежности и управляемости. Для этого исследуются новые, более жесткие критерии объединения территориальных сетевых организаций (далее — ТСО) в Российской Федерации (далее — РФ, Россия), а именно — в Ярославской области.

Производится расчет тарифов на услуги по передаче электроэнергии для сетевых организаций Ярославской области методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, а подконтрольных расходов — новым методом эталонов с ограничением их удельных величин по величине подконтрольных расходов на одну условную единицу самой крупной распределительной сетевой организации региона, далее оцениваются экономические последствия трансформации тарифного регулирования. Необходимо учесть, что все территориальные сетевые компании России с 2026 г. по 2028 г. постепенно должны перейти на эту методологию тарифного регулирования (расчет подконтрольных расходов по методу эталонов с учетом сравнения с аналогом). Именно поэтому важно рассмотреть ее действие на отдельных ТСО регионов, подготовиться к трансформации и оценить ее последствия для потребителей и сетевых компаний.

В статье изучаются особенности метода эталонов для расчета подконтрольных расходов электросетевых подразделений филиала «Российских железных дорог» «Трансэнерго». В результате исследования определено, что удельные подконтрольные затраты «Трансэнерго» во все годы переходного периода меньше аналогичных затрат крупнейшей ТСО региона (в частности, на 2026 г. меньше на 42 %), а сами подконтрольные расходы, рассчитанные методом экономически обоснованных расходов, меньше расходов определенных методом эталонов в 2026 г. на 3,4 %.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Территориальные сетевые организации, консолидация активов, тарифное регулирование, необходимая валовая выручка (НВВ), сравнение с аналогом, крупнейшая сетевая компания, эталоны затрат, метод долгосрочной индексации НВВ



ПОСТУПИЛА В РЕДАКЦИЮ

04.02.2026



ДОРАБОТАНА

08.04.2026



ПРИНЯТА К ПУБЛИКАЦИИ

15.04.2026



КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов



ФИНАНСИРОВАНИЕ

Исследование выполнено без спонсорской поддержки



ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ

Любимова Н.Г., Морковкин Д.Е., Лебедева А. Д., Флакман А.С. Трансформация тарифного регулирования электросетевого комплекса Ярославской области // E-Management. 2026. Т. 9, № 2. С. 118–131.



Статья доступна по лицензии Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0)

© Любимова Н.Г., Морковкин Д.Е., Лебедева А. Д., Флакман А.С., 2026.

SCIENTIFIC ARTICLE

TRANSFORMATION OF TARIFF REGULATION OF THE ELECTRIC GRID COMPLEX OF THE YAROSLAVL REGION



Link to the article

Natalya G. Lyubimova¹

Dr. Sci. (Econ.), Prof. at the Department of economics and management in the fuel and energy complex

ORCID: 0000-0003-4021-4487

E-mail: ng_lyubimova@guu.ru, sebez221@rambler.ru

Dmitry E. Morkovkin²

Cand. Sci. (Econ.), Assoc. Prof. at the Department of Taxes and Tax Administration, Leading Researcher at the Institute for Research of International Economic Relations

ORCID: 0000-0002-5372-8519

e-mail: MorkovkinDE@mail.ru

Alyona D. Lebedeva³

Specialist of the Planning and Economic Department

ORCID: 0009-0003-5952-866

E-mail: alenchikswan@yandex.ru

Alina S. Flaksman¹

PhD (Econ.), Associate Prof. at the Department of economics and management in the fuel and energy complex;

ORCID: 0000-0001-8122-0862

E-mail: as_flaksman@guu.ru, flax75@mail.ru

¹ State University of Management, Moscow, Russia

² Financial University under the Government of the Moscow, Russia

³ PJSC "Federal Grid Company – "Rosseti", Moscow, Russia

ABSTRACT

The article examines the consolidation of electric grid company assets to improve their efficiency, reliability, and manageability. To this end, new, more stringent criteria for merging territorial grid organizations (TGOs) in Russia and the Yaroslavl Region are examined.

Tariffs for electricity transmission services for grid organizations in the Yaroslavl Region are calculated using a long-term indexation method of required gross revenue. Controllable expenses are calculated using a new benchmark method, limited by the specific controllable expenses per conventional unit of the region's largest distribution grid organization. The consequences of tariff regulation transformation are assessed. Given that all territorial grid companies in Russia must gradually transition to this tariff regulation methodology (calculating controllable expenses using a comparison method with an analogue, taking into account the benchmark method) from 2026 to 2028, it is important to consider its impact on individual regional TGOs, prepare for the transformation, and assess its implications for consumers and grid companies. This paper examines the specifics of the benchmark method for calculating the controllable costs of the electric grid divisions of Transenergo, a subsidiary of Russian Railways.

The study revealed that Transenergo's specific controllable costs are lower than those of the region's largest territorial grid operator (TGO) throughout the transition period, specifically, 42% lower for 2026. Controllable costs themselves, calculated using the economically justified costs method, are 3.4% lower than those determined using the benchmark method in 2026.

KEYWORDS

Territorial network organizations, consolidation of assets, tariff regulation, necessary gross revenue, comparison with an analogue, the largest network company, cost standards, long-term indexation method

**RECEIVED**

04.02.2026

**REVISED**

08.04.2026

**ACCEPTED**

15.04.2026

**CONFLICT OF INTEREST**

The authors declare that there is no conflict of interest

**FINANCING**

The study was carried out without sponsorship

**FOR CITATION**

Lyubimova N.G., Morkovkin D.E., Lebedeva A.D., Flaksman A.S. (2026) Transformation of tariff regulation of the electric grid complex of the Yaroslavl Region. E-Management, vol. 9, no. 2, pp. 118–131. DOI: 10.26425/2658-3445-2026-9-2-118-131



This is an open access article under the Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0)

© Lyubimova N.G., Morkovkin D.E., Lebedeva A.D., Flaksman A.S., 2026.

ВВЕДЕНИЕ / INTRODUCTION

Электрические сети всей Российской Федерации (далее — РФ, Россия) функционируют в условиях естественной монополии, что вытекает из технологических особенностей рассматриваемого сектора. Создание и содержание разветвленной протяженной сетевой инфраструктуры, необходимой для транспортировки электроэнергии, и технического присоединения новых потребителей, требуют колоссальных капиталовложений, что делает дублирование и конкурентирование таких объектов, то есть строительство параллельных линий электропередач (далее — ЛЭП), экономически нецелесообразным (В.В. Бушуев, Ю.Н. Кучеров, 2014). В подобных ситуациях, в соответствии с экономической теорией, в полной мере действует эффект масштаба, который означает снижение удельных издержек за счет консолидации и, соответственно, увеличения размеров компании, обеспечивая тем самым рост эффективности всей системы.

Энергетическая архитектура 1990-х годов, в отношении сетей, характеризовалась двойственностью. На первом этапе реструктуризации сети, которые находились в управлении акционерных обществ энергетики и электрификации (далее — АО-энерго), обслуживали всю закрепленную за ними территорию. В то же время для энергоснабжения конкретных промышленных, аграрных и муниципальных потребителей сформированы локальные децентрализованные сетевые объекты. Такое функционирование энергетического сектора до начала 2000-х гг. привело к обособлению услуг по передаче электроэнергии в самостоятельный вид деятельности, которым занимались около трех тысяч сетевых организаций.

Второй этап сделал ставку на выделение сетей и их консолидацию. Частные мелкие сетевые компании получили право собственности на сетевые активы и ключевые функции — транспорт (передачу и распределение) электроэнергии и технологическое присоединение. Однако новая децентрализованная модель управления привела к негативным последствиям. Дефицит долгосрочных инвестиций со стороны новых собственников вызвал ускоренный износ сетевой инфраструктуры, рост аварийности и падение надежности. Как следствие произошел существенный дисбаланс в регулировании, выразившийся в постоянном недофинансировании сетевого комплекса (Б.И. Файн, С.В. Репеток, 2021; В.В. Сарвас, 2018).

Существенная трансформация изучаемого сектора запущена в 2004–2006 гг. На базе активов, выделенных из АО-энерго и локальных сетевых активов, предполагалось создать распределительные сетевые компании (далее — РСК), которые впоследствии назвали территориальными сетевыми организациями (далее — ТСО) и часть их которых объединили в 12 Межсистемных распределительных сетевых компаний (далее — МРСК). Целью стало формирование равных стартовых условий («квазирыночной» модели) для стимулирования конкуренции по надежности и эффективности, что позволило бы внедрить и установить объективное регулирование (А.Я. Сабирзанов, А.В. Краснов, 2023).

В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» (далее — ФЗ №35) ТСО — это коммерческая организация, оказывающая услуги по передаче электроэнергии с использованием преимущественно электросетевой инфраструктуры, не относящейся к единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее — ЕНЭС). Однако закон предусматривает ситуацию, в которой допускается передача и эксплуатация активов или их части, входящих в ЕНЭС¹.

Анализ состояния распределительного сетевого комплекса позволяет выявить наличие структурных проблем, снижающих операционную эффективность значительной части ТСО. Ключевая проблема сложившейся модели заключалась в едином механизме финансирования. Независимо от уровня своей надежности и экономической эффективности, все компании, как лидеры рынка, так и аутсайдеры получали ресурсы из общего пула, формируемого за счет тарифных платежей всех потребителей региона (так называемый «котел»).

Универсальные принципы установления тарифов на передачу электроэнергии действуют в масштабах каждого субъекта РФ, предоставляя местному регулятору свободу в выборе способа их расчета, исходя из совокупной величины экономически обоснованных затрат поставщика услуг. Однако структурная особенность рынка в виде множества мелких ТСО деформирует природу конкуренции за надежность. Вместо стимулов для инвестиций в качество и надежность, у компаний возникает доминирующий мотив к максимизации своей доли в общем «тарифном пироге», что подменяет конкуренцию борьбой за включение наибольшей части собственных затрат в суммарные затраты сетевого бизнеса, а не за техническую эффективность и удовлетворенность потребителя².

¹ Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ. Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/ (дата обращения: 30.01.2026)

² Павел Тихонов. Зачем региональным электросетям эталонный порядок. Режим доступа: <https://www.rbc.ru/industries/news/6889ca599a794731af239146> (дата обращения: 30.01.2026)

Отсюда возникает необходимость консолидации таких организаций для того, чтобы сократить затраты компании и снять нагрузку на тариф на услуги по передаче рядовых потребителей электроэнергии, что в конечном итоге приведет к снижению сетевой составляющей в тарифе на электроэнергию для конечных потребителей.

КОНСОЛИДАЦИЯ СЕТЕВЫХ АКТИВОВ ЯРОСЛАВСКОЙ ОБЛАСТИ / CONSOLIDATION OF GRID ASSETS OF THE Yaroslavl Region

Ключевым условием для функционирования сетевых компаний является получение статуса ТСО, который присваивается региональной энергетической комиссией (далее — РЭК) и открывает доступ к процедуре тарифного регулирования. Утвержденный тариф для такой организации служит единственным законным источником формирования необходимой валовой выручки (далее — НВВ). Исходя из этого, отсутствие такого статуса полностью блокирует деятельность компании.

Первые критерии отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к ТСО приняты в 2015 г. и утверждены Постановлением Правительства РФ³. В результате этого выяснилось, что некоторые участники рынка не соответствуют указанным требованиям. Началась консолидация ТСО. Уже к 2016—2017 годам в РФ осталось около 2000 тыс. сетевых организаций из существовавших ранее 3000 тыс., в Ярославской области — 23 из 77. Наглядным примером служит выкуп филиалом Публичного акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра» — «Ярэнерго» (далее — ПАО «МРСК Центра» — «Ярэнерго») 100 % акций открытого акционерного общества «Ярославская городская электросеть», которое в 2010 г. являлось одной из крупнейших сетевых организаций в Центральном федеральном округе⁴. С 2015 г. по 2017 г. филиалу ПАО «МРСК Центра» — «Ярэнерго» стали принадлежать следующие активы: территориальные распределительные электрические сети напряжением 35 — 110 кВ, протяженностью 4321,6 км и установленной электрической мощностью трансформаторов подстанции (далее — ПС) 3201,3 МВА⁵.

Ярославская область вошла в число первых субъектов страны по системному решению проблем обеспечения надежного, эффективного и качественного электроснабжения садоводческих некоммерческих товариществ (далее — СНТ). Реализация программы возложена на созданную для этих целей электросетевую организацию АО «Ярославская электросетевая компания» (далее — «ЯрЭСК»), учрежденную Правительством Ярославской области и ПАО «МРСК Центра» — «Ярэнерго». В результате консолидации, проведенной в 2014–2019 годах, созданная компания централизовала управление электросетевым хозяйством 145 СНТ. На ее баланс перешли сети 0,4–10 кВ протяженностью 536 км и 64 трансформаторные подстанции общей мощностью 8,5 МВА, что позволило унифицировать эксплуатацию активов на территории 11 муниципалитетов⁶.

В новой волне консолидации в 2022 г. произошло ужесточение критериев ТСО. Так, в 2023 г. на балансе ТСО должно быть не менее 20 км ЛЭП, в 2024 г. — уже не менее 50 км, в 2025 — не менее 300 км, а необходимая сумма присоединяемых максимальных мощностей в 2023 г. должна была составлять не менее 15 МВА, в 2024 г. — не менее 30 МВА, а в 2025 г. — не менее 150 МВА⁷. В результате в 2023 г. на территории Ярославской области осуществляли свою деятельность 13 ТСО, а в 2024 г. только 10. В 2024 г. ПАО «Россети «Центр»–«Ярэнерго» (ранее ПАО «МРСК Центра» — «Ярэнерго») консолидировало 100 % уставного капитала АО «ЯрЭСК», хотя еще на конец 2023 г. ПАО «Россети Центр»–«Ярэнерго» владело 51 % уставного капитала компании⁸.

По данным на 29 января 2025 г., компания ООО «Техпромэксперт – Ярославль» в связи с реформированием электросетевой сферы, утратила статус ТСО. Принадлежавшие ему объекты электросетевого хозяйства перешли под управление АО «ЯрЭСК», которое уже выступает стопроцентной дочерней структурой ПАО «Россети Центр»–«Ярэнерго». В состав принятых активов вошли кабельные линии протяженностью 68,5 км, воздушные трассы напряжением 6–10 кВ длиной 5,7 км, а также 81 трансформаторная подстанция совокупной мощностью 97,9 МВА. Помимо этого, АО «ЯрЭСК»

³ Постановление Правительства РФ от 28.02.2015 г. № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям». ГАРАНТ информационно-правовое обеспечение. Режим доступа: <https://base.garant.ru/70882156/> (дата обращения: 30.01.2026)

⁴ Николай Степанов. Ярославская горэлектросеть окончательно вошла в состав МРСК Центра. Режим доступа: https://www.mrsk-1.ru/investors/presentations/ir_news/47136/ (дата обращения: 30.01.2026)

⁵ Указ Губернатора Ярославской области от 28 апреля 2017 года № 134 «О Программе развития электроэнергетики Ярославской области на 2017 — 2021 годы». Режим доступа: <https://base.garant.ru/45920850/> (дата обращения: 30.01.2026)

⁶ Указ Губернатора Ярославской области от 29.04.2019 № 128 «О Программе развития электроэнергетики Ярославской области на 2021 - 2025 годы». Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/570767464/titles/1LO743T> (дата обращения: 30.01.2026)

⁷ Постановление Правительства РФ от 30.04.2022 г. № 807 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (с изменениями и дополнениями). Режим доступа: <https://base.garant.ru/404572668/> (дата обращения: 30.01.2026)

⁸ Годовой отчет ПАО «Россети Центр» — 2024. Режим доступа: <https://ar2024.mrsk-1.ru/ru> (дата обращения: 30.01.2026)

оформило в собственность распределительные сети семи садоводческих некоммерческих товариществ (далее — СНТ). Суммарный объем принятого от СНТ имущества включает воздушные линии электропередачи общей протяженностью 32 км и трансформаторные мощности величиной 0,25 МВА⁹.

В 2026 г. число сетевых компаний в Ярославской области сократилось до шести: филиал ПАО «Россети Центр» – «Ярэнерго»; ОАО «Рыбинская городская электросеть»; АО «Оборонэнерго»; ООО «Ярославская моносетевая компания»; структурное подразделение филиала ОАО «РЖД» «Трансэнерго» — Северная дирекция по энергообеспечению; АО «Ресурс»¹⁰.

В зоне ответственности ПАО «Россети Центр» - «Ярэнерго» теперь находится 165 подстанций 35–110 кВ, свыше 9,5 тыс. подстанций 6–10/0,4 кВ, более 33 тыс. км воздушных и кабельных линий 0,4–110 кВ, доля которого в необходимой валовой выручке (далее — НВВ) на содержание электрических сетей по области, составляет 89 %. Электросетевой комплекс филиала составляет около 90 % всей сетевой инфраструктуры региона, что определяет компанию как самую крупную и системообразующую ТСО (далее — СТСО) в рассматриваемом субъекте^{11–13}. Обратимся к табл. 1.

Таблица 1. Динамика изменения параметров электросетевой инфраструктуры крупнейшей ТСО Ярославской области
Table 1. Dynamics of changes in the parameters of the electric grid infrastructure of the largest transmission system operator (TSO) in the Yaroslavl region

Показатель	До 2015 г. (до первой волны консолидации)	2016–2017 гг. (после первой волны консолидации)	После 2023 г. (после второй волны консолидации)
Наименование организации	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»	ПАО «Россети Центр» – «Ярэнерго»
Трансформаторная мощность, МВА	~3 200	3 205,3	5 364
Протяженность ЛЭП, км	~4 300	4 321,6 (35–110 кВ)	~33 000 (0,4–110 кВ)

Составлено авторами по материалам исследования^{11,12} / Compiled by the authors on the materials of the study^{11,12}

Анализ динамики изменения рассматриваемых характеристик (табл. 1) свидетельствует о масштабной трансформации регионального сетевого комплекса в результате реализации программы консолидации. За рассматриваемый период (с 2015 г. по 2026 г.) трансформаторная мощность компании увеличилась на 67,6 % — с 3 200 МВА до 5 364 МВА, что отражает существенное расширение производственных активов. Наиболее значимые изменения произошли в показателях протяженности ЛЭП: если после первой волны консолидации (2016–2017 гг.) компания эксплуатировала 4 321,6 км сетей напряжением 35–110 кВ, то к 2026 г. общая протяженность ЛЭП всех уровней напряжения (0,4–110 кВ) превысила 33 000 км, то есть возросла более, чем в 7,6 раза. Такое увеличение обусловлено не только строительством новых объектов, но и включением в периметр регулирования ранее не учитываемых распределительных сетей низкого напряжения (0,4 кВ), а также консолидацией активов АО «ЯрЭСК» и других сетевых организаций. Количество подстанций 35–110 кВ достигло 165 единиц, а распределительных подстанций 6–10/0,4 кВ — свыше 9 500 единиц. Изменение наименования организации (с филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» на ПАО «Россети Центр» – «Ярэнерго») отражает не только корпоративный ребрендинг, но и изменение организационно-правового статуса в рамках реструктуризации электросетевого комплекса страны. Таким образом, консолидация привела к формированию интегрированной структуры, охватывающей все уровни напряжения и обеспечивающей централизованное управление разветвленной сетевой инфраструктурой региона, что создает предпосылки для реализации эффекта масштаба и снижения удельных операционных (подконтрольных) затрат в долгосрочной перспективе.

⁹ АО «ЯрЭСК» расширяет зону эксплуатационной ответственности. Режим доступа: <https://yarresk.ru/news/ao-yaresk-rasshiryaet-zonu-ekspluatacionnoj-otvetstvennosti> (дата обращения: 30.01.2026)

¹⁰ Информация для ТСО // Министерство тарифного регулирования Ярославской области. Режим доступа: <https://portal.yarregion.ru/depts-dtert/activity/elektroenergetika-NEW/informatsiya-dlya-tso/> (дата обращения: 30.01.2026)

¹¹ Годовой отчет ПАО «МРСК Центра» за 2017 год. Режим доступа: <https://www.mrsk-1.ru/information/annual-reports/> (дата обращения: 30.01.2026)

¹² Годовой отчет ПАО «Россети Центр» за 2023 год. Режим доступа: <https://www.mrsk-1.ru/information/annual-reports/> (дата обращения: 30.01.2026)

КОНЦЕПЦИЯ И МЕТОДЫ ТАРИФНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В ЭЛЕКТРОСЕТЯХ / CONCEPT AND METHODS OF TARIFF REGULATION IN ELECTRIC GRIDS

С 2021 г. в России утверждена Концепция, которая определяет основные направления и методы совершенствования тарифного регулирования¹³. Рассматриваемая концепция нацелена на разработку унифицированных правил и методов, а также формирование единого методологического фундамента для развития тарифной системы. Такой подход базируется на долгосрочной перспективе, приоритете интересов конечных потребителей и поддержания стабильности критически важных инфраструктурных объектов. Реализация концепции позволит достичь устойчивого баланса между финансовыми ожиданиями потребителей и регулируемых организаций, усилит инвестиционную активность и повысит операционную эффективность компаний в условиях естественных монополий (В.Г. Королев, И.А. Капитанов, Д.В. Бердников, С.А. Дудкин, 2022).

Целевая модель долгосрочного тарифного регулирования направлена на то, чтобы через механизмы регуляторного стимулирования побуждать компании к снижению операционных расходов и повышению собственной эффективности. Основной акцент делается на привлечение инвестиций для модернизации инфраструктуры, что в конечном итоге ведет к улучшению технико-экономического состояния производственного аппарата (И.А. Долматов, В.С. Минкова, Е.В. Яркин, 2015).

Однако пока принципы новой концепции тарифообразования в электроэнергетике России полностью не реализованы. С июля 2026 г. сетевые организации вступают в переходный период, который продлится до июля 2028 г., после чего тарифное регулирование будет осуществляться в соответствии с указанной выше концепцией.

В соответствии с Основами ценообразования при регулировании тарифов применяются следующие методы (М.Н. Пальянов, О.Ю. Кириллова, Д.В. Бердников, С.А. Дудкин, 2022).

1. Метод экономически обоснованных расходов (затрат) (далее — ЭОР). Указанный метод лежит в основе вычислений базового показателя операционных (подконтрольных) издержек на первый год долгосрочного периода и используется для формирования цен (тарифов) на услуги: коммерческого и системного операторов, ТСО (на первый год долгосрочного периода регулирования); ТСО и генерирующих компаний, которые осуществляют свою деятельность в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах (далее — ТИТЭС).

С помощью данного метода HBB рассчитывается как сумма планируемых расходов, которые определяются на основании нормативов, утвержденных Минэнерго РФ, и уменьшают базу налога на прибыль компании (расходы, как связанные с производством и реализацией, так и внереализационные расходы), налога на прибыль, а также расходов, относимых на чистую прибыль.

2. Метод индексации тарифов. Не используется в электросетях.

3. Метод доходности инвестированного капитала, иначе RAB-регулирование (Regulatory Asset Base — «регулируемая база активов»). RAB или регулируемая база задействованного капитала — это величина, устанавливаемая в целях регулирования тарифов и отражающая рыночную стоимость активов компании с учетом их износа. Методология рассматриваемого подхода подразумевает такой способ установления тарифов, который стимулирует вложения в модернизацию сетевой инфраструктуры и повышение эффективности компаний. Финансирование региональных инвестпрограмм осуществляется за счет сочетания собственных и заемных денежных средств. Регулятор утверждает тарифы, позволяющие бизнесу планомерно возвращать инвестированный капитал и выплачивать проценты кредиторам. Возврат заемного капитала распределяется на срок до 35 лет. Тарифы задаются на горизонте пять лет и более, что дает инвесторам долгосрочную определенность, уменьшает их риски и делает капитал доступнее для распределительных сетевых компаний. Ежегодная корректировка учитывает макроэкономические колебания (например, рост инфляции выше прогноза) (Д.А. Васильев, 2023).

4. Метод долгосрочной индексации HBB. Используется регулирующими органами для сдерживания роста тарифов на услуги по передаче электроэнергии. Применим для ТСО с небольшой инвестиционной программой.

5. Метод сравнения аналогов (эталонов). Определение допустимых расходов на основе сопоставимых аналогов и нормативов. Этот метод предполагает двойной контроль: с одной стороны, операционные (подконтрольные) расходы, влияющие на налогооблагаемую прибыль, вычисляются по эталонам затрат, с другой стороны, вводится ограничение: удельные операционные (подконтрольные) расходы ТСО, рассчитанные на единицу количества активов (условную единицу), не должны превышать удельные операционные расходы крупнейшей ТСО в административных границах субъекта РФ¹⁴ (Е.С. Шершунович, 2018).

¹³ Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД». Режим доступа: <https://company.rzd.ru/ru/9349/page/105554?id=18#enttab-main> (дата обращения: 30.01.2026)

¹⁴ Постановление Правительства РФ от 23.10.2025 г. № 1635 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросу установления и применения эталонов затрат территориальных сетевых организаций». Режим доступа: <https://base.garant.ru/412920501/> (дата обращения: 30.01.2026)

Переход к методу сравнения с аналогом рассчитан на два года. В этот период для компаний, чьи текущие удельные операционные затраты превышают аналог, установлен щадящий режим: в первый год им разрешено учитывать в тарифе 50 % разницы превышения удельных операционных затрат ТСО по сравнению с удельными соответствующими затратами крупнейшей ТСО региона. Это дает возможность частично сохранить выручку на время оптимизации. Однако ко второму году переходного периода требование ужесточается: превышение должно быть полностью исключено, а расходы — ниже или равны соответствующему аналогу. Такой подход позволяет избежать резкого финансового шока для компаний, но задает четкий ориентир на сокращение издержек.

Большинство российских сетевых компаний рассчитывают НВВ методом долгосрочной индексации НВВ (табл. 2). Основу данного метода составляют затраты, определяемые через механизм ЭОР. Это, в свою очередь, порождает существенную дифференциацию между субъектами: у одних организаций фиксируется крайне высокий уровень базовых издержек, тогда как у других он минимален.

Таблица 2. Методы тарифного регулирования ТСО по Ярославской области

Table 2. Methods of tariff regulation for transmission system operators (TSOs) in the Yaroslavl region

Существующая ТСО	Метод тарифного регулирования
АО «Оборонэнерго»	Метод долгосрочной индексации НВВ
ОАО «Российские железные дороги» (Северная дирекция по энергообеспечению — структурное подразделение «Трансэнерго»)	Метод долгосрочной индексации НВВ
ОАО «Рыбинская городская электросеть»	Метод долгосрочной индексации НВВ
АО «Ресурс»	Метод долгосрочной индексации НВВ
Филиал ПАО «Россети Центр» — «Ярэнерго»	Метод долгосрочной индексации НВВ
ООО «Ярославская моносетевая компания»	Метод долгосрочной индексации НВВ

Составлено авторами по материалам исследования¹⁵ / Compiled by the authors on the materials of the study¹⁵

Ключевой индикатор эффективности в новой модели тарифообразования (расчет тарифов методом сравнения с аналогом с учетом эталонов затрат) — НВВ на содержание сетей в расчете на одну условную единицу.

Этапы перехода к новому методу¹⁶:

1) с 2026 г.: комбинированная схема расчета операционных (подконтрольных) расходов (30 % подконтрольных расходов будут рассчитываться методом эталонов, а 70 % — методом ЭОР);

2) с 2027 г.: зеркальное изменение пропорции (70 % — эталоны; 30 % — ЭОР);

3) с 2028 г.: полное внедрение эталонного метода и исчисление им 100 % операционных (подконтрольных) расходов.

Переход на новый метод расчета автоматически выявляет компании с завышенными удельными издержками. Для организаций, чьи показатели превышают эталонные, то есть, по существу, показатели СТСО, предусмотрены санкции в виде лишения статуса ТСО. Это создает рыночный стимул к оптимизации. В конечном счете, поэтапное внедрение эталонов обеспечивает снижение как операционных (подконтрольных) затрат, так и совокупной нагрузки на потребителя через сетевую составляющую конечного тарифа.

Все предстоящие изменения будут применяться только относительно ставки на содержание сети двухставочного тарифа на услуги по передаче электроэнергии, в то время как расчет ставки на оплату технологического расхода (потерь) будет осуществляться также, как и раньше, то есть через нормативный объем потерь электроэнергии, умноженный на цену по категории.

¹⁵ Трансэнерго — филиал ОАО «РЖД». Режим доступа: <https://company.rzd.ru/ru/9349/page/105554?id=18#enttab-main> (дата обращения: 30.01.2026)

¹⁶ Экспертное заключение по результатам рассмотрения предложения открытого акционерного общества «Российские железные дороги» (Северной дирекции по энергообеспечению — структурного подразделения Трансэнерго—филиала открытого акционерного общества «Российские железные дороги») в границах Ярославской области корректировка на 2026–2029 годы на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям на основе долгосрочных параметров регулирования в границах Ярославской области на 2025–2029 годы №20-э/НВВ от 23.12.2025. Режим доступа: <https://portal.yarregion.ru/depts-dtert/activity/elektroenergetika-NEW/ekspertnye-zaklyucheniya.php> (дата обращения: 30.01.2026)

ПРИМЕНЕНИЕ ЭТАЛОННОГО МЕТОДА ДЛЯ РАСЧЕТА ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ СТРУКТУРНОГО ПОДРАЗДЕЛЕНИЯ ФИЛИАЛА ОАО «РЖД» «ТРАНСЭНЕРГО» – СЕВЕРНАЯ ДИРЕКЦИЯ ПО ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЮ / APPLICATION OF THE BENCHMARKING METHOD FOR CALCULATING ELECTRICITY TARIFFS FOR A STRUCTURAL SUBDIVISION OF THE BRANCH OF JSC «RZD» «TRANSENERGO» – NORTHERN DIRECTORATE FOR ENERGY SUPPLY

«Трансэнерго» является специализированным филиалом ОАО «РЖД», обеспечивающим функционирование электроэнергетического комплекса железнодорожного транспорта. В его функции входят эксплуатация и развитие объектов электроснабжения железных дорог, организация закупки электроэнергии для нужд холдинга, а также оказание услуг по передаче электроэнергии потребителям, в том числе и внешним¹⁷.

В октябре 2016 г. компания объединилась с Управлением электрификации и электроснабжения Центральной дирекции инфраструктуры. Это решение закрепило за электроэнергетическим комплексом ОАО «РЖД» статус самостоятельной балансовой единицы и создало организационную основу для более четкого разграничения регулируемой и внутрихозяйственной деятельности.

Основных потребителей Ярославской области анализируемой компании можно разделить на три больших группы.

1. Тяговые. Являются главной категорией, к которой относятся тяговые подстанции, питающие контактную сеть, где конечными потребителями выступают электровозы и электропоезда, то есть пригородные электрички, курсирующие по Ярославскому региону Северной железной дороги.

2. Нетяговые. Группу составляют объекты самой инфраструктуры ОАО «РЖД». Это станции и узлы, устройства сигнализации, централизации и блокировки, системы связи, депо, вокзалы, пассажирские платформы, кассовые пункты, а также объекты путевого хозяйства, для которых электроснабжение является необходимым условием нормальной работы.

3. Прочие. Эту группу формируют сторонние потребители, технологически присоединенные к сетям организации на территории Ярославской области. К ним относятся отдельные промышленные предприятия, организации системы железнодорожного транспорта, исторически сложившиеся поселки и отдельные социальные объекты, получающие электроэнергию через инфраструктуру «Трансэнерго».

С точки зрения тарифного регулирования структурное подразделение филиала ОАО «РЖД» «Трансэнерго» – Северная дирекция по энергообеспечению (далее — «Трансэнерго») относится к ТСО. Это подтверждается наличием у нее собственной сетевой инфраструктуры и регулируемого объема деятельности: трансформаторная мощность составляет 118,08 МВА, суммарная протяженность ЛЭП — 71,8 км, в том числе 61,0 км по уровню СН-2 и 10,8 км по уровню НН. Объем обслуживаемого сетевого хозяйства оценен в 5812,085 условных единиц (далее — УЕ). Отметим, что для ОАО «РЖД» действует специальный нормативный режим: до 1 января 2030 г. исключено применение новых порогов мощности (в размере 150 МВА) и протяженности ЛЭП (в размере 300 км) к владельцам сетевого имущества, созданным для обслуживания объектов железнодорожного транспорта. За «Трансэнерго» признается особая инфраструктурная роль, связанная с обеспечением устойчивости перевозочного процесса.

Особенности регулирования организации проявляются и в методике расчета операционных (подконтрольных) расходов. Для «Трансэнерго» отдельно выделяется расчет «на сторону», то есть в части полезного отпуска внешним потребителям. Именно этот сопоставимый параметр используется для оценки эталонной составляющей и формирования ставки на содержание сети двухставочного тарифа на услуги по передаче электроэнергии.

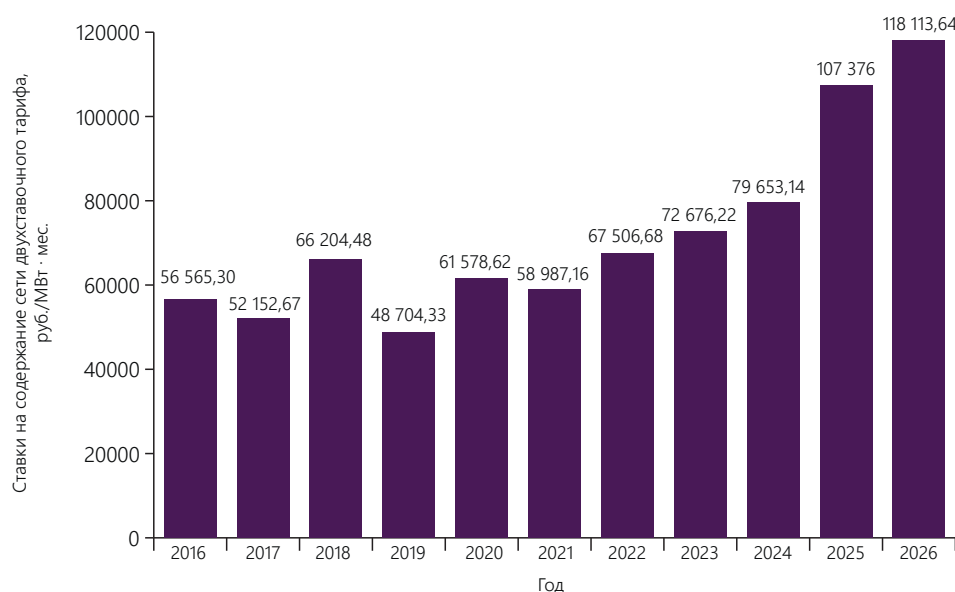
В рамках перехода на новый метод тарифного регулирования проведен расчет затрат «Трансэнерго» для 2026 г.: 100 % подконтрольных расходов по эталонному методу составляют 83 472,92 тыс. руб., а 30 % эталонная часть, учитываемая в переходном периоде, — 25 041,89 тыс. руб. Для сравнения, по методу ЭОР 100 % подконтрольных расходов составляет 76 839,78 тыс. руб. Неподконтрольные расходы компании определены в размере 123 947,10 тыс. руб., а корректировка НВВ составляет — 10 342,94 тыс. руб.

Итоговая НВВ на содержание сетей «Трансэнерго» с учетом эталонной составляющей достигает 197 077,08 тыс. руб., тогда как при сохранении прежней логики расчета (расчет подконтрольных расходов методом ЭОР), она составила бы 190 443,94 тыс. руб. При плановом полезном отпуске 848 916,5 тыс. кВт·ч это соответствует ставке на содержание сети 0,23215 руб./кВт·ч против 0,22434 руб./кВт·ч без применения эталонов. Следовательно, переход к новому методу

¹⁷ Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД». Режим доступа: <https://company.rzd.ru/ru/9349/page/105554?id=18#enttab-main> (дата обращения: 30.01.2026)

расчета ставки на содержание сети двухставочного тарифа на услуги по передаче электроэнергии для «Трансэнерго» ведет к увеличению ставки на 0,00781 руб./кВт·ч, или на 3,48 %, что делает использование новой методологии для повышения эффективности сетевых компаний бесполезным.

Для более точной оценки последствий перехода к новой модели регулирования расчет 2026 г. целесообразно сопоставить с фактической динамикой ставки на содержание сети за более длительный период. Обратимся к рис. 1.



Составлено авторами по материалам исследования / Compiled by the authors on the materials of the study

Рис. 1. Ставки на содержание сети двухставочного тарифа на передачу электроэнергии (без НДС) организации «Трансэнерго».

Fig. 1. Grid maintenance rates under the two-part tariff for electricity transmission (excluding VAT) of the organization "Transenergo"

Данные рис. 1 показывают, что изменение ставки на содержание сети в 2016–2026 гг. происходило неравномерно. В 2016–2021 гг. показатель в целом оставался в диапазоне от 48 до 67 тыс. руб./МВт*мес. В этот период наблюдались как подъемы, так и снижения, что соответствует практике долгосрочной индексации HBB, при которой величина ставки корректируется постепенно и чувствительна к изменению исходной базы расходов и полезного отпуска электроэнергии. Минимальное значение зафиксировано в 2019 г. — 48 704,33 руб./МВт*мес.

В 2022–2024 гг. динамика изменилась: ставка росла последовательно — от 67 506,68 до 79 653,14 руб./МВт*мес. За три года прирост составил около 18 %. По этим значениям видно, что тарифная нагрузка на содержание сетевой инфраструктуры начала смещаться вверх еще до непосредственного применения эталонного метода. Наиболее вероятными причинами такого роста являются общее удорожание материалов и работ, инфляционные процессы и усиление требований к содержанию сетевого хозяйства.

Наиболее резкое увеличение пришлось на 2025–2026 гг. В 2025 г. ставка выросла до 107 376 руб./МВт*мес., а в 2026 г. — до 118 113,64 руб./МВт*мес. По сравнению с анализируемым периодом прирост ставки составил соответственно — 34,8 % и 10,0 %. Если сопоставить эти значения с уровнем 2016 г., то ставка в 2025 г. оказывается выше в 1,90 раза, а в 2026 г. — в 2,09 раза. Следовательно, перелом в траектории приходится именно на 2025–2026 гг., что связано с существенными инфляционными процессами и побуждает тарифное регулирование искать новые методы и подходы.

ПАО «РОССЕТИ ЦЕНТР» — «ЯРЭНЕРГО» КАК КРУПНЕЙШАЯ И СИСТЕМООБРАЗУЮЩАЯ ТСО РЕГИОНА / PAO «ROSSETI CENTR» – «YARENERGO» AS THE LARGEST AND SYSTEMICALLY IMPORTANT TRANSMISSION SYSTEM OPERATOR (TSO)

Филиал ПАО «Россети Центр» – «Ярэнерго» (далее — «Ярэнерго») занимает центральное положение в электросетевом комплексе Ярославской области, и фактически формирует его базовый инфраструктурный каркас.

Статус крупнейшей ТСО региона определяется масштабом принадлежащих компании активов. Трансформаторная мощность «Ярэнерго» составляет 5364 МВА, а протяженность линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше — 1092,6 км¹⁸. По этим показателям филиал существенно превосходит остальные сетевые организации области, поэтому именно он рассматривается как системообразующий субъект, обеспечивающий устойчивость регионального сетевого комплекса и принимающий на себя функции по консолидации выбывающих и бесхозяйных сетей.

Переход на метод эталонов затрагивает и крупнейшую ТСО региона. На 2026 г. лимит подконтрольных расходов «Ярэнерго» определен в размере 3 543 175,51 тыс. руб. При этом расчет показывает, что при 100 % применении эталонов соответствующая величина составила бы 4 750 092,44 тыс. руб. Фактически в 2026 г. используется смешанная схема: 30 % операционных (подконтрольных) расходов – 1 425 027,73 тыс. руб. рассчитываются по новым правилам, т.е. методом эталонов, а 2 118 147,78 тыс. руб. — 70 % по ранее действовавшей модели долгосрочной индексации НВВ, т.е. методом ЭОР¹⁹. Расчеты убедительно показывают, что и в этом случае величина подконтрольных расходов, рассчитанных методом ЭОР, будут меньше аналогичных расходов, вычисленных методом эталонов.

Таким образом, «Ярэнерго» в переходный период выступает одновременно в двух ролях: с одной стороны, как объект нового регулирования, а с другой — как ориентир для сопоставления удельных расходов других сетевых организаций региона.

СРАВНЕНИЕ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ «ТРАНСЭНЕРГО» И «ЯРЭНЕРГО» / COMPARISON OF ELECTRICITY TARIFFS BETWEEN «TRANSENERGO» AND «YARENERGO»

Сопоставление параметров «Трансэнерго» и «Ярэнерго» позволяет увидеть, как единая нормативная модель проявляется в отношении организаций с разным масштабом и разной структурой сетевого хозяйства.

Для обеих компаний применяются общие принципы расчета, то есть базовые методические рамки: одинаково принимаются граничное значение плотности распределения сетей в кластере — 1,9 УЕ на км², коэффициент приведения цен 2025 г. к 2026 г. — 1,051, а к 2027 г. — 1,04, а также коэффициент «город/село», равный 1,0.

Принципиальные различия заключаются в структуре корректирующих коэффициентов. Для «Ярэнерго» классической ТСО используется региональный коэффициент, который составляет 0,6719, и коэффициент распределения сетей 1,1500, учитывающий повышенные издержки на обслуживание разветвленной инфраструктуры общего пользования.

Для «Трансэнерго» применяется иная логика, т.к. вместо совокупности территориальных корректировок используется единый коэффициент приведения эталонов затрат 0,2890. Его низкое значение отражает особый режим регулирования железнодорожных сетей, для которых характерны иной состав потребителей, иная структура нагрузки и более специализированная конфигурация инфраструктуры.

Сравнение двух организаций показывает, что эталонный подход формально унифицирован, но на практике допускает учет отраслевой специфики через систему коэффициентов и параметров расчета.

Количественное выражение этих различий представлено в табл. 3, где сопоставлены удельные расходы крупнейшей региональной ТСО и «Трансэнерго» на 2026 г.

Таблица 3. Сравнительный анализ удельных затрат и НВВ ТСО Ярославской области на 2026 г.

Table 3. Comparative analysis of unit costs and required gross revenue (RGR) of transmission system operators (TSOs) in the Yaroslavl region for 2026

Показатель	«Ярэнерго»	«Трансэнерго»	Отклонения расходов («Трансэнерго» от «Ярэнерго»), %
Количество условных единиц (УЕ)	149 336,03	5 812,09	-96,1
70 % подконтрольных расходов (метод ЭОР), тыс. руб./УЕ	14,18	9,25	-34,8
30 % подконтрольных расходов (эталонный метод), тыс. руб./УЕ	9,54	4,31	-54,8

¹⁸ Экспертное заключение по корректировке необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии филиала публичного акционерного общества «Россети Центр» – «Ярэнерго» на 2026–2027 годы, устанавливаемой с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки в рамках долгосрочного периода регулирования 2023–2027 годы № 25-э/п05 от 23.12.2025. Режим доступа: <https://portal.yarregion.ru/depts-dtert/activity/elektroenergetika-NEW/ekspertnye-zaklyucheniya.php> (дата обращения: 30.01.2026)

¹⁹ Экспертное заключение по корректировке необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии филиала публичного акционерного общества «Россети Центр» – «Ярэнерго» на 2026–2027 годы // Министерство тарифного регулирования Ярославской области. Режим доступа: <https://portal.yarregion.ru/depts-dtert/activity/elektroenergetika-NEW/ekspertnye-zaklyucheniya.php> (дата обращения: 30.01.2026)

Окончание табл. 3

Показатель	«Ярэнерго»	«Трансэнерго»	Отклонения расходов («Трансэнерго» от «Ярэнерго»), %
Итого удельные операционные (подконтрольные) затраты, тыс. руб./УЕ.	23,73	13,56	-42,9
Удельные неподконтрольные затраты, тыс. руб./УЕ	50,5	21,32	-57,8
Суммарная удельная НВВ компаний, тыс.руб./УЕ	75,78	33,11	-56,3

Составлено авторами по материалам исследования²⁰ / *Compiled by the authors on the materials of the study*²⁰

Как видно из табл. 3, разрыв между организациями проявляется не только в абсолютном масштабе деятельности, но и в удельных показателях. «Ярэнерго» обслуживает 149 336,03 УЕ оборудования, тогда как у «Трансэнерго» их 5 812,09. Несмотря на столь значительную разницу в объеме активов, удельные расходы у железнодорожной сетевой организации оказываются ниже по всем сопоставляемым позициям.

Подконтрольные расходы, рассчитываемые на основе метода ЭОР, для «Ярэнерго» составляют 14,18 тыс. руб./УЕ, а для «Трансэнерго» — 9,25 тыс. руб./УЕ. В части эталонной составляющей различие еще заметнее: 9,54 тыс. руб./УЕ против 4,31 тыс. руб./УЕ. В результате совокупные удельные операционные (подконтрольные) расходы равны 23,73 тыс. руб./УЕ у «Ярэнерго» и 13,56 тыс. руб./УЕ у «Трансэнерго», то есть у «Трансэнерго» они ниже на 42,9 %.

Сходная картина наблюдается и по неподконтрольным расходам. Их удельная величина у крупнейшей ТСО достигает 50,5 тыс. руб./УЕ, тогда как у «Трансэнерго» равняется 21,32 тыс. руб./УЕ. Это приводит к тому, что суммарная удельная НВВ формируется на уровне 75,78 тыс. руб./УЕ у «Ярэнерго» и 33,11 тыс. руб./УЕ у «Трансэнерго».

Данные таблицы показывают, что меньшая по масштабу, но более специализированная компания в рассматриваемой сфере несет заметно меньшую нагрузку на 1 УЕ сетевого хозяйства, чем крупнейшая ТСО региона. Особенно наглядно это проявляется в эталонной части расчета, где разница превышает 50 %.

Практическая ценность такого сопоставления состоит не столько в формальном выявлении «лучшей» и «худшей» компании, сколько в понимании того, как различаются затраты в зависимости от характера сетевого хозяйства и объема обязанностей, возложенных на организацию.

Дальнейшее развитие эталонного регулирования должно сочетать единые правила расчета с учетом инфраструктурной и отраслевой специфики. В противном случае аналог, сформированный по крупнейшей ТСО, может не всегда корректно отражать условия работы остальных участников рынка.

Анализ полученных отклонений важен для оценки тарифных последствий. Именно они формируют базу для дальнейшего перераспределения сетевой нагрузки между участниками «котла» и влияют на величину сетевой составляющей в цене электроэнергии.

ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ РАСЧЕТА ТАРИФОВ НА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ / INTERNATIONAL PRACTICE IN ELECTRICITY TRANSMISSION TARIFF SETTING

Ранее в России, метод сравнения с аналогом с учетом расчета части затрат методом эталонов не применялся. Поэтому обратимся к зарубежному опыту применения данного метода.

В мировой практике распространены два типа регулирования тарифов на услуги сетевых организаций в части передачи электроэнергии:

- регулирование нормы доходности на вложенный капитал (на основе издержек), как это принято, например, в некоторых штатах Соединенных Штатов Америки (далее — США);
- регулирование тарифов по эталонным показателям. К этому виду регулирования относятся индексные методы, учитывающие инфляцию и стимулирование снижения издержек (например, Скандинавские страны, Голландия), эконометрический метод, метод моделирования эталонной сети и другие или их комбинации.

²⁰ Экспертное заключение по корректировке необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии филиала публичного акционерного общества «Россети Центр» – «Ярэнерго» на 2026–2027 годы, устанавливаемой с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки в рамках долгосрочного периода регулирования 2023–2027 годы № 25-э/п05 от 23.12.2025. Режим доступа: <https://portal.yarregion.ru/depts-dtert/activity/elektroenergetika-NEW/ekspertnye-zaklyucheniya.php> (дата обращения: 30.01.2026)

Метод индекса удельных показателей (Partial Performance Indicator (PPI-анализ)) основан на анализе ряда удельных показателей эффективности по каждой из сравниваемых компаний, вычисляемых как отношение используемых ресурсов (input measure) к результатам работы (output measure) (PPIi) (М.М. Суюнчев, Е.А. Трегубова, Б.И. Файн, 2017).

В зарубежной практике в качестве показателя используемых ресурсов обычно рассматриваются различные типы расходов (затрат) по отдельным статьям операционных (эксплуатационных) и инвестиционных (капитальных) расходов и/или, в целом по операционным и инвестиционным расходам. Показателями результатов работ обычно выступают производственно-экономические характеристики электросетевых компаний: длина линий электропередачи, объемы полезного отпуска или поставляемой мощности, число потребителей, плотность нагрузки и др. Планируемое значение расходов (затрат) определяется произведением эталонных значений индекса и показателя планируемых результатов работ (А.А. Кудрин, 2019).

Эконометрический метод используется в Великобритании для выполнения бенчмаркинга полных затрат: эксплуатационных (эксплуатационных (операционных) и капитальных (инвестиционных)) операторов распределительных сетей в рамках тарифного регулирования.

Данный метод предусматривает определение для группы рассматриваемых компаний функции затрат на передачу электроэнергии в зависимости от параметров, характеризующих следующее.

1. Объемы оказания услуг (у). Объемы передачи электроэнергии, максимум электрической нагрузки, количество обслуживаемых потребителей.

2. Стоимость используемых ресурсов (w):

– трудовых — по показателю средней заработной платы, как региональному, так и среднему по стране;

– основных средств и материалов — по индексу стоимости оборудования и материалов, используемых в базовых отраслях;

– прочих ресурсов, одинаковых для всех сетевых распределительных компаний.

3. Влияние факторов окружающей среды (z) — факторы, неподконтрольные регулируемой организации, но способные оказывать влияние на стоимость ее услуг (М.М. Суюнчев, Е.А. Трегубова, Б.И. Файн, 2017).

На основании полученного уравнения функции затрат для каждой распределительной компании определяются показатели затрат, соответствующие среднему уровню эффективности по выборке компаний. Относительное отклонение фактических затрат от затрат, рассчитанных по уравнению регрессии, показывает отклонение эффективности компании от некоторого среднего уровня. Это относительное отклонение может быть положительным или отрицательным.

Далее шкала относительных отклонений перемасштабируется регулятором. Распределительной сетевой компании (с наименьшим значением относительного отклонения), присваивается нулевое значение (0 — это компания с максимальной эффективностью). Перемасштабированное относительное отклонение для каждой из менее эффективных распределительных компаний рассчитывается вычитанием из относительного отклонения фактических затрат от затрат, рассчитанных по уравнению регрессии, величины относительного отклонения по компании с максимальной эффективностью.

Величина простого относительного отклонения показывает степень отклонения фактических расходов компании от рассчитанных по уравнению, усредняющему показатели затрат по выборке компаний с учетом влияющих факторов, характерных для каждой компании. Величина перемасштабированного относительного отклонения характеризует неэффективность расходов компании по сравнению с компанией, у которой эффективность максимальна.

В Испании регулирование тарифов осуществляется на основании оценки затрат по модели эталонной сети, формируемой в соответствии с целевой функцией минимизации полных расходов компании (total cost) от объема инвестиций, эксплуатационных расходов, показателя качества услуг и потерь электроэнергии в сетях (М.М. Суюнчев, Е.А. Трегубова, Б.И. Файн 2017). Рассматривается влияние на затраты показателей объемов передачи, показатели территории обслуживания (уровень напряжения линий электропередач, кабельные или воздушные линии, величина потерь электроэнергии) и технических регламентов, а также критериев качества обслуживания.

Состав влияющих факторов, учитываемых национальными регуляторами данных стран при расчете и анализе расходов сетевых распределительных компаний, характеризуется заметным многообразием. Причиной тому являются различия стран как по природно-климатическим характеристикам, так и по структуре рынка распределения электроэнергии.

Действующая в России методика определения эффективного уровня операционных (подконтрольных) расходов сетевых компаний с применением метода сравнения аналогов учитывает ряд важных факторов (производственно-технических, экономических, климатических), но не позволяет оценить потенциал повышения эффективности по каждой компании и, соответственно, обосновать величину применяемого индекса эффективности операционных (подконтрольных) расходов.

Кроме того, представленные методы не лишены следующих недостатков регулирования:

- трудно сравнивать показатели регулируемой компании с «эталонном» из-за существенных различий в условиях функционирования и стартовых условий по эффективности сетевых компаний;
- существует риск сговора между сравниваемыми компаниями, затрудняющий проведение регулирующим органом объективного сопоставительного анализа их эффективности. Из этого следует, что чем больше сетевых распределительных компаний, тем тяжелее им договориться.

Однако больше различий существует не в методах, а в принципах регулирования тарифов на передачу. В странах по разному относятся к учету в тарифах на передачу электроэнергии перекрестного субсидирования населения и мелких потребителей крупными потребителями, дифференциации тарифов на передачу по графику нагрузки, особенно в моменты пиковой нагрузки, или по расположению потребителей (локальные (зонные) тарифы с учетом предельных издержек на передачу или единые тарифы по региону с равномерным распределением общих издержек на транспортировку между всеми участниками рынка) и прочее.

Из этого анализа не следует, что не стоит изучать зарубежный опыт, потому что страны очень разные, наоборот, мы учимся на ошибках других и многое можем использовать в своей будущей работе по совершенствованию тарифного регулирования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ / CONCLUSION

Проведенный анализ показывает, что трансформация тарифного регулирования в электросетевом комплексе Ярославской области тесно связана с процессом консолидации сетевых активов. Последовательное ужесточение критериев отнесения организаций к ТСО привело к сокращению числа участников рынка с 77 до 6 организаций, а также к усилению роли крупнейшей региональной компании — «Ярэнерго», которая сегодня выступает одновременно СТСО области.

Рассмотрение перехода к эталонному регулированию на примере «Трансэнерго» показывает, что новая модель не сводится к механическому пересчету затрат. Уже на этапе переходного периода применение эталонной составляющей увеличивает расчетную ставку на содержание сети двухставочного тарифа на услуги по передаче электроэнергии в 2026 г. — с 0,22434 до 0,23215 руб./кВт·ч, то есть на 3,48 %, в 2027 г. — с 0,2131 до 0,2216 руб./кВт·ч, то есть на 9,73 %, в 2028 г. — с 0,2157 до 0,2255 руб./кВт·ч, то есть на 10,84 %. Одновременно многолетняя динамика ставки на содержание сети демонстрирует, что наиболее заметный рост пришелся именно на 2025–2026 гг., что побуждает регулирующие органы трансформировать методы тарифного регулирования сетей.

Оценка последствий перехода «Трансэнерго» на метод сравнения с аналогом с учетом эталонов показывает, что на 2026 г. единый котловой тариф на услуги по передаче электроэнергии в Ярославской области повысится на 0,7 %. Следовательно, тариф на электроэнергию для конечных потребителей вырастет на 0,03 % или на 0,3 руб./кВт·ч.

Из исследования следует, что метод эталонов еще нуждается в совершенствовании, не для всех ТСО системообразующая сеть может быть эталоном, требуется больше внимания уделять специфике распределительных сетей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Бушуев, В. В. Инновационное развитие электроэнергетики России / В. В. Бушуев, Ю. Н. Кучеров // Энергетическая политика. — 2014. — № 6. — С. 66–71. — EDN TXVCRR.
- Васильев, Д. А. Государственное тарифное и антимонопольное регулирование электроэнергетического комплекса: институциональный аспект / Д. А. Васильев // Государственное управление. Электронный вестник. — 2023. — № 97. — С. 85–97. — DOI 10.24412/2070-1381-2023-97-85-97. — EDN RJKMVO.
- Долматов, И. А. Эволюция системы регулирования тарифов в электроэнергетике / И. А. Долматов, В. С. Минкова, Е. В. Яркин // Электрические станции. — 2015. — № 1(1002). — С. 12–19. — EDN TQCHZP.
- Королев, В. Г. Современное государственное регулирование электроэнергетической отрасли: Учебник / В. Г. Королев, И. А. Капитонов, Д. В. Бердников, С. А. Дудкин. – Москва: Общество с ограниченной ответственностью «Русайнс», 2022. — 148 с. — ISBN 978-5-466-01488-4. — EDN GGVMEN.
- Кудрин, А. А. Подходы к тарифному регулированию в сфере естественных монополий: эволюция мировой практики / А. А. Кудрин. — Москва: без издательства, 2019. — С. 33. — EDN YYICVV.
- Пальянов, М.Н. Тарифное регулирование в электросетевом комплексе: монография / М.Н. Пальянов, О.Ю. Кириллова, Д.В. Бердников, Н.Р. Багян, П.А. Мочалов. — Москва: Русайнс, 2022. — С.108. — ISBN: 978-5-4365-9454-5

Сабирзанов, А. Я. Специфика трансформации структуры отечественной электроэнергетической системы / А. Я. Сабирзанов, А. В. Краснов // Региональная экономика и управление: электронный научный журнал. — 2023. — № 4(76). — EDN RUQBEF.

Сарвас, В.В. Проблемы деятельности естественных монополистов в электроэнергетике / В.В. Сарвас // Форум молодых ученых. — 2018. — 11(27). — С. 551–557. — EDN: VUVSQK.

Суюнчев, М. М. Анализ зарубежного опыта бенчмаркинга затрат при регулировании тарифов на передачу электроэнергии / М. М. Суюнчев, Е. А. Трегубова, Б. И. Файн // Интернет-журнал Науковедение. — 2017. — Т. 9, № 5. — С. 90. — EDN YKWHEO.

Файн, Б. И. Консолидация электросетевого комплекса Российской Федерации: проблемы и результаты / Б. И. Файн, С. В. Репетюк // Экономическое развитие России. — 2021. — Т. 28, № 1. — С. 37–49. — EDN YRPNZB.

Шершунович, Е. С. Основные методы тарифного регулирования естественных монополий / Е. С. Шершунович // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия D. Экономические и юридические науки. — 2018. — № 6. — С. 35–42. — EDN XZCECL.

REFERENCES

Bushuev, V.V., Kuchero, Yu.N. (2014). Innovative development of the electric power industry of Russia. *Energy Policy*, 6, 66–71. (In Russian).

Vasiliev, D.A. (2023). State tariff and antimonopoly regulation of the electric power complex: institutional aspect. Public administration. *Electronic Bulletin*, 97, 85–97. (In Russian). — <https://doi.org/10.24412/2070-1381-2023-97-85-97>

Dolmatov, I.A., Minkova, V.S., Yarkin, E.V. (2015). Evolution of the tariff regulation system in the electric power industry. *Electric stations*, 1(1002), 12–19. (In Russian).

Korolev, V.G., Kapitanov, I.A., Berdnikov, D.V., Dudkin, S.A. (2022). *Modern state regulation in the electric power industry*. Moscow: Rusains. (In Russian).

Kudrin, A.A. (2019). Approaches to tariff regulation in the field of natural monopolies: evolution of global practice. Moscow: without the publishing house. (In Russian).

Palyanov, M.N., Kirillova, O.Yu., Berdnikov, D.V., Bagyan, N.R., Mochalov, P.A. (2022). *Tariff regulation in the electric grid complex: monograph*. Moscow: Rusains. (In Russian).

Sabirzanov, A.Ya., Krasnov, A.V. (2023). Specifics of the Transformation of the Structure of the Domestic Electric Power System. *Regional Economics and Management Regional Economics and Management: Electronic Scientific Journal*, 4(76), 3–5. (In Russian).

Sarvas, V.V. (2018). Problems of the activities of natural monopolists in the electric power industry. *Forum of young scientists*, 11(27), 551–557. (In Russian).

Suyunchev, M.M., Tregubova, E.A., Fine, B.I. (2017). Analysis of foreign experience of cost benchmarking in the regulation of tariffs for the transmission of electricity. *Internet journal "SCIENCE"*, 9, 5. (In Russian).

Fain, B.I., Repetyuk, S.V. (2021). Consolidation of the electric grid complex of the Russian Federation: problems and results. *Economic development of Russia*, 28(1), 37–49. (In Russian).

Shershunovich, E.S. (2018). The main methods of tariff regulation of natural monopolies. *Vestnik Polockogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya D. Ekonomicheskie i yuridicheskie nauki*, 6, 35–42. (In Russian).