

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА
И ГОСУДАРСТВЕННОЙ СЛУЖБЫ ПРИ ПРЕЗИДЕНТЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»

НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ РАБОТА

по теме:

«ИССЛЕДОВАНИЕ ПОДХОДОВ К ФОРМИРОВАНИЮ ЕДИНЫХ
МЕЖРЕГИОНАЛЬНЫХ ТАРИФОВ В РАМКАХ ПРОВЕДЕНИЯ ЕДИНОЙ
ГОСУДАРСТВЕННОЙ ТАРИФНОЙ ПОЛИТИКИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ»

НАУЧНЫЙ ДОКЛАД

Авторы:

Директор Центра организации научной
деятельности и управления проектами
Института экономики естественных монополий

О.О. Мозговая

Директор Центра методологии и судебной
экономической экспертизы Института
экономики естественных монополий

О.В. Темная

Ведущий эксперт Центра методологии и
судебной экономической экспертизы Института
экономики естественных монополий

В.В. Кузнецов

В настоящем научном докладе, подготовленном по результатам научно-исследовательской работы «Исследование подходов к формированию единых межрегиональных тарифов в рамках проведения единой государственной тарифной политики в электроэнергетике», выполнен анализ дифференциации тарифов на услуги по передаче электрической энергии в регионах Российской Федерации и сформулированы принципы формирования единых межрегиональных тарифов на услуги по передаче электрической энергии.

По результатам исследования выявлены факторы, определяющие межрегиональные различия тарифов на электрическую энергию, возникающие на различных уровнях формирования цены на электрическую энергию для конечных потребителей. Основным фактором межрегиональной дифференциации цен на электроэнергию для прочих потребителей является разница региональных ставок тарифов на услуги по передаче электрической энергии, которые занимают значительную долю в структуре конечной цены на электроэнергию. При этом максимальные и минимальные ставки тарифов на услуги по ее передаче для отдельных регионов могут различаться в 4-8 раз.

Сформированы предложения по снижению межрегиональной дифференциации тарифов на электрическую энергию путем формирования единых межрегиональных тарифов на передачу электрической энергии.

This paper presents the results of the study "Research of approaches to the consolidated interregional tariff formations implemented as part of the common state pricing policy in electricity industry". The authors study the regional differentiation of electricity grid tariffs in Russia and reveal the principles of the consolidated interregional tariff formation.

According to the results of the research, the electricity price differentiation factors occurring at the different pricing levels have been revealed. For non-household customers, the main factor of electricity price differentiation is the electricity network transmission tariff differentiation, which accounts for a high percentage of the electricity price structure. The regional differentiation between max and min electricity network tariffs could be as high as 400 to 800%.

Practical recommendations for abandoning the electricity price differentiation as part of the implementation of the consolidated interregional tariff formation have been established.

Список исполнителей

Мозговая Оксана Олеговна – директор Центра организации научной деятельности и управления проектами Института экономики естественных монополий Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации, em@ranepa.ru, +7 (499) 956-96-66

Темная Ольга Валерьевна – директор Центра методологии и судебной экономической экспертизы Института экономики естественных монополий Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации, em@ranepa.ru, +7 (499) 956-96-66

Кузнецов Василий Владимирович – ведущий эксперт Центра методологии и судебной экономической экспертизы Института экономики естественных монополий Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации, em@ranepa.ru, +7 (499) 956-96-66

Содержание

1 Масштабы региональной дифференциации тарифов на услуги по передаче электрической энергии.....	5
2 Ввод единых межрегиональных тарифов на услуги по передаче электрической энергии как элемент единой государственной тарифной политики	18
3 Формирование предложений по введению единых межрегиональных тарифов на услуги по передаче электрической энергии	55
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	61
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	63

1 Масштабы региональной дифференциации тарифов на услуги по передаче электрической энергии

Оценка масштабов межрегиональной дифференциации в целом по России.

На основании информации о средневзвешенных тарифах на передачу и объемах полезного отпуска по субъектам РФ рассчитаны показатели, характеризующие степень межрегиональной дифференциации по средневзвешенному тарифу на передачу в Российской Федерации за 2016 – 2021 гг., представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Показатели, характеризующие межрегиональную дифференциацию тарифов на услуги по передаче электрической энергии в РФ в 2016 – 2019 гг.

№ п/п	Показатель	Обозначение	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Меры центральной тенденции								
	Средней арифметической взвешенной величина экономически обоснованного котлового тарифа на услуги по передаче по РФ	$\overline{ТСр}_i^{пер}$	руб./МВт·ч	1 500,54	1 593,19	1 642,65	1 693,20	1 751,97	1 811,68
	Медиана		руб./МВт·ч	1 475,77	1 657,83	1 705,02	1 733,79	1 756,61	1 864,33
2.	Показатели размера и интенсивности вариации тарифов								
2.1	Размах	R	руб./МВт·ч	2 378,07	2 404,39	2 682,78	2 629,28	2 750,95	2 958,01
	Минимальное значение средневзвешенного тарифа на передачу (субъект РФ, в котором зафиксировано мин. значение)	$ТСр_{i.min}^{пер}$	руб./МВт·ч	485,27 (Иркутская область)	521,17 (Иркутская область)	502,04 (Иркутская область)	518,58 (Иркутская область)	539,74 (Иркутская область)	534,23 (Иркутская область)
	Максимальное значение средневзвешенного тарифа на передачу (субъект РФ, в котором зафиксировано макс. значение)	$ТСр_{i.max}^{пер}$	руб./МВт·ч	2 863,34 (Республика Калмыкия)	2 925,55 (Республика Калмыкия)	3 184,82 (Республика Саха (Якутия))	3 147,86 (Республика Тыва)	3 290,69 (Республика Тыва)	3 492,24 (Республика Тыва)
2.2	Коэффициент вариации	$V_{\sigma}^{ТСр.i}$	%	33,85	34,01	35,03	33,80	33,30	33,37
3	Показатели дифференциации								
	Децильный коэффициент дифференциации	K_d		2,31	2,31	2,32	2,16	2,18	2,21
	Коэффициент фондовой дифференциации	K_{ϕ}		4,16	3,89	4,08	3,99	4,03	4,40
	Индекс Джини	G	%	19,26	19,32	19,86	19,19	18,87	18,81

Примечание – Составлено авторами исследования по данным [1 – 5].

Средняя арифметическая взвешенная величина экономически обоснованного тарифа на услуги по передаче в целом по анализируемой совокупности незначительно отклоняется от медианного значения: наибольшая величина отклонения наблюдается в 2017 и 2018 гг., когда медиана на 3,9% и 3,7 % соответственно превысила среднюю арифметическую взвешенную величину. В остальные периоды отклонение не превышало 3 %. Это свидетельствует о том, что средняя арифметическая взвешенная величина тарифа является в нашем случае достаточно точным описанием меры центральной тенденции и может быть использована в дальнейших расчетах и оценках.

Для рассматриваемого вариационного ряда характерен очень значительный размах, величина которого в анализируемом периоде на 51% - 63 % превышала среднюю арифметическую взвешенную величину. При этом соотношение между наибольшим и наименьшим средневзвешенными тарифами на передачу колеблется в диапазоне от 5,6 раза в 2017 г. до 6,5 раз в 2021 г. Для оценки однородности совокупности и интенсивности колебаний средневзвешенных величин тарифа (относительно средней арифметической взвешенной величины) рассмотрим динамику коэффициента вариации. В статистике совокупность считается качественно однородной если $V_{\sigma} \leq 33,3 \%$. Для всей рассматриваемой совокупности регионов РФ в 2017 – 2018 гг. величина коэффициента вариации превышала рекомендуемое значение и составила 34,01 % и 35,03 %. В остальные периоды отклонения были менее значительными и не превысили 0,55 п.п. То есть, коэффициент вариации принимает пограничное значение, и, учитывая тот факт, что его величина наиболее чувствительна к разбросу на концах совокупности, дополнительно рассмотрим влияние регионов с максимальной и минимальной величинами средневзвешенных тарифов на передачу.

На протяжении 2016 – 2021 гг. регион-лидер не менялся (им являлась Иркутская область). Значение средневзвешенного тарифа на передачу в этом субъекте РФ можно считать экстремально низким – на 58%-74 % ниже, чем в следующем за ним в ранжированном по величине тарифа регионе. Исключение региона-лидера при расчете коэффициента вариации приводит к снижению величины рассматриваемого показателя до 26%-28%. Таким образом, можно сделать вывод о том, что совокупность регионов РФ по величине средневзвешенного тарифа на передачу можно считать достаточно однородной, а региональную дифференциацию умеренной.

Расчет индекса Джини также показал, что в целом по России степень распределения средневзвешенного тарифа на передачу является довольно равномерной. Так, его значение в 2016 – 2021 гг. колебалось в интервале от 18,8% до 19,9% (индекс равен «0» в ситуации абсолютного равенства и «100» в ситуации абсолютного неравенства). При этом, если в

период 2016 – 2018 гг. он имел тенденцию к росту, то начиная с 2019 г. происходит незначительное сокращение степени дифференциации. Однако, учитывая, что индекс Джини наиболее чувствителен к дифференциации в средней части ранжированной совокупности, а также существенный размах для более точной характеристики региональной дифференциации и её источников нами выполнен расчет дециального и фондового коэффициентов, которые позволяют дать характеристику верхней и нижней части совокупности.

Анализ значений и динамики этих показателей позволяет сделать вывод о том, что если отбросить верхние и нижние 10 % объемов услуг по передаче, реализуемые по минимальной и максимальной средневзвешенным тарифам, то соотношение максимальной и минимальной величины средневзвешенных тарифов в оставшихся 80% совокупности в течение 2016 – 2021 гг. незначительно сократилось (с 2,31 в 2016 г. до 2,21 – в 2021 г.).

Одновременно отмечается рост фондового коэффициента (с 4,16 в 2016 г. до 4,4 в 2021 г.), показывающего увеличивающийся разрыв между расходами на оплату 10 % объемов услуг по передаче (в натуральном выражении), реализуемым по наибольшим и наименьшим средневзвешенным тарифам. Это свидетельствует о том, что в основном межрегиональная дифференциация обусловлена существенным отличием тарифов регионов, расположенных на разных концах ранжированной совокупности. При этом выявлено, что данные регионы зачастую имеют соседское положение и схожие природно-климатические условия. В этом случае значительная межрегиональная дифференциация является препятствием для социально-экономического развития субъектов РФ с наиболее высокими тарифами. Поэтому исследование дифференциации средневзвешенных тарифов на передачу в рамках макрорегионов (в соответствии с утвержденной стратегией пространственного развития Российской Федерации) позволит выявить те субъекты РФ, для которых более высокий уровень тарифов на услуги по передаче по сравнению с соседними регионами является сдерживающим фактором для стимулирования их социально-экономического развития и активного участия в интеграционных процессах в рамках макрорегиона [6].

Оценка масштабов межрегиональной дифференциации в разрезе макрорегионов

Оценка масштабов межрегиональной дифференциации по тарифам на услуги по передаче проведена в разрезе макрорегионов и выполнена путем расчета для каждого макрорегиона следующих показателей: средняя арифметическая взвешенная средневзвешенного тарифа на передачу, размах вариации, соотношение максимального и

минимального значения средневзвешенного тарифа на передачу, коэффициент вариации, коэффициент Джини.

В результате расчета показателей, характеризующих дифференциацию средневзвешенных уровней тарифов на передачу электрической энергии в разрезе макрорегионов, по критерию «динамика соотношения максимального и минимального средневзвешенных тарифов на передачу» все исследуемые макрорегионы можно условно разделить на 4 группы:

а) Группа 1: макрорегионы со стабильной динамикой к сокращению соотношения максимального и минимального средневзвешенных тарифов на передачу. К этой группе отнесены те макрорегионы, для которых соотношение между максимальным и минимальным средневзвешенными тарифами на передачу на протяжении всего анализируемого периода сокращалось или не увеличивалось: Центрально-Черноземный, Волго-Уральский, Уральско-Сибирский;

б) Группа 2: макрорегионы со стабильной динамикой к увеличению соотношения максимального и минимального средневзвешенных тарифов на передачу. К таким макрорегионам можно отнести Ангара-Енисейский, в котором только в 2017 г. можно наблюдать несущественное снижение данного соотношения (менее 0,7 %);

в) Группа 3: макрорегионы с нестабильной динамикой соотношения максимального и минимального средневзвешенных тарифов на передачу, по которым в целом за период с 2016 по 2021 гг. данное соотношение сократилось: Центральный, Южный (без Республики Крым), Северо-Кавказский, Южно-Сибирский;

г) Группа 4: макрорегионы с нестабильной динамикой соотношения максимального и минимального средневзвешенных тарифов на передачу, по которым в целом за период с 2016 по 2021 гг. данное соотношение увеличилось: Северо-Западный, Северный, Волго-Камский (без Пермского края), Дальневосточный.

Далее рассмотрим более подробно каждую группу макрорегионов

Группа 1. Макрорегионы со стабильной динамикой к сокращению соотношения максимального и минимального средневзвешенных тарифов на передачу

В данную группу вошли три макрорегиона, включающие 17 субъектов РФ: Центрально-Черноземный макрорегион (Белгородская область, Воронежская область, Курская область, Липецкая область, Тамбовская область), Волго-Уральский макрорегион (Республика Башкортостан, Оренбургская область, Пензенская область, Самарская область, Саратовская область, Ульяновская область), Уральско-Сибирский макрорегион (Курганская область, Свердловская область, Тюменская область вместе с Ханты-

Мансийским и Ямало-Ненецким автономными округами¹, Челябинская область) (рисунок 1).

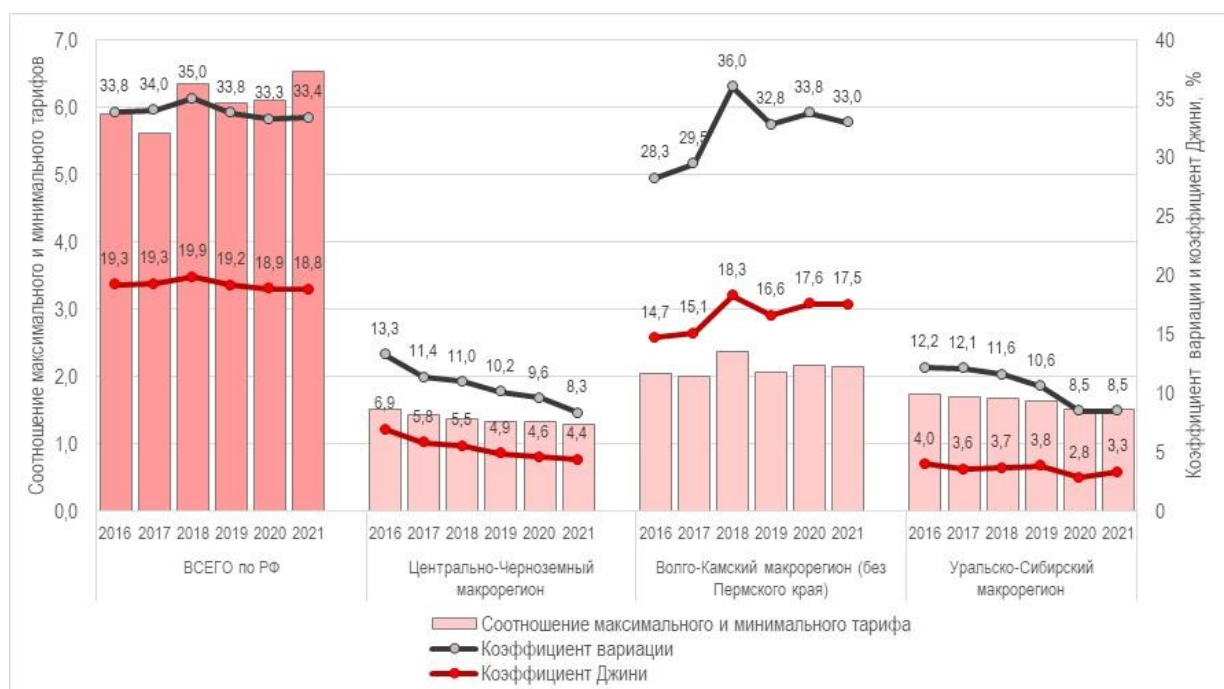


Примечание – Составлено авторами исследования с учетом [6, 7].

Рисунок 1 – Состав регионов, входящих в группу 1 макрорегионов со стабильной динамикой к сокращению соотношения максимального и минимального средневзвешенных тарифов на передачу

Результаты расчета показателей, характеризующих дифференциацию средневзвешенных уровней тарифов на передачу для макрорегионов со стабильной динамикой к сокращению соотношения максимального и минимального средневзвешенных тарифов на передачу, представлены на рисунке 2.

¹ На территории автономных округов, входящих в состав сложносоставных субъектов действуют тарифы на услуги по передаче электрической энергии, установленные в целом для всей территории сложносоставного субъекта



Примечание – Составлено авторами исследования.

Рисунок 2 – Динамика показателей, характеризующих межрегиональную дифференциацию тарифов в группе макрорегионов со стабильной динамикой к сокращению соотношения максимального и минимального средневзвешенных тарифов на передачу

В целом по рассмотренной группе макрорегионов можно сделать вывод о том, что уровень дифференциации в ней является допустимым. Дальнейшее снижение межрегиональной дифференциации в рассмотренных макрорегионах возможно в Центрально-Черноземном и Уральско-Сибирском макрорегионах за счет мероприятий, направленных на сокращение разницы в тарифах между регионами-аутсайдерами и остальными регионами. В Волго-Уральском макрорегионе основной причиной дифференциации является не столько высокий уровень средневзвешенных тарифов на передачу в регионах-аутсайдерах, сколько один из самых низких уровней в РФ в регионах-лидерах.

Группа 2. Макрорегионы со стабильной динамикой к увеличению соотношения максимального и минимального средневзвешенных тарифов на передачу.

В данную группу входит только Ангаро-Енисейский макрорегион, в его составе следующие субъекты РФ: Республика Тыва, Республика Хакасия, Красноярский край и Иркутская область. Анализ межрегиональной дифференциации тарифов на услуги по передаче электрической энергии проводился без Красноярского края в связи с отсутствием по данному субъекту РФ полноценных данных за отдельные периоды (рисунок 3).

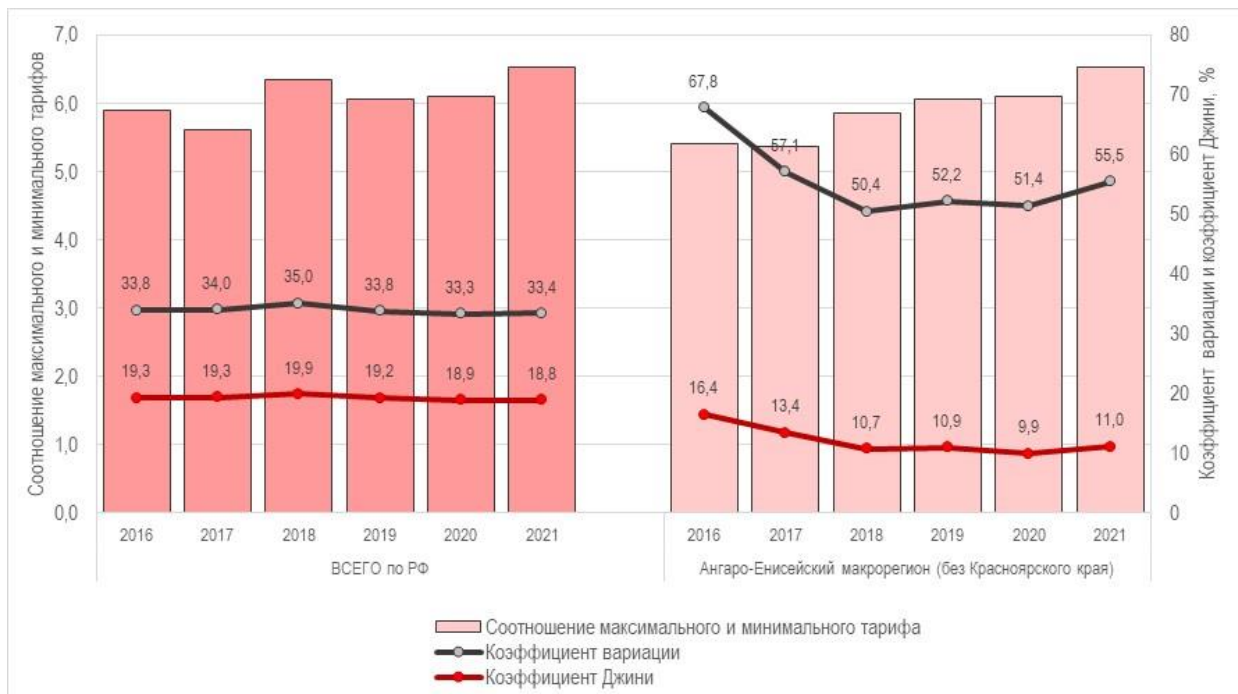


Красноярский край исключен из исследования в связи с отсутствием данных

Примечание – Составлено авторами исследования с учетом [6, 7].

Рисунок 3 – Состав регионов, входящих в группу 2 макрорегионов со стабильной динамикой к увеличению соотношения максимального и минимального средневзвешенных тарифов на передачу

Результаты расчета показателей, характеризующих дифференциацию средневзвешенных уровней тарифов на передачу для Ангаро-Енисейского макрорегиона (без Красноярского края) представлены на рисунке 4.



Примечание – Составлено авторами исследования.

Рисунок 4 – Динамика показателей, характеризующих межрегиональную дифференциацию тарифов в группе макрорегионов со стабильной динамикой к увеличению соотношения максимального и минимального средневзвешенных тарифов на передачу

В целом по Ангаро-Енисейскому макрорегиону можно сделать вывод о том, что уровень дифференциации в ней является недопустимым. Дальнейшее снижение межрегиональной дифференциации целесообразно за счет мероприятий, направленных на сокращение разницы в тарифах между регионом-аутсайдером и остальными регионами.

Группа 3. Макрорегионы с нестабильной динамикой соотношения максимального и минимального средневзвешенных тарифов на передачу, по которым в целом за период с 2016 г. по 2021 г. данное соотношение снизилось.

В данную группу вошли четыре макрорегиона, включающие 31 субъект РФ: Центральный макрорегион (Брянская область, Владимирская область, Ивановская область, Калужская область, Костромская область, Московская область, Орловская область, Рязанская область, Смоленская область, Тверская область, Тульская область, Ярославская область, г. Москва), Южный макрорегион без Республики Крым² (Республика Калмыкия, Краснодарский край совместно с Республикой Адыгея³, Астраханская область, Волгоградская область, Ростовская область), Северо-Кавказский макрорегион (Республика Дагестан, Республика Ингушетия, Кабардино-Балкарская Республика, Карачаево-Черкесская Республика, Республика Северная Осетия - Алания, Чеченская Республика, Ставропольский край), Южно-Сибирский макрорегион (Республика Алтай, Алтайский край, Кемеровская область, Новосибирская область, Омская область, Томская область) (рисунок 5).

² Республика Крым исключена из исследования из-за несопоставимости информации в связи с изменениями условий функционирования энергорынков в течение анализируемого периода

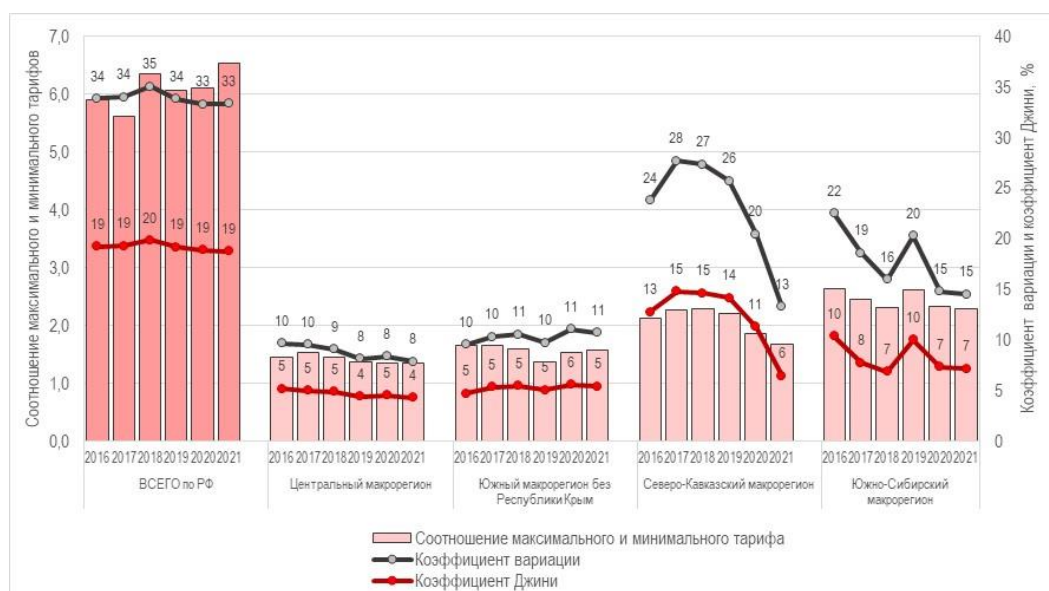
³ В связи с совместно принятыми решениями органами государственной власти данных субъектов тарифы на услуги по передаче устанавливаются едиными



Примечание – Составлено авторами исследования с учетом [6, 7].

Рисунок 5 – Состав регионов, входящих в группу 3 макрорегионов с нестабильной динамикой соотношения максимального и минимального средневзвешенных тарифов на передачу, по которым в целом за период с 2016 г. по 2021 г. данное соотношение снизилось

Результаты расчета показателей, характеризующих дифференциацию средневзвешенных уровней тарифов на передачу для макрорегионов с нестабильной динамикой соотношения максимального и минимального средневзвешенных тарифов на передачу, по которым в целом за период с 2016 г. по 2021 г. данное соотношение снизилось, представлены на рисунке 6.



Примечание – Составлено авторами исследования.

Рисунок 6 – Динамика показателей, характеризующих межрегиональную дифференциацию тарифов в группе 3 макрорегионов с нестабильной динамикой соотношения максимального и минимального средневзвешенных тарифов на передачу, по которым в целом за период с 2016 г. по 2021 г. данное соотношение снизилось

В 2021 г. наиболее остро вопрос дифференциации в 3 группе макрорегионов стоит в Южно-Сибирском макрорегионе, где основной причиной дифференциации является значительный отрыв региона-аутсайдера (Республики Алтай) по уровню средневзвешенного тарифа на передачу от остальных регионов. В Южном макрорегионе состав регионов по уровню средневзвешенных тарифов на передачу менее однороден: существенно отличается уровень средневзвешенного тарифа второго в ранжированном списке регионом (Волгоградская область) и остальными регионами, а также отрыв региона-аутсайдера (Республика Калмыкия) от остальных субъектов РФ.

В целом по рассмотренной группе макрорегионов можно сделать вывод о том, что уровень дифференциации по трем макрорегионам (Центральный, Южный, Северо-Кавказский) является допустимым. Дальнейшее снижение межрегиональной дифференциации в этих макрорегионах возможно, в основном, за счет мероприятий, направленных на сокращение разницы в тарифах между регионами-аутсайдерами и остальными регионами.

В Южно-Сибирском макрорегионе уровень дифференциации требует корректировки. Основной причиной дифференциации является один из самых низких в России средневзвешенных уровней тарифов на передачу в Республике Алтай.

Группа 4. Макрорегионы с нестабильной динамикой соотношения максимального и минимального средневзвешенных тарифов на передачу, по которым в целом за период с 2016 по 2021 гг. данное соотношение увеличилось.

Во данную группу вошли четыре макрорегиона, включающие 24 субъекта РФ: Северо-Западный макрорегион (Республика Карелия, Калининградская область, Вологодская область, Ленинградская область, Мурманская область, Новгородская область, Псковская область, г. Санкт-Петербург), Северный макрорегион (Республика Коми, Архангельская область вместе с Ненецким автономным округом ⁴), Волго-Камский макрорегион⁵ (Республика Марий Эл, Республика Мордовия, Республика Татарстан, Удмуртская Республика, Чувашская Республика, Кировская область, Нижегородская область), Дальневосточный макрорегион⁶ (Республика Бурятия, Республика Саха (Якутия),

⁴ На территории автономных округов, входящих в состав сложносоставных субъектов, действуют тарифы на услуги по передаче электрической энергии, установленные в целом для всей территории сложносоставного субъекта

⁵ Пермский край исключен из исследования в связи с отсутствием информации по ряду показателей за отдельные годы

⁶ Камчатский край, Магаданская область, Сахалинская область и Чукотский автономный округ исключены из исследования территорий, на которых функционируют технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы (из-за особенностей тарифообразования для таких территорий)

Забайкальский край, Приморский край, Хабаровский край, Амурская область, Еврейская автономная область) (рисунок 7).

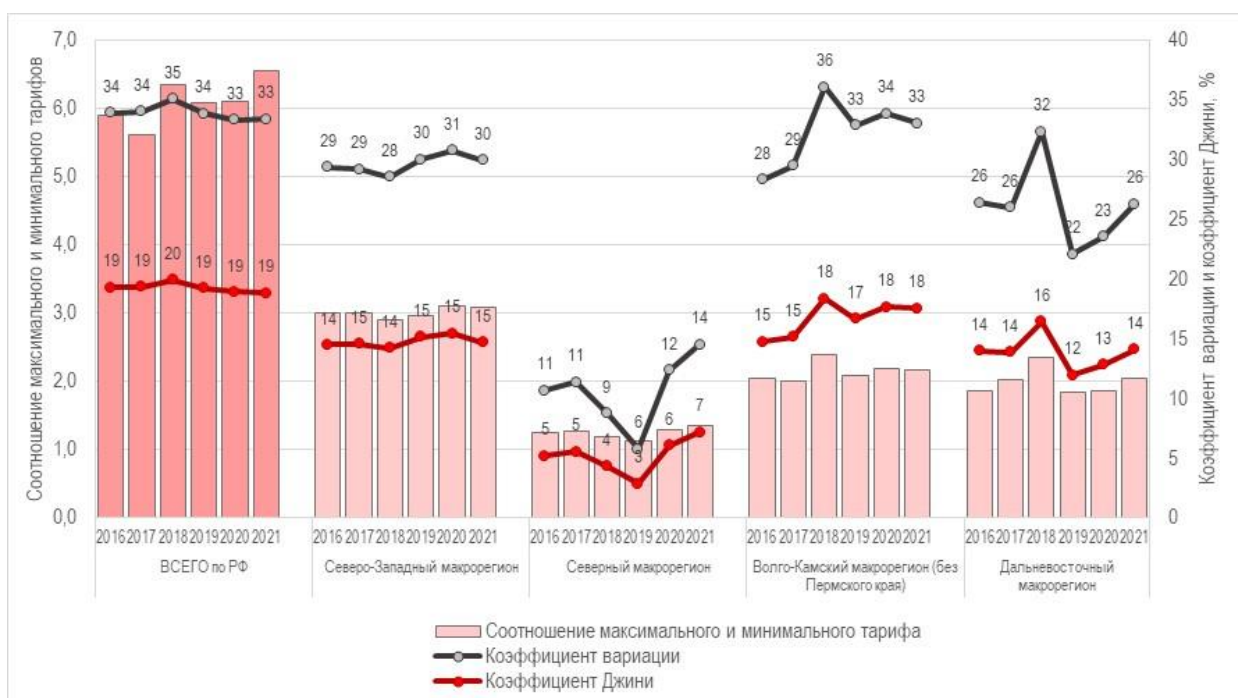


Примечания

1. Составлено авторами исследования с учетом [6, 7].
2. Приморский край исключен из исследования в связи с отсутствием данных.
3. Изолированные энергосистемы исключены из исследования.

Рисунок 7 – Состав регионов, входящих в группу 4 макрорегионов с нестабильной динамикой соотношения максимального и минимального средневзвешенных тарифов на передачу, по которым в целом за период с 2016 по 2021 гг. данное соотношение увеличилось

Результаты расчета показателей, характеризующих дифференциацию средневзвешенных уровней тарифов на передачу для макрорегионов с нестабильной динамикой соотношения максимального и минимального средневзвешенных тарифов на передачу, по которым в целом за период с 2016 г. по 2021 г. данное соотношение увеличилось, представлены на рисунке 8.



Примечание – Составлено авторами исследования.

Рисунок 8 – Динамика показателей, характеризующих межрегиональную дифференциацию тарифов в группе 4 макрорегионов с нестабильной динамикой соотношения максимального и минимального средневзвешенных тарифов на передачу, по которым в целом за период с 2016 по 2021 гг. данное соотношение увеличилось

В 2021 г. в 4-ой группе только в Северном макрорегионе межрегиональная дифференциация средневзвешенных тарифов на услуги передаче может быть охарактеризована как низкая. Во всех остальных макрорегионах существует проблема значительной дифференциации средневзвешенного тарифа на услуги по передаче между регионом-лидером или группой регионов-лидеров и остальными регионами. Наиболее ощутимая дифференциация сложилась в Северо-Западном макрорегионе, где тариф региона-лидера (Мурманская область) в 2,13 раза ниже средневзвешенного тарифа на передачу в следующем за ним в рейтинге регионе – Калининградской области.

В целом по рассмотренной группе макрорегионов можно сделать вывод о том, что уровень дифференциации только в Северном макрорегионе является низким. По другим макрорегионам дальнейшее снижение межрегиональной дифференциации возможно в основном, за счет мероприятий, направленных на сокращение разницы в тарифах между группой регионов-аутсайдеров и группой регионов-лидеров.

В целом по России уровень межрегиональной дифференциации по величине средневзвешенного тарифа на услуги по передаче в средней части рассматриваемой совокупности является достаточно невысоким и в последние годы имеет некоторую тенденцию к сокращению. Однако, в ряде регионов имеют место экстремально высокие уровни тарифов, существенно отличающиеся от сложившихся средних величин на уровне макрорегионов. Высокий уровень межрегиональной дифференциации по тарифам на

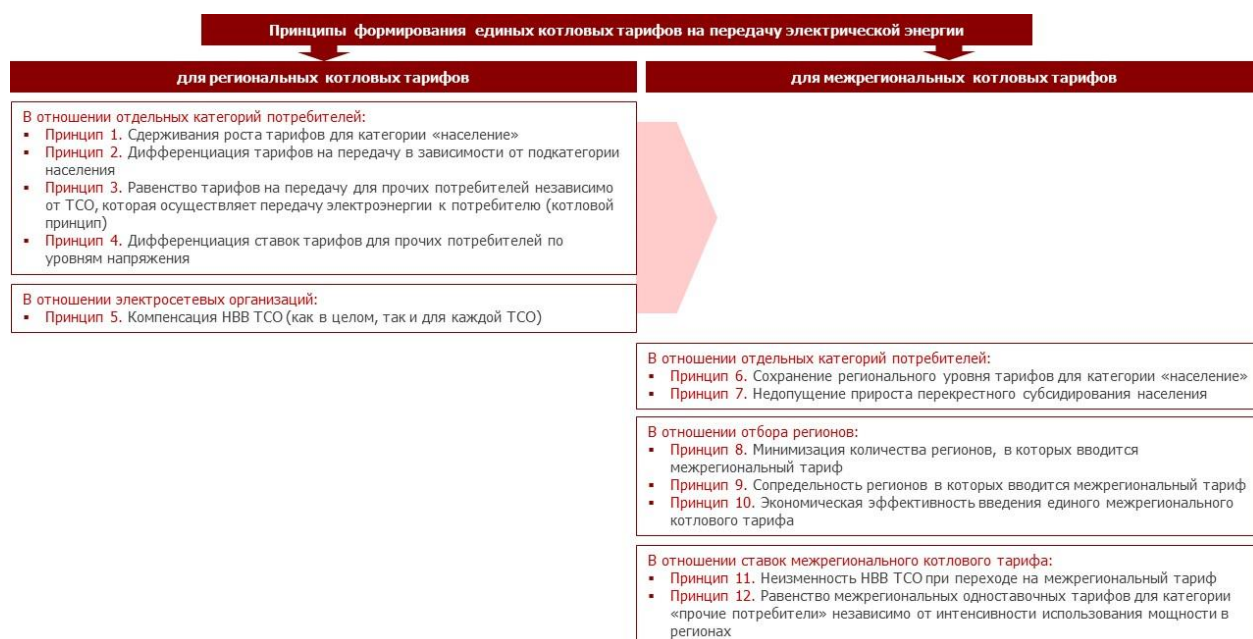
услуги по передаче в такой ситуации является одним из барьеров для успешной межрегиональной интеграции в силу неравного доступа к такому ресурсу как электроэнергия. В результате это способствует дальнейшему увеличению диспропорций в социально-экономическом развитии регионов.

Наиболее высокий уровень межрегиональной дифференциации по величине средневзвешенного тарифа на услуги по передаче в разрезе макрорегионов, требующий корректирующего воздействия, выявлен в макрорегионах, в которых отличие уровня тарифов в регионах-лидерах (с наименьшим тарифом на передачу) и регионах-аутсайдерах (с наибольшим тарифом на передачу) достигает критических значений: Северо-Западный и Ангаро-Енисейский. При этом, вопрос формирования основных принципов сокращения межрегиональной дифференциации тарифов на услуги по передаче, нуждается в дальнейшем исследовании

2 Ввод единых межрегиональных тарифов на услуги по передаче электрической энергии как элемент единой государственной тарифной политики

Основные принципы формирования единых межрегиональных тарифов на услуги по передаче электрической энергии

По мнению авторов исследования, при разработке подходов к формированию единых межрегиональных тарифов на услуги по передаче электрической энергии целесообразно руководствоваться принципами, указанными на рисунке 9.



Примечание – Составлено авторами исследования.

Рисунок 9 – Принципы формирования единых межрегиональных тарифов на услуги по передаче электрической энергии

Формирование единых межрегиональных тарифов на услуги по передаче электроэнергии предполагает повышение тарифной нагрузки на подключенных к региональным электрическим сетям потребителей категории «прочие» в регионах с более низкими тарифами при соответствующем снижении тарифной нагрузки на потребителей данной группы в регионах с более высокими тарифами. К потребителям категории «прочие» относятся производственный и коммерческий сектор, бюджетные организации, т.е. переход к установлению единых межрегиональных тарифов сказывается, в первую очередь, на указанных группах потребителей. С точки зрения потребителей категории «население» и приравненных к нему потребителей, а также территориальных сетевых организаций, данный переход будет нейтральным при условии принятия регулирующими органами сбалансированных тарифных решений, поскольку не повлияет на величину

тарифов для населения и приравненных к нему потребителей, а также на величину необходимой валовой выручки каждой из сетевых организаций (для сетевых организаций, функционирующих на территории нескольких субъектов Российской Федерации – суммарно по регионам обслуживания).

Обоснование состава регионов для формирования единых межрегиональных тарифов

Исходя из принципа сопредельности регионов, в которых вводится межрегиональный тариф, и целесообразности его введения среди регионов, где разница котловых тарифов на передачу электрической энергии значительна, авторы исследования поставили задачу выявить, между какими сопредельными регионами Российской Федерации сформировалась наибольшая разница в тарифах на передачу электрической энергии. Для этого исследовалась разница средневзвешенного котлового тарифа для прочих потребителей без дифференциации между уровнями напряжения. Средневзвешенный тариф на передачу рассчитан исходя из одноставочных тарифов по каждому из 4-х уровней напряжения (ВН, СН1, СН2, НН) как средневзвешенный по объемам передачи на каждом из 4-х уровней напряжения.

Фрагмент матрицы сопредельности представлен в таблице 2. Красными фоном отмечены ячейки на пересечении строк и столбцов с наименованиями сопредельных регионов. Серым фоном отмечены ячейки, где пересекаются строка и столбец, соответствующие одному и тому же региону.

Таблица 2 – Фрагмент матрицы сопредельности регионов Российской Федерации

Наименование макрорегиона	Наименование региона	Республика Коми	Архангельская область	Ненецкий автономный округ	Республика Карелия	Вологодская область	Ленинградская область	Мурманская область	Новгородская область	Псковская область	г. Санкт-Петербург
4. Северный макрорегион	Республика Коми										
	Архангельская область										
	Ненецкий автономный округ										
3. Северо-Западный макрорегион	Республика Карелия										
	Вологодская область										
	Ленинградская область										
	Мурманская область										
	Новгородская область										
	Псковская область										
	г. Санкт-Петербург										

Примечание – Составлено авторами исследования.

На основании матрицы сопредельных регионов авторы исследования определили для каждого региона и сопредельных с ним регионов минимальный средневзвешенный тариф на передачу электроэнергии и рассчитали отношения средневзвешенного тарифа в выбранном регионе к минимальному средневзвешенному тарифу в этой выборке. Это отношение средневзвешенного тарифа на услуги по передаче электроэнергии в субъекте РФ к минимальному средневзвешенному тарифу в граничащих с ним субъектах РФ исследователи назвали коэффициентом сопредельной дифференциации для выбранного региона (далее - КСД). Примеры расчета КСД приведены в таблице 3 для шести регионов.

Таблица 3 – Фрагмент таблицы определения коэффициента сопредельной дифференциации средневзвешенных тарифов на передачу электроэнергии (данные 2020 г.)

Регион	Республика Коми	Срвзв. тариф на передачу руб/ МВт·ч	Архангельская область	Срвзв. тариф на передачу руб/ МВт·ч	Ненецкий АО	Срвзв. тариф на передачу руб/ МВт·ч	Республика Карелия	Срвзв. тариф на передачу руб/ МВт·ч	Вологодская область	Срвзв. тариф на передачу руб/ МВт·ч	Ленинградская область	Срвзв. тариф на передачу руб/ МВт·ч
		2 231		3 137		548		2 509		2 248		2 847
Сопредельный регион	Архангельская область	3 137	Республика Коми	2 231	Республика Коми	2 231	Архангельска я область	3 137	Архангельска я область	3 137	Республика Карелия	2 509
Сопредельный регион	Ненецкий АО	548	Ненецкий АО	548	Архангельская область	3 137	Вологодская область	2 248	Республика Карелия	2 509	Вологодская область	2 248
Сопредельный регион	Пермский край	1 492	Республика Карелия	2 509	Тюменская область	1 599	Ленинградска я область	2 847	Ленинградска я область	2 847	Новгородская область	2 151
Сопредельный регион	Кировская область	2 111	Вологодская область	2 248			Мурманская область	855	Новгородская область	2 151	Псковская область	3 040
Сопредельный регион	Свердловская область	1 541	Кировская область	2 111					Костромская область	2 484	г. Санкт- Петербург	3 086
Сопредельный регион	Тюменская область	1 599	Тюменская область	1 599					Тверская область	2 788		
Сопредельный регион									Ярославская область	2 149		
Сопредельный регион									Кировская область	2 111		
Регион с минимальным тарифом в группе	Ненецкий АО	548	Ненецкий АО	548	Ненецкий АО	548	Мурманская область	855	Кировская область	2111	Новгородская область	2 151
КСД	4,07		5,72		1		2,93		1,07		1,32	

Примечание - Составлено авторами исследования.

В ходе реформирования электроэнергетического комплекса Российской Федерации сформирована межрегиональная интеграция электросетевых предприятий после разделения областных вертикально интегрированных энергокомпаний (Облэнерго) по видам бизнеса. В результате была определена конфигурация электросетевого комплекса Российской Федерации, в основу которой были заложены принципы территориальной сопряженности и сопоставимости балансовой стоимости активов.

В настоящее время деятельность каждого филиала МРСК (входит в состав ПАО «Россети») регулируется органами исполнительной власти в области регулирования тарифов того субъекта Российской Федерации, на территории которого филиал осуществляет свою деятельность.

В условиях формирования единых (котловых) тарифов на территориях 2 и более субъектов Российской Федерации целесообразно рекомендовать осуществление регулирования МРСК как единой компании, осуществляющей деятельность на территории нескольких субъектов Российской Федерации. В данном случае регулирование может осуществляться как сформированными межрегиональными органами регулирования, так и Федеральной антимонопольной службой (по аналогии регулирования ПАО «ФСК ЕЭС»).

Кроме этого, учитывая организационную структуру МРСК, а также подконтрольность указанных акционерных обществ ПАО «Россети», целесообразно наделить указанную МРСК функцией компании-оператора сбора и распределения денежных средств в рамках объединенных «котловых» тарифов.

Поэтому для отбора регионов-кандидатов на введение единого межрегионального тарифа следует учесть также такой фактор как вхождение их в регионы обслуживания филиалов одной межрегиональной сетевой компании, что упростит перераспределение межрегионального перекрестного субсидирования, неизбежно возникающего при введении единого межрегионального тарифа. В таблице 4 представлена информация о регионах деятельности межрегиональных сетевых компаний, а также отдельных региональных сетевых компаний.

Таблица 4 – Распределение регионов обслуживания доминантных электросетевых компаний

Наименование макрорегиона	Наименование региона	Наименование МРСК/электросетевой компании
Северный макрорегион	Ненецкий автономный округ	ООО ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ
	Республика Коми	ПАО «Россети Северо-Запад»
	Архангельская область	ПАО «Россети Северо-Запад»
Северо-Западный макрорегион	Республика Карелия	ПАО «Россети Северо-Запад»
	Вологодская область	ПАО «Россети Северо-Запад»
	Мурманская область	ПАО «Россети Северо-Запад»
	Новгородская область	ПАО «Россети Северо-Запад»
	Псковская область	ПАО «Россети Северо-Запад»
	г. Санкт-Петербург	ПАО «Россети Ленэнерго»
	Ленинградская область	ПАО «Россети Ленэнерго»
Центрально-Черноземный макрорегион	Белгородская область	ПАО «Россети Центр»
	Воронежская область	ПАО «Россети Центр»
	Курская область	ПАО «Россети Центр»
	Липецкая область	ПАО «Россети Центр»
	Тамбовская область	ПАО «Россети Центр»
Центральный макрорегион	г. Москва	ПАО «Россети Московский регион»
	Московская область	ПАО «Россети Московский регион»
	Брянская область	ПАО «Россети Центр»
	Костромская область	ПАО «Россети Центр»
	Орловская область	ПАО «Россети Центр»
	Смоленская область	ПАО «Россети Центр»
	Тверская область	ПАО «Россети Центр»
	Ярославская область	ПАО «Россети Центр»
	Владимирская область	ПАО «Россети Центр и Приволжье»
	Ивановская область	ПАО «Россети Центр и Приволжье»
	Калужская область	ПАО «Россети Центр и Приволжье»
	Рязанская область	ПАО «Россети Центр и Приволжье»
	Тульская область	ПАО «Россети Центр и Приволжье»
Волго-Камский макрорегион	Республика Марий Эл	ПАО «Россети Центр и Приволжье»
	Удмуртская Республика	ПАО «Россети Центр и Приволжье»
	Кировская область	ПАО «Россети Центр и Приволжье»
	Нижегородская область	ПАО «Россети Центр и Приволжье»
	Республика Татарстан	АО «Сетевая компания»
	Пермский край	ОАО «МРСК Урала»
	Республика Мордовия	ПАО «Россети Волга»
Волго-Уральский макрорегион	Чувашская Республика	ПАО «Россети Волга»
	Оренбургская область	ПАО «Россети Волга»
	Пензенская область	ПАО «Россети Волга»
	Самарская область	ПАО «Россети Волга»
	Саратовская область	ПАО «Россети Волга»
	Ульяновская область	ПАО «Россети Волга»
Уральско-Сибирский макрорегион	Республика Башкортостан	АО «БЭСК»
	Свердловская область	ОАО «МРСК Урала»
	Челябинская область	ОАО «МРСК Урала»
	Тюменская область	АО «Россети Тюмень»
	Курганская область	АО «СУЭНКО»

Продолжение таблицы 4

Наименование макрорегиона	Наименование региона	Наименование МРСК/электросетевой компании
Южно-Сибирский макрорегион	Томская область	ПАО «ТРК»
	Новосибирская область	АО «РЭС»
	Республика Алтай	ПАО «Россети Сибирь»
	Алтайский край	ПАО «Россети Сибирь»
	Кемеровская область	ПАО «Россети Сибирь»
	Омская область	ПАО «Россети Сибирь»
Ангаро-Енисейский макрорегион	Республика Тыва	ПАО «Россети Сибирь»
	Республика Хакасия	ПАО «Россети Сибирь»
	Красноярский край	ПАО «Россети Сибирь»
	Иркутская область	ОАО «ИЭСК»
Дальневосточный макрорегион	Республика Бурятия	ПАО «Россети Сибирь»
	Республика Саха (Якутия)	АО «ДРСК»
	Приморский край	АО «ДРСК»
	Хабаровский край	АО «ДРСК»
	Амурская область	АО «ДРСК»
	Еврейская автономная область	АО «ДРСК»
	Магаданская область	ПАО «Магаданэнерго» и др.
Южный макрорегион	Краснодарский край	ПАО «Россети Кубань»
	Республика Калмыкия	ПАО «Россети Юг»
	Астраханская область	ПАО «Россети Юг»
	Волгоградская область	ПАО «Россети Юг»
	Ростовская область	ПАО «Россети Юг»
Северо-Кавказский макрорегион	Республика Дагестан	ПАО «Россети Северный Кавказ»
	Республика Ингушетия	ПАО «Россети Северный Кавказ»
	Кабардино-Балкарская Республика	ПАО «Россети Северный Кавказ»
	Карачаево-Черкесская Республика	ПАО «Россети Северный Кавказ»
	Республика Северная Осетия - Алания	ПАО «Россети Северный Кавказ»
	Чеченская Республика	ПАО «Россети Северный Кавказ»
	Ставропольский край	ПАО «Россети Северный Кавказ»

Примечание – Составлено авторами исследования по данным сайтов электросетевых компаний [8]

Сводный результат расчетов коэффициентов сопредельной дифференциации представлен в таблице 5, где регионы отсортированы по величине разницы их средневзвешенного тарифа на передачу с тарифом, минимальным среди сопредельных регионов. В таблице не представлены 12 регионов, у которых средневзвешенный тариф на передачу является минимальным среди сопредельных регионов. Это Ненецкий АО, Мурманская область, Новгородская область, Московская область, Липецкая область, Республика Татарстан, Омская область, Республика Хакасия, Иркутская область, Хабаровский край, Астраханская область и Республика Дагестан.

Таблица 5 – Отсортированная по коэффициенту сопредельной дифференциации таблица данных о средневзвешенных тарифах на передачу электрической энергии 2020 года

Регион			Сопредельный регион с минимальным тарифом		филиалы одной МРСК в регионах
Наименование	Средневзв. тариф на передачу в регионе, руб./МВт·ч	Отношение к мин. тарифу в сопредельных регионах (КСД)	Наименование	Средневзв. тариф на передачу в регионе, руб./МВт·ч	
Республика Тыва	4 442	8,33	Иркутская область	533	нет
Архангельская область	3 137	5,72	Ненецкий АО	548	нет
Республика Саха (Якутия)	2 561	4,81	Иркутская область	533	нет
Республика Бурятия	2 250	4,22	Иркутская область	533	нет
Республика Коми	2 231	4,07	Ненецкий АО	548	нет
Забайкальский край	1 796	3,37	Иркутская область	533	нет
Красноярский край	1 790	3,36	Иркутская область	533	нет
Республика Карелия	2 509	2,93	Мурманская область	855	ПАО «Россети Северо-Запад»
Тюменская область	1 599	2,92	Ненецкий АО	548	нет
Республика Марий Эл	3 106	2,77	Республика Татарстан	1 119	нет
Ульяновская область	2 455	2,19	Республика Татарстан	1 119	нет
Республика Алтай	3 201	2,02	Республика Хакасия	1 582	ПАО «Россети Сибирь»
Оренбургская область	2 194	1,96	Республика Татарстан	1 119	нет
Кировская область	2 111	1,89	Республика Татарстан	1 119	нет
Республика Калмыкия	3 061	1,72	Республика Дагестан	1 775	нет
Магаданская область	2 670	1,64	Хабаровский край	1 630	нет
Томская область	1 887	1,59	Омская область	1 186	нет
Самарская область	1 773	1,58	Республика Татарстан	1 119	нет
Нижегородская область	2 751	1,57	Чувашская Республика	1 752	нет
Чеченская Республика	2 782	1,57	Республика Дагестан	1 775	ПАО «Россети Северный Кавказ»
Чувашская Республика	1 752	1,57	Республика Татарстан	1 119	нет
Тульская область	2 871	1,51	Московская область	1 907	нет
Республика Северная Осетия - Алания	3 182	1,50	Ставропольский край	2 123	ПАО «Россети Северный Кавказ»
Краснодарский край	3 113	1,47	Ставропольский край	2 123	нет
Тверская область	2 788	1,46	Московская область	1 907	нет
Саратовская область	2 564	1,45	Самарская область	1 773	ПАО «Россети Волга»
Псковская область	3 040	1,41	Новгородская область	2 151	ПАО «Россети Северо-Запад»
Приморский край	2 275	1,40	Хабаровский край	1 630	АО «ДРСК»
Смоленская область	2 662	1,40	Московская область	1 907	нет
Курская область	3 111	1,39	Воронежская область	2 234	ПАО «Россети Центр»

Продолжение таблицы 5

Регион			Сопредельный регион с минимальным тарифом		филиалы одной МРСК в регионах
Наименование	Средневзв. тариф на передачу в регионе, руб./МВт·ч	Отношение к мин. тарифу в сопредельных регионах (КСД)	Наименование	Средневзв. тариф на передачу в регионе, руб./МВт·ч	
Республика Мордовия	2 439	1,39	Чувашская Республика	1 752	ПАО «Россети Волга»
Кабардино-Балкарская Республика	2 945	1,39	Ставропольский край	2 123	ПАО «Россети Северный Кавказ»
Калужская область	2 585	1,36	Московская область	1 907	нет
Тамбовская область	2 663	1,35	Рязанская область	1 979	ПАО «Россети Центр»
Республика Удмуртия	1 496	1,34	Республика Татарстан	1 119	нет
Ленинградская область	2 847	1,32	Новгородская область	2 151	нет
Ростовская область	2 794	1,32	Ставропольский край	2 123	нет
Республика Башкортостан	1 468	1,31	Республика Татарстан	1 119	нет
Еврейская автономная область	2 129	1,31	Хабаровский край	1 630	АО «ДРСК»
Курганская область	1 980	1,28	Свердловская область	1 541	нет
Амурская область	2 064	1,27	Хабаровский край	1 630	АО «ДРСК»
Липецкая область	2 490	1,26	Рязанская область	1 979	нет
Челябинская область	1 844	1,26	Республика Башкортостан	1 468	нет
Ивановская область	2 691	1,25	Ярославская область	2 149	нет
Республика Ингушетия	3 456	1,24	Чеченская Республика	2 782	ПАО «Россети Северный Кавказ»
Владимирская область	2 359	1,24	Московская область	1 907	нет
Карачаево-Черкесская Республика	2 619	1,23	Ставропольский край	2 123	ПАО «Россети Северный Кавказ»
Алтайский край	1 744	1,22	Новосибирская область	1 433	нет
Кемеровская область	1 742	1,22	Новосибирская область	1 433	нет
Новосибирская область	1 433	1,21	Омская область	1 186	нет
Пензенская область	2 385	1,20	Рязанская область	1 979	нет
Ставропольский край	2 123	1,20	Республика Дагестан	1 775	ПАО «Россети Северный Кавказ»
г. Москва	2 270	1,19	Московская область	1 907	ПАО «Россети Московский регион»
Волгоградская область	2 242	1,13	Астраханская область	1 977	ПАО «Россети Юг»
Ярославская область	2 149	1,13	Московская область	1 907	нет
г. Санкт-Петербург	3 086	1,08	Ленинградская область	2 847	ПАО «Россети Ленэнерго»
Орловская область	2 672	1,07	Липецкая область	2 490	ПАО «Россети Центр»

Продолжение таблицы 5

Регион			Сопредельный регион с минимальным тарифом		филиалы одной МРСК в регионах
Наименование	Средневзв. тариф на передачу в регионе, руб./МВт·ч	Отношение к мин. тарифу в сопредельных регионах (КСД)	Наименование	Средневзв. тариф на передачу в регионе, руб./МВт·ч	
Брянская область	2 760	1,07	Калужская область	2 585	нет
Вологодская область	2 248	1,07	Кировская область	2 111	нет
Свердловская область	1 541	1,05	Республика Башкортостан	1 468	нет
Рязанская область	1 979	1,04	Московская область	1 907	нет
Пермский край	1 492	1,02	Республика Башкортостан	1 468	нет
Белгородская область	2 249	1,01	Воронежская область	2 234	ПАО «Россети Центр»

Примечание – Составлено авторами исследования.

Таким образом, с помощью рассчитанных коэффициентов сопредельной дифференциации авторы исследования выявили сопредельные регионы с максимальной разницей средневзвешенных тарифов на услуги по передаче электроэнергии. Максимальная величина коэффициента сопредельной дифференциации в Республике Тыва (8,33). Более чем в 4 раза превышают минимальные тарифы на передачу электроэнергии в сопредельных регионах тарифы на передачу в Архангельской области, Республике Саха (Якутия), Республике Бурятия, Республике Коми.

Согласно принципу экономической эффективности введения единого межрегионального котлового тарифа, установление межрегиональных котловых тарифов на передачу электрической энергии целесообразно, если оно может снизить тариф на передачу электроэнергии в регионе, где из-за высоких тарифов наблюдается замедление экономического развития, но при этом установление межрегиональных котловых тарифов не окажет негативного влияния на экономическое развитие региона-донора (того, где более низкий региональный тариф на передачу электроэнергии). Для того, чтобы определить предельный уровень допустимого повышения тарифов в регионе-доноре, нужно исследовать характер взаимосвязи между валовым региональным продуктом и тарифом на передачу электроэнергии.

В результате расчетов получены отрицательные коэффициенты линейной взаимосвязи между величиной прироста объема электропотребления и величинами тарифов и цен электроэнергии, и положительный коэффициент линейной взаимосвязи между электропотреблением и долей энергоемких видов деятельности.

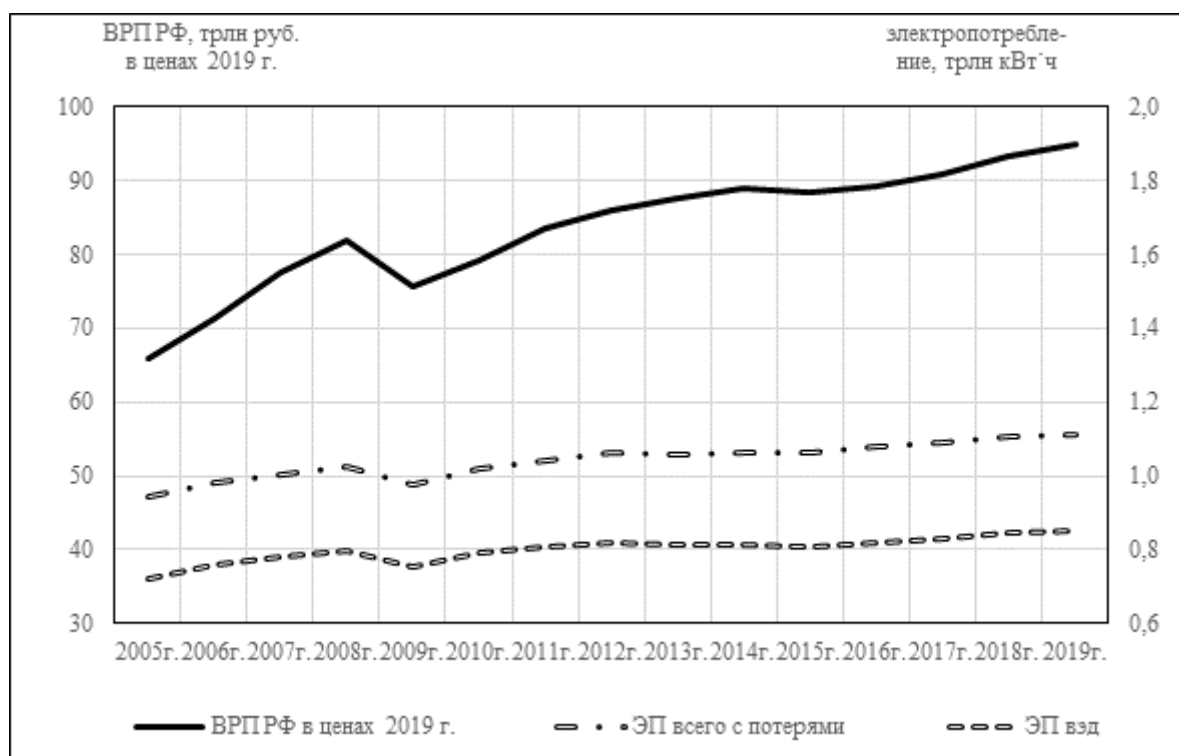
На примере данного исследования на основании статистических данных по субъектам Российской Федерации авторы сформировали зависимость между ВРП и

региональным электропотреблением. В большинстве публикаций исследуется взаимосвязь между общим потреблением электроэнергии (включающим потери в электрических сетях) и величиной валового внутреннего продукта.

В данном исследовании в качестве индикаторов экономического роста используются показатели валового регионального продукта по регионам, а также суммарный валовой региональный продукт в целом по РФ. Величины ВРП пересчитаны в цены 2019 года.

Для того, чтобы исключить влияние на величину регионального электропотребления таких факторов, как потребление электроэнергии населением и потери в электрических сетях, из показателей электрического баланса по регионам Российской Федерации были просуммированы только величины электропотребления по видам экономической деятельности (далее - электропотребление ВЭД).

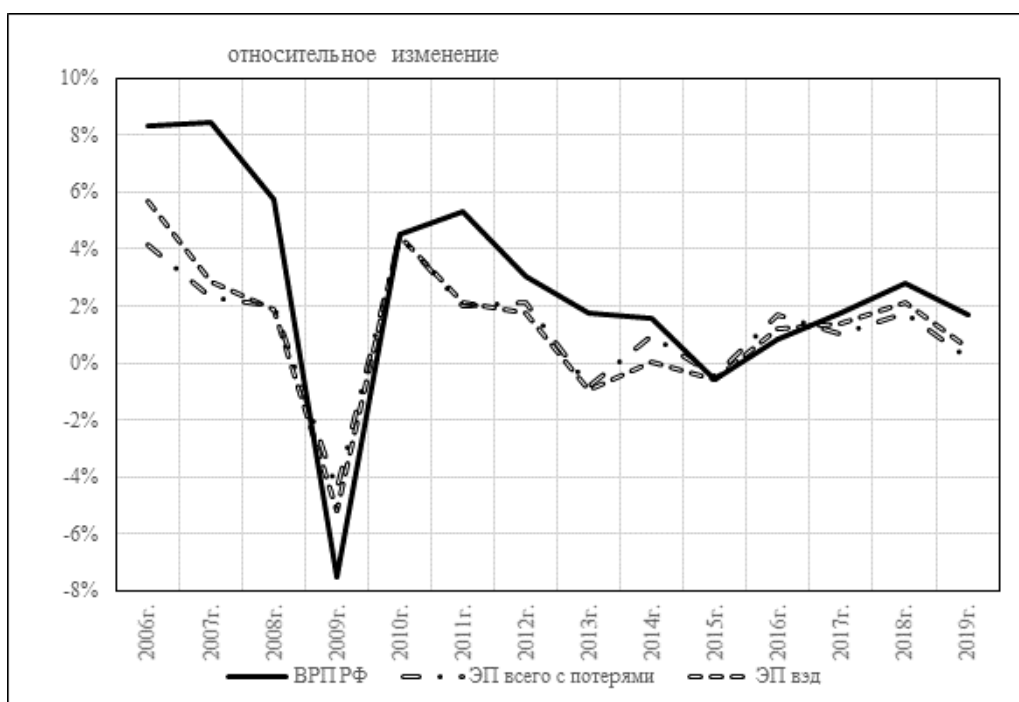
На рисунке 10 приведена динамика валового регионального продукта в целом по Российской Федерации, общего электропотребления, включающего потери, а также суммарного электропотребления по всем видам экономической деятельности.



Примечание – Составлено авторами исследования.

Рисунок 10 – Динамика ВРП и электропотребления Российской Федерации, в целом и по видам экономической деятельности в 2005 – 2019 гг.

На рисунке 11 приведена динамика относительного изменения валового регионального продукта в целом по Российской Федерации, общего электропотребления, включающего потери, а также суммарного электропотребления по всем видам экономической деятельности по отношению к предыдущему году, что более наглядно представляет взаимосвязь между этими показателями.



Примечание – Составлено авторами исследования.

Рисунок 11 – Динамика относительного изменения ВРП и электропотребления Российской Федерации, в целом и по видам экономической деятельности в 2005-2019 гг.

Общее сходство тенденций прироста / снижения анализируемых показателей и отсутствие лага между их изменением в период кризиса 2008 г. Различие динамики относительных показателей в деталях:

- более низкие темпы прироста электропотребления в 2006-2008 гг. по сравнению с темпами прироста суммарного ВРП,
- в 2011 – 2012 гг. также более низкие темпы прироста электропотребления, в 2013 году снижение электропотребления при небольшом приросте ВРП,
- в 2014 году сохранение суммарного электропотребления по видам деятельности на уровне 2013 года при 1% приросте общего электропотребления и суммарного ВРП (прирост электропотребления, в основном, связан с включением в энергобаланс Крыма).

Динамика ВРП и электропотребления в абсолютных величинах более наглядно демонстрирует накапливающееся отставание прироста электропотребления по сравнению с приростом суммарного ВРП. Таким образом, в 2005-2019 гг. вследствие чуть более низких темпов прироста электропотребления, электроемкость ВРП снизилась с 10,90 кВт·ч/тыс. руб. (ВРП в ценах 2019 г.) в 2005 году до 8,96 кВт·ч/тыс. руб. в 2019 году. Прирост электропотребления составил 0,42% от прироста суммарного ВРП Российской Федерации.

С помощью метода наименьших квадратов авторы исследования протестировали наличие зависимости для суммарного ВРП РФ по видам экономической деятельности от трех факторов в российских масштабах единиц измерения: суммарный объем электропотребления по видам экономической деятельности (Econs_EA, млрд кВт·ч),

количество занятых (NoE, млн чел.); стоимость основных фондов на конец года в сопоставимых ценах (CS_const.price, % к 1990 году).

Показатель производительности труда из переменных был исключен во избежание автокорреляции, так как в методике, применяемой Росстатом, в определении этого показателя задействовано значение ВРП, и коэффициент корреляции между величиной ВРП РФ и величиной производительности труда составляет 0,9958. Показатели трехфакторной регрессии ВРП РФ приведены в таблице 6.

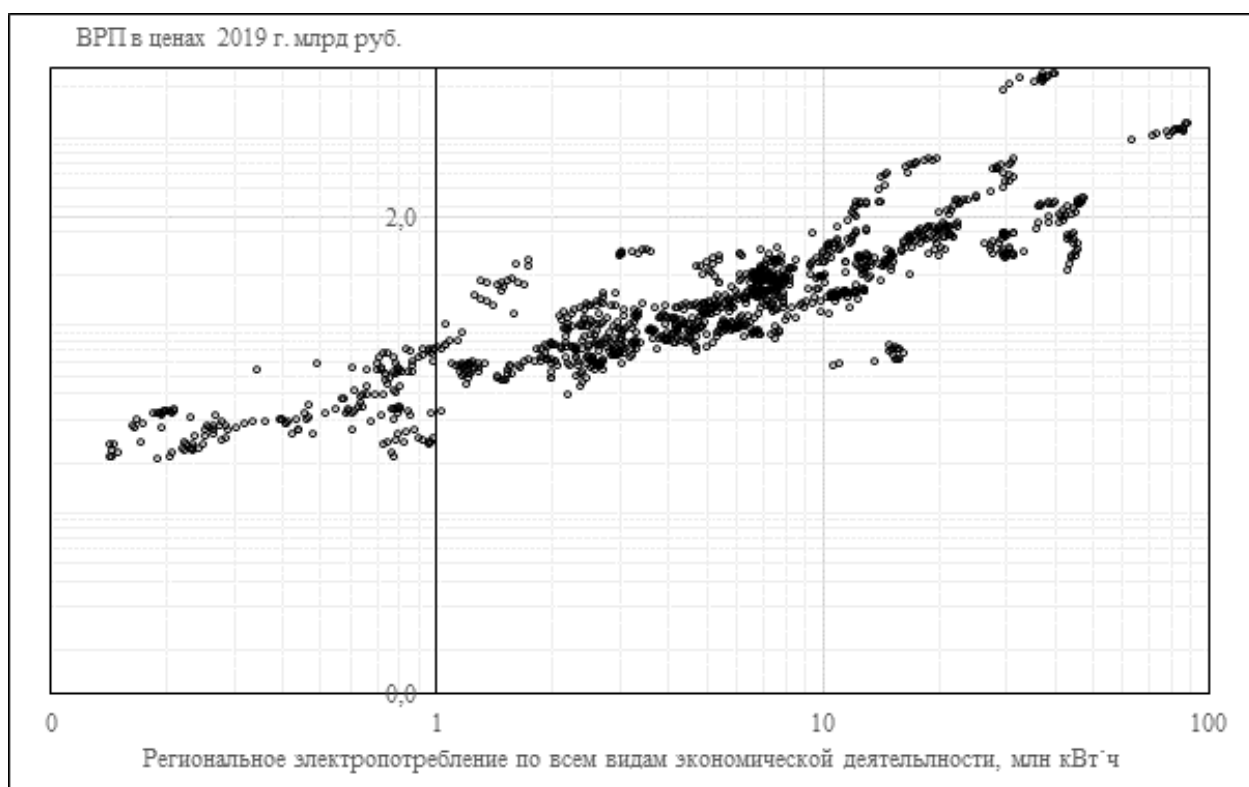
Таблица 6 – Показатели регрессионных зависимостей суммарного ВРП РФ (в ценах 2019 г.) от трех факторов по данным за 2005 – 2019 гг.

Параметр	Линейная регрессия			Логарифмическая		
	Коэффиц. регрессии	Станд. ошибка	t-статистика	Коэффиц. регрессии	Станд. ошибка	t-статистика
Y-пересечение	-241274	34648	-6,96	-8,59	1,74	-4,94
Econs_EA	103,08	17,97	5,74	1,09	0,18	6,22
NOE	3018,71	571,39	5,28	2,61	0,51	5,16
CS_const.price	177,95	23,95	7,43	0,30	0,04	6,86
Статистические показатели	R ²	F	Значимость F	R ²	F	Значимость F
	0,9913	418,84	1,28933 E-11	0,9909	399,19	1,67521E-11

Примечание – Расчет авторов исследования по данным Росстат [9, 11, 12].

Коэффициенты трехфакторных моделей (линейной и логарифмической) регрессии суммарного ВРП РФ являются статистически значимыми. Так как взаимосвязь между потреблением электроэнергии и суммарным ВРП РФ является положительной, можно сделать вывод о том, что рост ВРП на уровне страны сопровождается ростом электропотребления по сумме видов экономической деятельности.

Далее авторы исследования осуществили проверку наличия взаимосвязи ВРП и электропотребления по видам экономической деятельности при декомпозиции суммарного ВРП страны на регионы. Соотношение ВРП и суммарного электропотребления по видам экономической деятельности в регионах графически представлено на рисунке 12 по панельным данным за 2005-2019 гг. по регионам Российской Федерации (кроме Республики Крым и г. Севастополя).



Примечание – Составлено авторами исследования.

Рисунок 12 – ВРП и электропотребление по регионам Российской Федерации в 2005-2019 гг. в логарифмических координатах

Так как целью исследования является выявление общерегиональных тенденций, целесообразно не проводить кластеризацию данных, а рассчитать логарифмическую регрессию в целом по всем регионам на основании панельных данных.

С использованием величин ВРП, электропотребления, численности занятых и остаточной стоимости основных средств по регионам Российской Федерации (кроме Республики Крым и г. Севастополя) за 2005 – 2019 гг. построены трехфакторные регрессионные модели величины ВРП (Gross regional product – млн руб.) от: объема электропотребления по ВЭД (Econs_EA, млн кВт·ч), количества занятых (NoE, млн чел.); остаточной стоимости основных фондов по всем видам экономической деятельности на конец года в текущих ценах (NCS_EA, млн руб.).

Результат построения модели методом сквозной регрессии приведен в таблице 7.

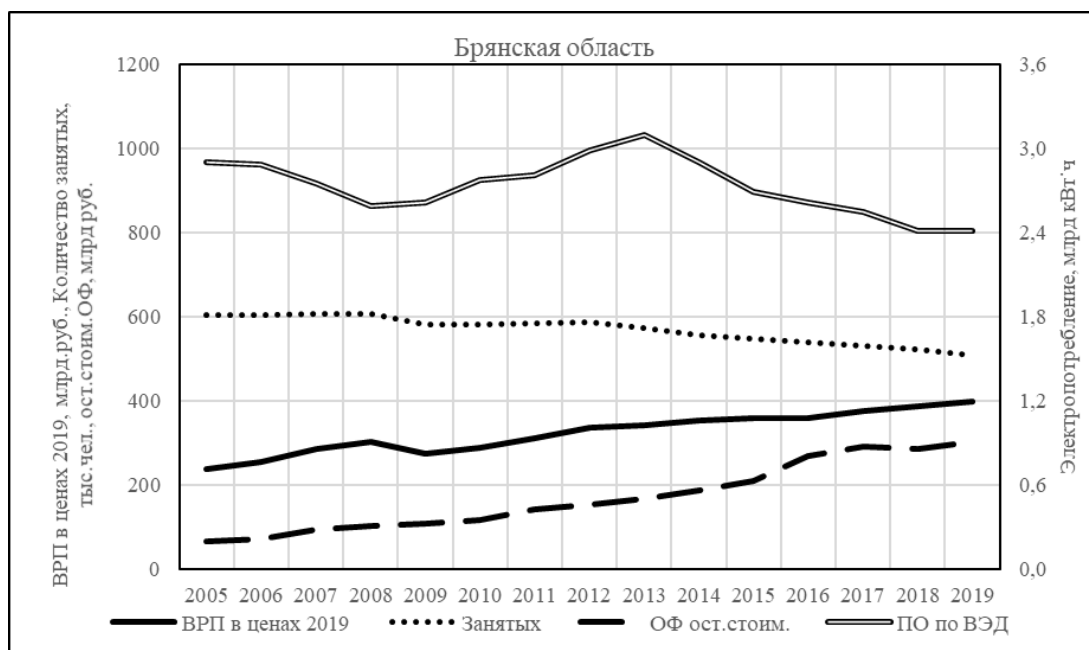
Таблица 7 – Показатели регрессионной зависимости логарифма ВРП (в ценах 2019 г.) от трех факторов по данным за 2005 – 2019 гг.

Параметр	Регрессия логарифмов		
	Коэффиц. регрессии	Станд. ошибка	t-статистика
Y-пересечение	0,502	0,101	4,988
Econs_EA	0,116	0,015	7,676
NOE	0,534	0,019	28,656
NCS_EA	0,386	0,015	25,782
Статистические показатели	R ²	F	Значимость F
	0,9211	4647,5	0

Примечание – Расчет авторов исследования по данным Росстат [9, 11, 12].

Средняя относительная погрешность аппроксимации логарифмической модели составляет 22,7%, что превышает рекомендуемое значение удовлетворительности для аппроксимационной модели (10 – 15%). Но авторы считают, что так как эта модель будет использоваться не для прогнозирования, а в качестве вспомогательного критерия отбора территорий (регионов) для установления единых тарифов на передачу электроэнергии, введение дополнительных параметров для снижения уровня погрешности аппроксимации нецелесообразно.

Построенная модель дает понимание того, почему в отдельных регионах существенный прирост ВРП происходил на фоне снижения электропотребления, как, например, в Брянской области (рисунок 13), где с 2013 года наблюдается снижение экономического электропотребления (на 22%) и численности занятых в экономике (на 11%) при одновременном росте ВРП (на 16%), обеспеченном приростом основных средств (на 80% в текущих ценах).

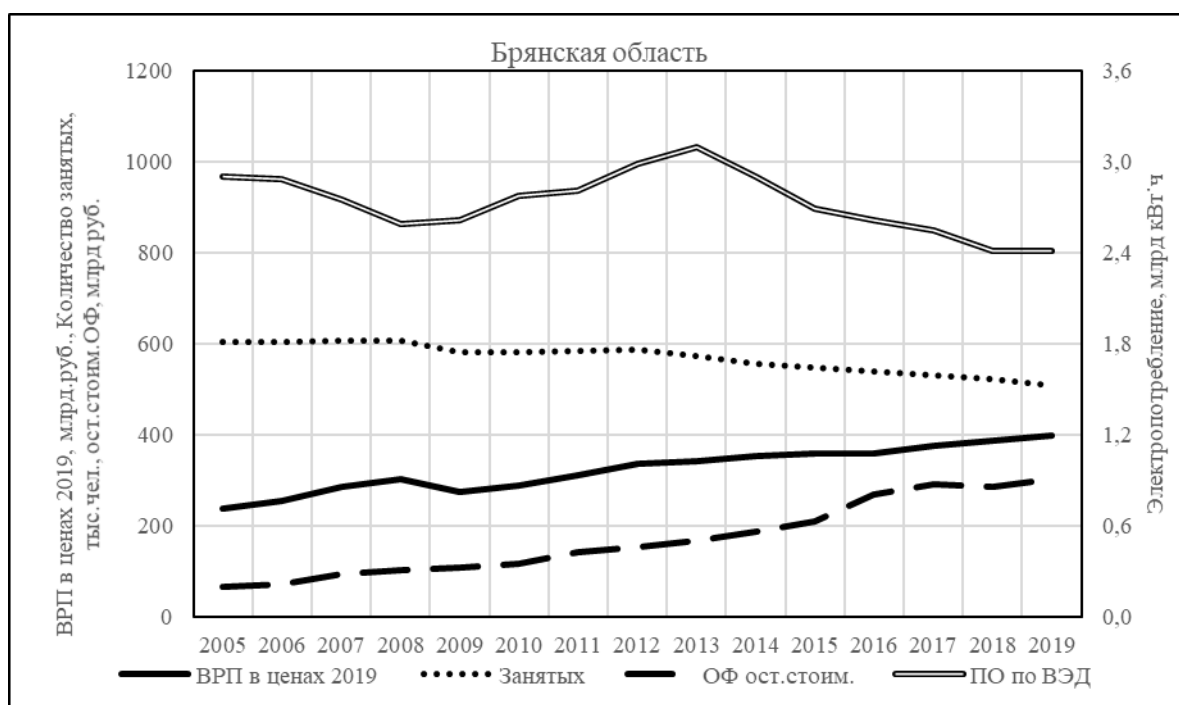


Примечание – Составлено авторами исследования.

Рисунок 13 – Динамика ВРП и влияющих факторов в Брянской области

В экономике Брянской области за рассматриваемый период произошли структурные изменения, с 14,3% до 18,4% в структуре валовой добавленной стоимости возросло сельскохозяйственное производство при снижении доли обрабатывающего производства с 21,7% до 16,7% (характеризующегося наибольшей энергоемкостью). Также снизилась доля добавленной стоимости в отрасли транспорта и связи (с 15,3% до 10,7%) и возросла доля раздела «Оптовая и розничная торговля; ремонт автотранспортных средств, мотоциклов, бытовых изделий и предметов личного пользования» с 15,7% до 18,4%.

Иное соотношение динамики ВРП и электропотребления наблюдается в Республике Тыва (рисунок 14), где за период 2005-2019 гг. прирост электропотребления (55%) превышает прирост ВРП (31%).



Примечание – Составлено авторами исследования.

Рисунок 14 – Динамика ВРП и влияющих факторов в Республике Тыва
За период 2005 – 2017 гг. в структуре экономической деятельности Республики возросла доля добывающей промышленности (с 5% до 24%), что обусловило повышение электроемкости ВРП.

Таким образом, проведенное исследование выявило положительную взаимосвязь «экономического» электропотребления с величиной ВРП в логарифмическом масштабе величин. На характер этой взаимосвязи влияют другие региональные производственные факторы (численность занятых в экономике, величина основных производственных фондов). Поэтому взаимосвязь между региональной динамикой электропотребления по всем видам экономической деятельности и динамикой ВРП проявляется не для всех регионов Российской Федерации.

Сравнительное исследование относительных изменений электропотребления и относительных изменений величин регионального средневзвешенного тарифа на передачу электроэнергии (NC - Network costs), цены электроэнергии (WCE - Wholesale Cost of Electricity) и цены мощности (WCC - Wholesale Cost of Capacity) оптового рынка для данного региона на основании данных за 2014-2019 гг. показало, что для большинства регионов Российской Федерации нет корреляции между этими величинами, как в годовой динамике, так и за шестилетний период. С одной стороны, это может объясняться тем, что изменение тарифов производится не с начала, а с середины года. С другой стороны, данные о цене на электрическую энергию оптового рынка для потребителей не подлежат официальному раскрытию, а применение в исследовании опубликованных индикативных цен вносит погрешность в исходные данные, зависимость между которыми пытаются выявить исследователи. Также не выявлено корреляции между относительным изменением электропотребления и относительным изменением средней одноставочной цены, рассчитанной как сумма одноставочной индикативной цены покупной электроэнергии и средневзвешенного тарифа на передачу электроэнергии.

В качестве показателя, характеризующего электропотребление по всем видам экономической деятельности, авторы исследования рассмотрели удельную электроемкость ВРП, определяемую как отношение величины электропотребления по всем видам экономической деятельности к величине ВРП (в ценах 2019 г.).

Показатель удельной электроемкости ВРП характеризует уровень электропотребления региона. Богачкова Л.Ю., Хуршудян Ш.Г. [10] выявлено, что наибольший вклад в динамику электропотребления вносит экономический рост, на втором месте по влиянию находится технологическая энергоэффективность, снижающая электропотребление, а влияние фактора изменения структуры ВРП по отраслям экономики незначительно.

Поэтому в условиях неизменности структуры ВРП и уровня технологической энергоэффективности рост удельной электроемкости ВРП соответствует увеличению электропотребления региона, что должно приводить к росту загрузки электросетевой инфраструктуры и способствовать естественному торможению роста тарифов на передачу электрической энергии, а также уменьшению цены оптового рынка в одноставочном выражении из-за более интенсивного использования потребляемой электрической мощности. Напротив, снижение удельной электроемкости ВРП создает условия для удорожания электрической энергии для потребителей, которые получают ее по распределительным сетям.

Авторы исследования рассмотрели зависимость удельной электроемкости ВРП от трех факторов: доли энергоемких видов деятельности в ВРП региона, цены электрической энергии и удельной занятости в ВРП региона. В качестве цены электрической энергии в исследовании была рассмотрена одноставочная цена, сформированная как сумма индикативной цены электроэнергии оптового рынка и добавочной цены мощности оптового рынка, и средневзвешенного одноставочного тарифа на передачу электрической энергии. Соотношение мощности и электропотребления принято в расчете исходя из величин, учтенных при утверждении региональных тарифов на передачу электрической энергии.

В качестве доли энергоемких видов деятельности ВРП авторы исследования приняли отношение электропотребления по видам деятельности: «добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды» из электробаланса, публикуемого Росстатом, к общему электропотреблению по всем видам экономической деятельности. Это связано с тем, что электропотребление по видам деятельности и отраслевая структура ВРП представлены Росстатом в различной детализации, и, кроме того, детализация структуры ВРП на протяжении рассматриваемого периода менялась, а структура электробаланса была неизменной.

Удельная занятость в ВРП региона рассчитана авторами как отношение количества занятых в региональной экономике на тысячу рублей ВРП.

Значения влияющих факторов, рассчитанные авторами исследования по данным Росстат, представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Факторы, влияющие на удельную электроемкость ВРП по данным за 2014 – 2019 гг.

Регион	Доля электропотребления на добычу полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды в электропотреблении по экономической деятельности						Средняя одноставочная цена с учетом передачи, руб/кВт·ч						Удельная занятость в ВРП региона, чел/тыс. руб.ВРП					
	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.
Белгородская область	82%	83%	82%	78%	80%	79%	3,27	3,42	3,71	4,14	4,32	4,64	0,92	0,88	0,86	0,83	0,80	0,79
Брянская область	48%	44%	43%	45%	46%	46%	3,97	4,06	4,41	4,86	4,98	5,24	1,58	1,53	1,50	1,41	1,35	1,28
Владимирская область	51%	51%	54%	55%	53%	52%	3,52	3,69	4,09	4,57	4,71	4,98	1,33	1,34	1,29	1,28	1,24	1,18
Воронежская область	57%	59%	60%	64%	62%	65%	3,56	3,66	3,97	4,39	4,63	4,95	1,21	1,18	1,16	1,14	1,12	1,10
Ивановская область	50%	50%	49%	50%	50%	50%	3,98	4,15	4,66	5,25	5,18	5,55	1,84	1,80	1,85	1,90	1,83	1,77
Калужская область	52%	56%	56%	59%	59%	60%	3,80	3,95	4,28	4,62	4,92	5,22	1,03	1,06	1,04	0,97	0,94	0,91
Костромская область	55%	55%	56%	57%	57%	57%	3,72	3,79	4,10	4,45	4,74	4,96	1,50	1,48	1,50	1,46	1,41	1,36
Курская область	80%	76%	75%	79%	79%	79%	3,72	3,85	4,28	4,84	5,23	5,50	1,23	1,18	1,13	1,10	1,06	1,02
Липецкая область	83%	82%	81%	82%	82%	82%	3,63	3,76	4,06	4,42	4,64	4,87	1,09	1,02	1,00	0,99	0,97	0,99
Московская область	58%	58%	59%	58%	57%	56%	3,52	3,58	3,73	4,14	4,35	4,62	0,78	0,75	0,73	0,74	0,70	0,67
Орловская область	50%	50%	44%	44%	43%	46%	4,06	4,15	4,64	5,14	5,40	5,62	1,32	1,27	1,27	1,25	1,22	1,12
Рязанская область	64%	64%	62%	64%	61%	60%	3,07	3,16	3,43	3,78	4,02	4,39	1,18	1,18	1,19	1,19	1,16	1,13
Смоленская область	82%	82%	81%	81%	81%	81%	4,00	4,10	4,45	4,82	4,96	5,18	1,37	1,36	1,34	1,31	1,24	1,18
Тамбовская область	39%	39%	40%	40%	40%	39%	3,91	4,06	4,46	4,89	5,01	5,26	1,47	1,37	1,42	1,37	1,29	1,28
Тверская область	67%	66%	65%	69%	70%	64%	4,06	4,13	4,52	5,07	5,18	5,42	1,37	1,36	1,29	1,28	1,23	1,22
Тульская область	76%	77%	77%	78%	80%	80%	3,82	4,02	4,42	4,91	5,28	5,71	1,30	1,22	1,15	1,09	1,05	1,03
Ярославская область	58%	59%	57%	59%	56%	57%	3,21	3,33	3,75	4,33	4,55	4,85	1,12	1,12	1,09	1,06	1,03	1,00
г. Москва	39%	39%	41%	43%	32%	28%	3,70	3,84	4,08	4,58	4,84	5,14	0,46	0,47	0,47	0,46	0,45	0,45
Республика Карелия	69%	68%	69%	69%	69%	70%	3,71	3,94	4,32	4,81	4,61	4,87	0,91	0,89	0,89	0,86	0,83	0,82
Республика Коми	79%	78%	78%	79%	79%	80%	3,31	3,40	3,51	3,71	3,89	3,97	0,57	0,57	0,56	0,57	0,57	0,56
Архангельская область (без НенАО)	63%	64%	66%	67%	68%	67%	5,13	5,12	5,29	5,45	5,59	5,28	1,01	1,00	0,99	0,95	0,90	0,86
Ненецкий АО	96%	95%	96%	96%	96%	96%	5,37	5,70	5,83	5,86	5,82	5,78	0,11	0,10	0,09	0,09	0,10	0,09
Вологодская область	76%	77%	76%	78%	78%	79%	3,64	3,82	4,26	4,79	4,97	5,15	0,91	0,90	0,90	0,87	0,84	0,83
Калининградская область	45%	41%	41%	46%	45%	49%	2,50	2,54	2,73	3,18	3,12	3,58	0,99	1,01	0,98	0,96	0,94	0,92
Ленинградская область	63%	66%	63%	62%	62%	61%	3,11	3,46	3,86	4,31	4,77	5,42	0,80	0,76	0,73	0,69	0,65	0,64
Мурманская область	80%	80%	82%	83%	84%	84%	2,19	2,25	2,42	2,77	2,94	3,35	0,70	0,67	0,66	0,63	0,62	0,59
Новгородская область	63%	62%	65%	61%	63%	65%	3,27	3,39	3,68	4,14	4,29	4,77	1,18	1,13	1,10	1,06	1,06	1,02
Псковская область	48%	48%	47%	52%	52%	49%	3,99	4,43	4,79	5,30	5,52	5,84	1,63	1,59	1,56	1,49	1,47	1,43
г. Санкт-Петербург	37%	36%	35%	35%	35%	35%	3,49	3,88	4,69	5,15	5,50	5,87	0,67	0,66	0,65	0,65	0,63	0,62

Продолжение таблицы 8

Регион	Доля электропотребления на добычу полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды в электропотреблении по экономической деятельности						Средняя одноставочная цена с учетом передачи, руб./кВт·ч						Удельная занятость в ВРП региона, чел/тыс. руб. ВРП					
	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.
Республика Адыгея	57%	52%	63%	61%	50%	37%	4,20	4,58	4,98	5,66	5,92	6,30	1,34	1,33	1,27	1,24	1,20	1,15
Республика Калмыкия	23%	21%	22%	27%	26%	29%	5,23	5,58	6,00	6,53	5,62	6,32	1,21	1,25	1,28	1,25	1,21	1,17
Краснодарский край	40%	44%	46%	52%	52%	53%	4,20	4,58	4,98	5,66	5,92	6,30	1,01	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02
Астраханская область	62%	62%	61%	68%	67%	67%	2,91	3,42	3,60	3,89	4,26	4,53	0,98	0,99	0,95	0,87	0,80	0,77
Волгоградская область	71%	68%	73%	70%	71%	72%	3,41	3,75	3,63	4,17	4,36	4,63	1,14	1,19	1,18	1,16	1,19	1,15
Ростовская область	55%	56%	58%	62%	62%	63%	3,91	4,29	4,55	4,98	5,13	5,34	1,36	1,31	1,28	1,24	1,20	1,17
Республика Дагестан	34%	32%	25%	27%	26%	26%	3,58	3,56	3,67	3,99	4,19	4,75	1,55	1,56	1,55	1,54	1,57	1,54
Республика Ингушетия	52%	49%	51%	50%	40%	26%	3,89	4,57	5,02	5,74	5,87	6,30	2,05	2,15	2,34	2,54	2,52	2,57
Кабардино-Балкарская Республика	37%	37%	37%	38%	38%	39%	4,55	4,90	5,37	6,17	5,74	6,55	2,19	2,15	2,10	2,12	2,17	2,15
Карачаево-Черкесская Республика	61%	58%	56%	64%	67%	65%	4,21	4,40	4,73	5,26	5,51	5,88	1,89	1,96	1,86	1,82	1,92	1,83
Республика Северная Осетия - Алания	71%	65%	50%	71%	76%	65%	4,29	4,67	4,29	5,42	5,59	6,29	1,52	1,54	1,57	1,63	1,71	1,58
Чеченская республика	36%	37%	38%	36%	34%	34%	4,33	3,77	5,18	5,74	5,78	6,26	2,22	2,27	2,18	2,25	2,25	2,24
Ставропольский край	65%	66%	67%	67%	67%	67%	3,74	4,02	4,41	4,86	4,93	5,17	1,56	1,53	1,56	1,54	1,55	1,52
Республика Башкортостан	79%	79%	79%	79%	81%	76%	2,77	2,80	3,02	3,31	3,52	3,91	1,06	1,04	1,02	1,00	0,95	0,91
Республика Марий Эл	41%	43%	43%	44%	45%	44%	4,00	4,17	4,90	5,09	5,38	5,51	1,55	1,49	1,54	1,47	1,39	1,37
Республика Мордовия	64%	63%	64%	62%	62%	56%	3,75	3,89	4,30	4,77	5,01	5,37	1,69	1,63	1,55	1,51	1,48	1,48
Республика Татарстан	75%	76%	77%	78%	78%	78%	2,71	2,78	2,96	3,25	3,39	3,61	0,75	0,75	0,74	0,73	0,71	0,69
Удмуртская республика	64%	64%	64%	65%	63%	66%	2,88	2,93	3,13	3,28	3,62	3,88	1,07	1,07	1,03	1,01	0,97	0,95
Чувашская Республика	53%	52%	51%	52%	53%	52%	3,01	3,08	3,52	4,12	4,20	4,57	1,72	1,76	1,69	1,62	1,56	1,48
Пермский край	70%	69%	68%	72%	75%	75%	2,76	2,81	3,08	3,61	3,68	3,99	0,81	0,80	0,83	0,79	0,78	0,75
Кировская область	54%	55%	55%	57%	60%	60%	3,22	3,34	3,63	4,11	4,28	4,58	1,67	1,67	1,66	1,63	1,60	1,51
Нижегородская область	60%	62%	60%	60%	59%	59%	3,59	3,70	4,11	4,59	5,01	5,17	1,14	1,14	1,10	1,08	1,04	1,01
Оренбургская область	82%	82%	82%	83%	81%	81%	3,44	3,49	3,81	4,34	4,51	4,84	0,89	0,89	0,91	0,88	0,85	0,79
Пензенская область	41%	40%	41%	41%	39%	38%	3,77	3,88	4,19	4,59	4,81	5,05	1,54	1,48	1,53	1,44	1,39	1,29
Самарская область	62%	62%	60%	60%	60%	62%	2,87	2,93	3,34	3,58	3,78	4,11	1,01	1,04	1,04	1,00	0,99	0,96
Саратовская область	53%	54%	55%	57%	57%	58%	3,33	3,46	3,79	4,42	4,79	5,11	1,53	1,51	1,48	1,38	1,32	1,30
Ульяновская область	53%	51%	52%	48%	49%	47%	3,97	3,84	4,14	4,63	4,77	5,04	1,46	1,47	1,45	1,42	1,39	1,32

Продолжение таблицы 8

Регион	Доля электропотребления на добычу полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды в электропотреблении по экономической деятельности						Средняя одноставочная цена с учетом передачи, руб./кВт·ч						Удельная занятость в ВРП региона, чел./тыс. руб. ВРП					
	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.
Курганская область	36%	35%	38%	52%	38%	38%	4,20	4,02	4,23	4,57	4,63	4,97	1,63	1,64	1,56	1,49	1,42	1,33
Свердловская область	72%	71%	74%	74%	75%	76%	2,98	2,99	3,16	3,51	3,55	3,89	0,88	0,90	0,87	0,84	0,81	0,80
Тюменская область	89%	90%	90%	91%	91%	91%	2,65	2,70	2,87	3,22	3,35	3,63	0,28	0,28	0,27	0,27	0,25	0,25
Челябинская область	82%	82%	84%	83%	83%	84%	3,04	3,07	3,39	3,77	3,93	4,28	1,11	1,11	1,14	1,13	1,13	1,14
Республика Алтай	40%	41%	32%	32%	28%	17%	4,02	4,25	4,74	4,92	5,10	5,29	1,60	1,60	1,55	1,55	1,47	1,39
Республика Тыва	41%	46%	48%	48%	48%	55%	4,25	4,81	5,17	5,39	5,98	6,14	1,30	1,33	1,37	1,29	1,32	1,27
Республика Хакасия	93%	93%	93%	93%	95%	96%	2,11	2,32	2,39	3,09	3,16	3,26	0,99	0,99	0,96	0,96	0,91	0,86
Алтайский край	54%	46%	46%	51%	50%	51%	3,78	3,21	3,51	3,40	3,50	3,66	1,77	1,74	1,69	1,67	1,66	1,61
Красноярский край	85%	85%	84%	87%	87%	87%	2,18	2,69	3,00	3,32	3,47	3,47	0,56	0,57	0,55	0,54	0,52	0,52
Иркутская область	82%	82%	81%	83%	81%	81%	1,45	1,93	2,08	2,19	2,23	2,23	0,83	0,83	0,78	0,74	0,72	0,70
Кемеровская область	85%	87%	84%	83%	83%	82%	2,33	2,72	3,05	3,29	3,42	3,64	1,15	1,12	1,14	1,10	1,08	1,06
Новосибирская область	45%	45%	43%	41%	42%	42%	2,03	2,46	2,91	3,04	3,18	3,32	1,08	1,08	1,05	1,01	0,97	0,94
Омская область	58%	58%	57%	54%	54%	52%	2,36	2,58	3,00	3,00	3,40	3,51	1,19	1,23	1,22	1,17	1,17	1,14
Томская область	72%	72%	72%	75%	74%	73%	2,78	3,14	3,32	3,66	3,70	3,92	0,79	0,77	0,78	0,80	0,82	0,81
Республика Бурятия	44%	46%	45%	46%	39%	37%	3,38	3,73	4,19	3,87	3,88	4,04	1,41	1,39	1,46	1,46	1,39	1,29
Республика Саха (Якутия)	77%	73%	68%	70%	66%	66%	3,76	3,83	4,68	5,44	5,52	4,33	0,46	0,45	0,43	0,44	0,42	0,41
Забайкальский край	45%	45%	46%	45%	38%	41%	3,07	3,36	3,80	3,64	3,77	3,89	1,40	1,40	1,40	1,32	1,31	1,26
Приморский край	46%	48%	46%	50%	50%	50%	3,75	3,85	4,03	4,23	4,26	4,35	0,96	0,97	1,01	0,98	0,96	0,88
Хабаровский край	67%	63%	59%	62%	54%	55%	3,00	3,10	3,40	3,58	3,54	3,59	0,86	0,87	0,89	0,87	0,86	0,83
Амурская область	37%	36%	34%	32%	31%	36%	3,17	3,20	3,46	3,63	3,63	3,69	1,13	1,05	1,08	1,10	1,07	0,94
Магаданская область	83%	83%	83%	84%	85%	86%	3,89	4,28	5,17	5,88	6,50	7,24	0,52	0,50	0,50	0,47	0,45	0,42
Еврейская автономная область	26%	25%	26%	76%	78%	77%	3,23	3,24	3,47	3,49	3,65	3,73	1,28	1,30	1,31	1,16	1,12	1,12

Примечание – Составлено авторами исследования по данным Росстат [9, 11, 12].

Коэффициенты корреляции между удельной электроемкостью и влияющими факторами (представлены в таблице 8 по данным за 2014 г. и 2019 г.) свидетельствуют о линейной независимости этих факторов, и, соответственно, об отсутствии мультиколлинеарности влияющих факторов.

На втором этапе исследования авторы исключили из данных многофакторной зависимости 2 региона – Республику Хакасию с аномально высокой электроемкостью ВРП, вызванной тем, что в регионе преобладает электроемкое производство алюминия, и Магаданскую область с самой высокой ценой электроэнергии, потому что эта область не входит в ценовые зоны энергорынка, не обладает электрическими связями с остальными регионами Российской Федерации. Параметры многофакторной зависимости удельной электроемкости ВРП по усеченной выборке представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Показатели множественной линейной регрессии удельной электроемкости ВРП и влияющих факторов (данные без Республики Хакасия и Магаданской области)

Год	Коэффициенты линейной регрессии			t-статистика			Множественный R	R-квадрат	F-критерий
	Доля энерго- емких ВЭД, x1	Цена эл. энергии, x2	Удельная занятость в ВРП, x3	Доля энерго- емких ВЭД, x1	Цена эл. энер- гии, x2	Уд.за- нятость в ВРП, x3			
2014г.	22,8	-2,41	4,67	10,03	-3,87	3,57	0,932	0,869	160,9
2015г.	23,1	-2,19	4,22	10,25	-3,79	3,40	0,935	0,874	169,0
2016г.	23,1	-2,06	4,57	10,19	-3,70	3,47	0,934	0,873	166,9
2017г.	23,9	-2,03	4,40	11,00	-4,19	3,51	0,940	0,883	184,2
2018г.	23,0	-1,69	4,05	10,65	-3,65	3,25	0,940	0,884	185,2
2019г.	22,9	-1,71	4,73	11,67	-4,04	3,74	0,946	0,895	208,5

Примечание – Составлено авторами исследования.

Авторы исследования отмечают, что при сравнении коэффициентов регрессии за рассмотренный ряд лет наиболее устойчивой является взаимосвязь между удельной электроемкостью и долей энергоемких видов деятельности, а значение коэффициента взаимосвязи между удельной электроемкостью и удельной занятостью подвержено колебаниям.

Что касается коэффициента линейной регрессии между удельной электроемкостью и средней одноставочной ценой электроэнергии, то его абсолютное значение на протяжении рассматриваемого периода неуклонно снижалось, и за 6 лет уменьшилось примерно в 1,5 раза. Очевидно, что это связано с тем, что в отличие от других влияющих факторов, цены электроэнергии подвержены росту во временной динамике.

Попытки добавить в модель зависимости удельной электроемкости климатические факторы, такие как среднегодовая температура наружного воздуха, количество дней с

температурой ниже 0, температура обеспеченностью 94% в холодный период года не привели к улучшению модели, так как вышеперечисленные влияющие факторы оказались статистически незначимыми.

Попытка исключить из влияющих факторов удельную занятость в ВРП региона привела к ухудшению модели (коэффициент линейного регрессии при второй влияющей переменной стал статистически незначимым).

Тест Голдфелда — Куандта для трехфакторной зависимости (по усеченной выборке 2019 года) дал следующие результаты. При критическом $F=2,014$ ($\alpha=0,05, 23, 23$) для первой переменной критерий $F=1,81$, для второй переменной $F=2,73$, для третьей переменной $F=1,51$).

Для устранения влияния гетероскедастичности авторами исследования был применен метод взвешенных наименьших квадратов с весом, равным обратной величине модуля отклонения аппроксимационной функции, полученной обычным методом наименьших квадратов, от действительного значения электроемкости региона. Сравнение показателей множественной регрессии, полученных обычным и взвешенным методом наименьших квадратов представлено в таблице 10.

Таблица 10 – Сравнение показателей множественной линейной регрессии удельной электроемкости ВРП и влияющих факторов (данные 2019 года без Республики Хакасия и Магаданской области) рассчитанных с помощью МНК и ВМНК

Показатель	МНК			ВМНК		
	Доля энерго- емких ВЭД, x1	Цена эл. энергии, x2	Удельная занятость в ВРП, x3	Доля энерго- емких ВЭД, x1	Цена эл. энергии, x2	Удельная занятость в ВРП, x3
Коэффициенты линейной регрессии	22,864	-1,715	4,732	23,054	-1,536	3,893
t-статистика	11,670	-4,035	3,742	45,783	-15,005	9,607
Множественный R	0,946			0,999		
R-квадрат	0,895			0,997		
F	208			8418		

Примечание – Составлено авторами исследования по данным Росстат [9, 11 – 13].

Полученное по данным за 2019 год с помощью взвешенного метода наименьших квадратов значение линейного коэффициента зависимости удельной электроемкости ВРП от средней цены электрической энергии (-1,53) авторы исследования использовали для оценки изменения электроемкости ВРП региона при определении эффективности введения межрегиональных тарифов на передачу электрической энергии в сопредельных регионах.

Для определения экономической эффективности введения межрегионального котлового тарифа авторы исследования произвели расчеты показателей удельной электроемкости ВРП для пар сопредельных регионов, в которых отмечается значительное

различие средневзвешенных тарифов на передачу электрической энергии, и средневзвешенное значение электроемкости ВРП для обоих регионов. Далее, исходя из плановых объемов передачи электроэнергии по сетям каждого из регионов и средних котловых тарифов на передачу электрической энергии рассчитан средний одноставочный котловой тариф на передачу для обоих регионов (в графе «совместно 2 региона»), который представляет собой оценочную величину единого межрегионального котлового тарифа. Результаты расчетов представлены в разделе «вариант 1 - существующее положение» расчетных таблиц.

В разделе «вариант 2 - при введении единого межрегионального котлового тарифа» расчетных таблиц рассчитаны величины средней одноставочной цены на электроэнергию с учетом передачи исходя из средней одноставочной цены покупки электроэнергии из варианта 1 и среднего одноставочного межрегионального котлового тарифа.

Изменение средней одноставочной цены электроэнергии в каждом регионе определяется как разность единого межрегионального котлового тарифа и регионального котлового тарифа. Для одного из регионов это изменение будет отрицательным, для другого – положительным.

С использованием линейного коэффициента взаимосвязи удельной электроемкости ВРП и средней цены электроэнергии (1,536) авторы исследования определили потенциальное изменение электроемкости ВРП при введении единого межрегионального котлового тарифа по сравнению с существующим положением. Совместная для 2-х регионов электроемкость ВРП рассчитана исходя из доли каждого региона в суммарном ВРП.

В условиях неизменности структуры ВРП и уровня технологической энергоэффективности рост удельной электроемкости ВРП должен соответствовать увеличению электропотребления региона, что должно приводить к росту загрузки электросетевой инфраструктуры и способствовать естественному торможению роста тарифов на передачу электрической энергии, а также уменьшению цены оптового рынка в одноставочном выражении из-за более интенсивного использования потребляемой электрической мощности. Напротив, снижение удельной электроемкости ВРП создает условия для удорожания электрической энергии для потребителей, которые получают ее по распределительным сетям.

В результате перехода на единый межрегиональный тариф в одном регионе за счет снижения конечной цены электроэнергии увеличивается удельное электропотребление на единицу ВРП. В другом регионе за счет увеличения конечной цены электроэнергии удельное электропотребление на единицу ВРП уменьшается. Если при этом суммарное для

двух регионов удельное электропотребление ВРП превышает исходное по варианту 1 для двух регионов удельное электропотребление, это свидетельствует о том, что введение единого межрегионального тарифа привело к положительному эффекту, так как снижение цены в одном из регионов стимулировало рост электропотребления на уровне, превышающем снижение электропотребления за счет роста цены в другом регионе. Таким образом, совместно для регионов создаются предпосылки для роста электропотребления, что позволяет сдерживать прирост котловых тарифов на услуги по передаче электроэнергии.

В качестве примера такой ситуации в таблице 11 представлен расчет возможного введения единого межрегионального котлового тарифа для таких сопредельных регионов, как Республика Карелия и Мурманская область, которые обслуживаются филиалами одной электросетевой компании ПАО «Россети Северо-Запад».

Таблица 11 – Расчет потенциального воздействия на удельную электроемкость ВРП введения единого межрегионального котлового тарифа на передачу электроэнергии в Республике Карелия и Мурманской области

Показатель	РЕГИОН		совместно 2 региона
	Республика Карелия	Мурманская область	
вариант 1 - существующее положение			
ПО по всем ВЭД, млн.кВт·ч	6 730,3	10 998,8	17 729,1
ВРП в ценах 2019 года, тыс. руб.	325 184,7	616 909,0	942 093,7
Доля в суммарном ВРП регионов	0,345	0,655	
Электроемкость ВРП, кВт·ч/тыс. руб.	20,70	17,83	18,82
средняя 1-ст цена покупки ээ, руб/кВт·ч	2,366	2,476	
средний 1-ст. котловой тариф, руб/МВт·ч	2,502	0,872	1,224
средняя 1-ст. цена с передачей, руб/МВт·ч	4,868	3,348	
плановый ПО по сетям, млн.кВт·ч	2 454,2	8 912,2	11 366,4
вариант 2 - при введении единого межрегионального котлового тарифа			
средний 1-ст. котловой тариф, руб/МВт·ч	1,224	1,224	
средняя 1-ст. цена с передачей, руб/МВт·ч	3,590	3,700	
Изменение ср.цены с передачей по сравнению с вариантом 1, руб/МВт·ч	-1,278	0,352	
Электроемкость ВРП, кВт·ч/тыс. руб.	22,66	17,29	19,14
Изменение электроемкости ВРП по сравнению с вариантом 1, кВт·ч/тыс. руб.	1,96	-0,54	0,32
то же в %	9,5%	-3,0%	1,7%

Примечание – Составлено авторами исследования по данным Росстат, СО ЕЭС и нормативным правовым актам субъектов РФ [2, 9, 11, 12, 13, 15 – 26].

Упрощенные расчеты, представленные в таблице 11, показывают, что средняя одноставочная цена покупки электроэнергии в Мурманской области была в полтора раза ниже, чем в Республике Карелия, за счет того, что средний котловой тариф в Мурманской области почти в 3 раза ниже. Если бы был введен единый межрегиональный тариф на передачу электрической энергии в Мурманской области и Республике Карелия, средний тариф на передачу электроэнергии в Республике Карелия снизился бы вдвое, в Мурманской

области повысился на 40%. В результате средняя одноставочная цена электроэнергии в Республике Карелия была бы ниже на 26%, а в Мурманской области выше на 11%.

Оценка влияния изменения средней цены электроэнергии на электроемкость ВРП проведена исходя из взаимосвязи между этими величинами, рассчитанной с помощью множественной линейной регрессии – снижение средней цены соответствует приросту ВРП с коэффициентом 1,536. Таким образом, понижение цены электроэнергии в Республике Карелия соответствовало бы росту электроемкости ВРП на 9,5%, а повышение цены электроэнергии в Мурманской области – снижению электроемкости ВРП на 1,7%. С учетом того, что ВРП Мурманской области примерно вдвое выше, чем ВРП Республики Карелия, совместная для двух регионов электроемкость ВРП была бы выше на 1,7%. Это свидетельствует о том, что положительный эффект от снижения цены электроэнергии в Республике Карелия вероятнее всего перевесит отрицательный эффект от повышения цены электроэнергии в Мурманской области, так что в целом для этих двух регионов введение единого межрегионального тарифа на передачу электрической энергии должно дать положительный эффект в плане роста электропотребления, что дает предпосылки для повышения загрузки электросетевой инфраструктуры и замедления роста тарифа на передачу электрической энергии.

Обратная ситуация складывается при рассмотрении другой пары субъектов Российской Федерации: Архангельской области и Ненецкого АО. В Ненецком АО ПАО «Россети Северо-Запад» обслуживает всего 20 км электросетей, остальные электросети изолированы от энергосистемы, и тариф на услуги по электропередаче установлен на гораздо более низком уровне, чем в Архангельской области (таблица 12).

Таблица 12 – Расчет потенциального воздействия на удельную электроемкость ВРП введения единого межрегионального котлового тарифа на передачу электроэнергии в Архангельской области и Ненецком АО

Показатель	РЕГИОН		совместно 2 региона
	Архангельская область (без НенАО)	Ненецкий АО	
вариант 1 - существующее положение			
ПО по всем ВЭД, млн.кВт·ч	6 217,3	2 185,7	8 403,0
ВРП в ценах 2019 года, тыс. руб.	559 051,1	331 115,4	890 166,5
Доля в суммарном ВРП регионов	0,628	0,372	
Электроемкость ВРП, кВт·ч/тыс. руб.	11,121	6,601	9,440
средняя 1-ст цена покупки ээ, руб/кВт·ч	2,376	5,210	
средний 1-ст. котловой тариф, руб/МВт·ч	2,906	0,566	2,577
средняя 1-ст. цена с передачей, руб/МВт·ч	5,282	5,776	
плановый ПО по сетям, млн.кВт·ч	2 294,3	376,0	2 670,3
вариант 2 - при введении единого межрегионального котлового тарифа			
средний 1-ст. котловой тариф, руб/МВт·ч	2,577	2,577	
средняя 1-ст. цена с передачей, руб/МВт·ч	4,952	7,787	
Изменение ср.цены с передачей по сравнению с вариантом 1, руб/МВт·ч	-0,329	2,010	
Электроемкость ВРП, кВт·ч/тыс. руб.	11,627	3,513	8,609
Изменение электроемкости ВРП по сравнению с вариантом 1, кВт·ч/тыс. руб.	0,506	-3,088	-0,831
то же в %	4,6%	-46,8%	-8,8%

Примечание – Составлено авторами исследования по данным Росстат, СО ЕЭС и нормативным правовым актам субъектов РФ [2, 9, 11, 12, 13, 15 – 26].

Упрощенные расчеты, представленные в таблице 12, показывают, что средняя одноставочная цена тарифа покупки электроэнергии в Ненецком АО вдвое выше, чем одноставочная цена энергорынка в Архангельской области, но за счет того, что средний котловой тариф в Ненецком АО в 6 раз ниже, разница одноставочной цены для регионов составляет всего 9%. Если бы был введен единый межрегиональный тариф на передачу электрической энергии в Архангельской области и Ненецком АО, средний тариф на передачу электроэнергии в Архангельской области снизился бы всего на 13%, в Ненецком АО повысился в 5 раз. В результате средняя одноставочная цена электроэнергии в Архангельской области была бы ниже на 6%, а в Ненецком АО возросла бы на 135%.

Оценка влияния изменения средней цены электроэнергии на электроемкость ВРП проведена исходя из взаимосвязи между этими величинами, рассчитанной с помощью множественной линейной регрессии – снижение средней цены соответствует приросту ВРП с коэффициентом 1,536. Таким образом, понижение цены электроэнергии в Архангельской области соответствовало бы росту электроемкости ВРП на 5%, а повышение цены электроэнергии в Ненецком АО – снижению электроемкости ВРП на 47%. С учетом соотношения ВРП Архангельской области и Ненецкого АО (0,628 – 0,372) совместная для двух регионов электроемкость ВРП была бы ниже на 8,8%. Это свидетельствует о том, что

отрицательный эффект от повышения цены электроэнергии в Ненецком АО значительно превышает положительный эффект от снижения цены электроэнергии в Архангельской области, так что в целом для этих двух регионов введение единого межрегионального тарифа на передачу электрической энергии не даст положительного эффекта в плане роста электропотребления, что может привести к снижению загрузки электросетевой инфраструктуры в Ненецком АО и спровоцировать ускорение роста тарифа на передачу электрической энергии.

Авторы исследования рассчитали потенциальное влияние на электроемкость ВРП введения межрегиональных тарифов для регионов, в которых эти тарифы введены с 1 июля 2021 года. Однако потенциальное влияние можно рассчитать только в ценах 2019 года, так как ВРП ни для 2020 года, ни, тем более, для 2021 года на момент проведения исследований не опубликован.

Расчет потенциального эффекта от введения межрегионального тарифа на услуги по передаче электроэнергии для такой пары субъектов Российской Федерации, как Ростовская область и Республика Калмыкия приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет потенциального воздействия на удельную электроемкость ВРП введения единого межрегионального котлового тарифа на передачу электроэнергии в Ростовской области и Республике Калмыкия

Показатель	РЕГИОН		совместно 2 региона
	Ростовская область	Республика Калмыкия	
вариант 1 - существующее положение			
ПО по всем ВЭД, млн.кВт·ч	12 978,6	205,7	13 184,3
ВРП в ценах 2019 года, тыс. руб.	1 637 748,1	88 948,9	1 726 697,0
Доля в суммарном ВРП регионов	0,948	0,052	
Электроемкость ВРП, кВт·ч/тыс. руб.	7,925	2,313	7,636
средняя 1-ст цена покупки ээ, руб/кВт·ч	2,635	2,931	
средний 1-ст. котловой тариф, руб/МВт·ч	2,704	3,390	2,743
средняя 1-ст. цена с передачей, руб/МВт·ч	5,339	6,321	
плановый ПО по сетям, млн.кВт·ч	7 617,7	451,7	8 069,4
вариант 2 - при введении единого межрегионального котлового тарифа			
средний 1-ст. котловой тариф, руб/МВт·ч	2,743	2,743	
средняя 1-ст. цена с передачей, руб/МВт·ч	5,378	5,674	
Изменение ср.цены с передачей по сравнению с вариантом 1, руб/МВт·ч	0,038	-0,647	
Электроемкость ВРП, кВт·ч/тыс. руб.	7,866	3,307	7,631
Изменение электроемкости ВРП по сравнению с вариантом 1, кВт·ч/тыс. руб.	-0,059	0,994	-0,005
то же в %	-0,7%	43,0%	-0,1%

Примечание – Составлено авторами исследования по данным Росстат, СО ЕЭС и нормативным правовым актам субъектов РФ [2, 9, 11, 12, 13, 15 – 26].

Представленная в таблице 13 упрощенная оценка влияния изменения средней цены электроэнергии на электроемкость ВРП, проведенная исходя из взаимосвязи между этими величинами (снижение средней цены соответствует приросту ВРП с коэффициентом 1,536)

показывает, что почти двукратное снижение одноставочной цены электроэнергии в Республике Калмыкия с введением межрегионального котлового тарифа может соответствовать приросту электроемкости ВРП (которая ниже, чем в Ростовской области в 3,4 раза) на 43%, а повышение цены электроэнергии в Ростовской области – снижению электроемкости ВРП всего на 1%. С учетом преобладания ВРП Ростовской области (0,948 доля из двух регионов) совместная для двух регионов электроемкость ВРП после введения межрегионального тарифа должна снизиться на 0,1%. Поэтому заметный положительный эффект от внедрения межрегионального тарифа на услуги по передаче электроэнергии в целом для этих двух регионов не прогнозируется, однако можно ожидать, что введение межрегионального тарифа должно привести к повышению электроемкости ВРП Республики Калмыкия, и снижение тарифа на передачу позволит увеличить загрузку сетевой инфраструктуры в этом субъекте Российской Федерации.

Расчет потенциального эффекта от введения межрегионального тарифа на услуги по передаче электроэнергии для Курганской и Тюменской областей (совместно с Ямало-Ненецким и Ханты-Мансийским автономными округами) приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет потенциального воздействия на удельную электроемкость ВРП введения единого межрегионального котлового тарифа на передачу электроэнергии в Курганской области и Тюменской области

Показатель	РЕГИОН		совместно 2 региона
	Курганская область	Тюменская область	
вариант 1 - существующее положение			
ПО по всем ВЭД, млн кВт·ч	2 803,1	89 076,4	91 879,5
ВРП в ценах 2019 года, тыс. руб.	233 468,6	8 919 088,8	9 152 557,4
Доля в суммарном ВРП регионов	0,026	0,974	
Электроемкость ВРП, кВт·ч/тыс. руб.	12,006	9,987	10,039
средняя 1-ст цена покупки ээ, руб/кВт·ч	2,544	2,145	
средний 1-ст. котловой тариф, руб/МВт·ч	2,422	1,484	1,530
средняя 1-ст. цена с передачей, руб/МВт·ч	4,967	3,629	
плановый ПО по сетям, млн.кВт·ч	2 681,6	51 815,4	54 497,0
вариант 2 - при введении единого межрегионального котлового тарифа			
средний 1-ст. котловой тариф, руб/МВт·ч	1,530	1,530	
средняя 1-ст. цена с передачей, руб/МВт·ч	4,075	3,675	
Изменение ср.цены с передачей по сравнению с вариантом 1, руб/МВт·ч	-0,892	0,046	
Электроемкость ВРП, кВт·ч/тыс. руб.	13,377	9,916	10,005
Изменение электроемкости ВРП по сравнению с вариантом 1, кВт·ч/тыс. руб.	1,371	-0,071	-0,034
то же в %	11,4%	-0,7%	-0,3%

Примечание – Составлено авторами исследования по данным Росстат, СО ЕЭС и нормативным правовым актам субъектов РФ [2, 9, 11, 12, 13, 15 – 26].

Представленная в таблице 14 упрощенная оценка влияния изменения средней цены электроэнергии на электроемкость ВРП, проведенная исходя из взаимосвязи между этими величинами (снижение средней цены соответствует приросту ВРП с коэффициентом 1,536)

показывает, что снижение одноставочной цены электроэнергии в Курганской области при переходе на межрегиональный котловой тариф может соответствовать приросту электроемкости ВРП (которая на 20% выше, чем в Тюменской области с ХМАО и ЯНАО) на 11,4%, а повышение цены электроэнергии в Тюменской области – снижению электроемкости ВРП всего на 0,7%. С учетом преобладания ВРП Тюменской области (0,974 доля из двух регионов) совместная для двух регионов электроемкость ВРП после введения межрегионального тарифа должна снизиться на 0,3%. Поэтому заметный положительный эффект от внедрения межрегионального тарифа на услуги по передаче электроэнергии в целом для этих двух регионов не прогнозируется. Основным ожидаемым эффектом должно быть дополнительное повышение электроемкости ВРП Курганской области за счет снижения тарифа на передачу, что может позволить увеличить загрузку сетевой инфраструктуры в этом субъекте Российской Федерации и сдержать рост тарифа на передачу электроэнергии.

Также авторы исследования оценили влияние на электроемкость ВРП введения межрегионального тарифа в третьей паре регионов: Алтайский край и Республика Алтай (таблица 15).

Таблица 15 – Расчет потенциального воздействия на удельную электроемкость ВРП введения единого межрегионального котлового тарифа на передачу электроэнергии в Алтайском крае и Республике Алтай

Показатель	РЕГИОН		совместно 2 региона
	Алтайский край	Республика Алтай	
вариант 1 - существующее положение			
ПО по всем ВЭД, млн.кВт·ч	6 928,3	286,1	7 214,4
ВРП в ценах 2019 года, тыс. руб.	630 813,8	58 976,8	689 790,6
Доля в суммарном ВРП регионов	0,915	0,085	
Электроемкость ВРП, кВт·ч/тыс. руб.	10,983	4,851	10,459
средняя 1-ст цена покупки ээ, руб/кВт·ч	2,042	2,172	
средний 1-ст. котловой тариф, руб/МВт·ч	1,622	3,123	1,692
средняя 1-ст. цена с передачей, руб/МВт·ч	3,664	5,295	
плановый ПО по сетям, млн.кВт·ч	4 290,5	211,0	4 501,5
вариант 2 - при введении единого межрегионального котлового тарифа			
средний 1-ст. котловой тариф, руб/МВт·ч	1,692	1,692	
средняя 1-ст. цена с передачей, руб/МВт·ч	3,734	3,864	
Изменение ср.цены с передачей по сравнению с вариантом 1, руб/МВт·ч	0,070	-1,431	
Электроемкость ВРП, кВт·ч/тыс. руб.	10,875	7,049	10,548
Изменение электроемкости ВРП по сравнению с вариантом 1, кВт·ч/тыс. руб.	-0,108	2,198	0,089
то же в %	-1,0%	45,3%	0,9%

Примечание – Составлено авторами исследования по данным Росстат, СО ЕЭС и нормативным правовым актам субъектов РФ [2, 9, 11, 12, 13, 15 – 26].

Представленная в таблице 15 упрощенная оценка влияния изменения средней цены электроэнергии на электроемкость ВРП, проведенная исходя из взаимосвязи между этими

величинами (снижение средней цены соответствует приросту ВРП с коэффициентом 1,536) показывает, что снижение одноставочной цены электроэнергии в Республике Алтай при переходе на межрегиональный котловой тариф может соответствовать приросту электроемкости ВРП (которая в 2 раза ниже, чем в Алтайском крае) на 45%, а повышение цены электроэнергии в Алтайском крае на 0,07 руб./кВт·ч – снижению электроемкости ВРП всего на 1,0%. С учетом преобладания ВРП Алтайского края (0,915 доля из двух регионов) совместная для двух регионов электроемкость ВРП после введения межрегионального тарифа должна увеличиться на 0,9%. Поэтому возможен небольшой положительный эффект от внедрения межрегионального тарифа на услуги по передаче электроэнергии в целом для этих двух регионов. Однако авторы исследования заметили, что максимальным коэффициент сопредельной дифференциации для Республики Алтай является не с Алтайским краем, а с Республикой Хакасия. Республика Хакасия была исключена при расчете трехфакторной регрессии электроемкости ВРП от доли электроемких видов деятельности, цены электроэнергии и удельной занятости в ВРП. Однако авторы исследования применили в таблице 16 к паре регионов (Республика Алтай и Республика Хакасия) упрощенный метод оценки влияния цены на электроемкость исходя из взаимосвязи между этими величинами ранее (снижение средней цены соответствует приросту ВРП с коэффициентом 1,536).

Таблица 16 – Расчет потенциального воздействия на удельную электроемкость ВРП введения единого межрегионального котлового тарифа на передачу электроэнергии в Республике Хакасия и Республике Алтай

Показатель	РЕГИОН		совместно 2 региона
	Республика Хакасия	Республика Алтай	
вариант 1 - существующее положение			
ПО по всем ВЭД, млн.кВт·ч	14 913,4	286,1	15 199,5
ВРП в ценах 2019 года, тыс. руб.	256 250,8	58 976,8	315 227,6
Доля в суммарном ВРП регионов	0,813	0,187	
Электроемкость ВРП, кВт·ч/тыс. руб.	58,198	4,851	48,218
средняя 1-ст цена покупки ээ, руб/кВт·ч	1,692	2,172	
средний 1-ст. котловой тариф, руб/МВт·ч	1,569	3,123	1,735
средняя 1-ст. цена с передачей, руб/МВт·ч	3,261	5,295	
плановый ПО по сетям, млн.кВт·ч	1 770,0	211,0	1 981,0
вариант 2 - при введении единого межрегионального котлового тарифа			
средний 1-ст. котловой тариф, руб/МВт·ч	1,735	1,735	
средняя 1-ст. цена с передачей, руб/МВт·ч	3,427	3,906	
Изменение ср.цены с передачей по сравнению с вариантом 1, руб/МВт·ч	0,166	-1,389	
Электроемкость ВРП, кВт·ч/тыс. руб.	57,944	6,984	48,410
Изменение электроемкости ВРП по сравнению с вариантом 1, кВт·ч/тыс. руб.	-0,254	2,133	0,192
то же в %	-0.4%	44.0%	0.4%

Примечание – Составлено авторами исследования по данным Росстат, СО ЕЭС и нормативным правовым актам субъектов РФ [2, 9, 11, 12, 13, 15 – 26].

Представленная в таблице 16 упрощенная оценка влияния изменения средней цены электроэнергии на электроемкость ВРП, проведенная исходя из взаимосвязи между этими величинами (снижение средней цены соответствует приросту ВРП с коэффициентом 1,536) показывает, что снижение одноставочной цены электроэнергии в Республике Алтай при переходе на межрегиональный котловой тариф может соответствовать приросту электроемкости ВРП (которая в 12 раз ниже, чем в Хакасии) на 44%, а повышение цены электроэнергии в Республике Хакасия – снижению электроемкости ВРП всего на -0,4%. С учетом преобладания ВРП Республики Хакасия (0,813 доля из двух регионов) совместная для двух регионов электроемкость ВРП после введения межрегионального тарифа должна увеличиться на 0,4% - и это меньше, чем в варианте введения межрегионального тарифа в Республике Алтай и Алтайском крае. Отсюда следует вывод о том, что положительный эффект от введения межрегионального тарифа не всегда проявляется для сопредельных регионов с максимальной разницей средневзвешенных тарифов на услуги по передаче электроэнергии. Положительный эффект от введения межрегионального тарифа возникает при определенных соотношениях:

- объемов валового регионального продукта,
- электропотребления по видам экономической деятельности,
- средних цен покупки электроэнергии и тарифов на услуги по передаче электрической энергии.

Выявление тарифных последствий от практического внедрения единых межрегиональных тарифов

В соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 27.05.2021 г. №1384-р «О пересмотре установленных и подлежащих применению предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии» ряд субъектов РФ перешли на совместное (единое) тарифное регулирование при формировании тарифов на услуги по передаче электрической энергии для прочих потребителей (за исключением населения и приравненных к данной категории потребителей). В связи с вводом единого тарифного пространства, пересмотр предельных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии осуществлен ФАС России с 01.07.2021 г. на территории следующих субъектов РФ:

- Республика Алтай и Алтайский край,
- Ростовская область и Республика Калмыкия,

– Курганская область и Тюменская область (включая Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий автономный округ) [14].

Органами государственной власти вышеуказанных субъектов Российской Федерации с 01.07.2021 г. осуществлен пересмотр тарифов на услуги по передаче электроэнергии, оказываемые потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, а также индивидуальных тарифов на услуги по передаче электроэнергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями.

Пересмотр с 1 июля 2021 г. единых (котловых) тарифов осуществлялся только для потребителей, относящихся к тарифной группе «прочие потребители» (промышленные предприятия, юридические лица, предприниматели и т.д.). При этом, пересмотр долгосрочных параметров регулирования территориальных сетевых организаций, а также пересмотр параметров сводного прогнозного баланса на 2021 г., применяемых при расчете регулируемых цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии, не производился.

Можно сделать вывод о том, что при установлении (пересмотре) межрегиональных тарифов показатели для целей расчета, применяемые регулирующими органами до пересмотра тарифов при утверждении (расчете) единых (котловых) тарифов на территории каждого из субъектов РФ, не менялись. К указанным величинам относятся:

- экономически обоснованные единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии,
- НВВ сетевых организаций без учета оплаты потерь, учтенная при утверждении (расчете) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории субъекта РФ,
- плановый объем полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, включая население и прочих потребителей, с дифференциацией по диапазонам напряжения,
- величина заявленной мощности всех потребителей, включая население и прочих потребителей, оплачивающих услуги по передаче по единым (котловым) тарифам на услуги по передаче электрической энергии с дифференциацией по диапазонам напряжения.

Установление межрегиональных тарифов фактически привело к перераспределению величины перекрестного субсидирования, учитываемой при определении указанных тарифов на услуги по передаче электрической энергии, то есть часть величины перекрестного субсидирования с потребителей одного региона перекладывается на потребителей другого региона. Указанное перераспределение приводит к тому, что в паре субъектов РФ, для которых определены межрегиональные тарифы при существующей системе договорных отношений (территориальный принцип ценообразования в рамках

одного субъекта РФ), в одном из субъектов РФ при расчетах по заключенным территориальными сетевыми организациями договоров сбор «котловой» необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций не будет обеспечен, а в другом субъекте РФ будет избыточен. При этом совокупная «котловая» выручка двух регионов РФ, для которых установлены межрегиональные тарифы, должна обеспечить суммарную НВВ территориальных сетевых организаций, осуществляющих деятельность по передаче электрической энергии на территориях каждого из регионов, и определенную регулирующими органами до пересмотра тарифов. Таким образом, возникает новый вид межрегионального перекрестного субсидирования.

В тоже время анализ тарифных последствий формирования единых межрегиональных тарифов на услуги по передаче электроэнергии, проведенный авторами исследования, показал, что при принятии региональными регулирующими органами тарифных решений имеет место не всегда корректный расчёт величины перекрестного субсидирования, не соответствующий принципам, изложенным в Основых ценообразования, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 №1178.

Анализ перераспределения величины перекрестного субсидирования после утверждения межрегиональных тарифов представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Анализ перераспределения величины перекрестного субсидирования после утверждения межрегиональных тарифов, тыс. руб.

Утверждения межрегиональных тарифов, тыс. руб.					
№ п/п	Субъекты РФ	Величина перекрестного субсидирования			
		До ввода межрегионального тарифа	После ввода межрегионального тарифа (по расчету авторов исследования исходя из ТБР)	Отклонения	После ввода межрегионального тарифа (по данным решений регулирующих органов)
1.Республика Алтай и Алтайский край					
1.1.	Республика Алтай	119 933,65	- 7 988,76	- 127 922,41	нет данных
1.2.	Алтайский край	820 691,11	820 530,93	- 160,18	нет данных
1.3.	Всего по двум регионам	940 624,76	812 542,17	- 128 082,59	794 991,17
2.Ростовская область и Республика Калмыкия					
2.1.	Ростовская область	2 768 947,42	2 686 571,61	- 82 375,81	нет данных
2..2	Республика Калмыкия	225 302,65	277 390,54	52 087,89	нет данных
2.3.	Всего по двум регионам	2 994 250,07	2 963 962,15	- 30 287,92	нет данных
3.Тюменская область и Курганская область					
3.1.	Тюменская область	5 562 930,08	5 847 409,34	284 479,26	нет данных
3.2.	Курганская область	835 453,06	551 091,68	- 284 361,38	нет данных
3.3.	Всего по двум регионам	6 398 383,14	6 398 501,01	117,87	нет данных

Примечание – Составлено авторами по данным тарифных решений регуляторов [15 – 26].

Анализ принятых тарифных решений, проведенный авторами исследования, показал, что установленные межрегиональные тарифы не во всех регионах обеспечивают сбор совокупной котловой НВВ по тарифной группе потребителей «прочие».

Анализ обеспечения котловой НВВ после установления межрегиональных тарифов представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Анализ обеспечения котловой НВВ после установления межрегиональных тарифов, тыс. руб.

№ п/п	Субъекты РФ	Котловая НВВ потребителей по тарифной группе «прочие»		
		До ввода межрегионального тарифа	После ввода межрегионального тарифа (по расчету авторов исследования исходя из ТБР)	Отклонения
1. Республика Алтай и Алтайский край				
1.1.	Республика Алтай	338 859,8	210 937,3	-127 922,4
1.2.	Алтайский край	3 730 651,8	3 730 491,6	-160,2
1.3.	Всего по двум регионам	4 069 511,5	3 941 428,9	-128 082,6
2. Ростовская область и Республика Калмыкия				
2.1.	Ростовская область	10 628 596,4	10 546 220,8	-82 375,6
2.2.	Республика Калмыкия	685 084,4	737 148,0	52 063,6
2.3.	Всего по двум регионам	11 313 680,8	11 283 368,8	-30 312,0
3. Тюменская область и Курганская область				
3.1.	Тюменская область	42 523 390,6	42 807 872,9	284 482,3
3.2.	Курганская область	3 270 554,6	2 809 940,1	-460 614,5
3.3.	Всего по двум регионам	45 793 945,2	45 617 813,0	-176 132,2

Примечание – Составлено авторами по данным тарифных решений регуляторов [15 – 26].

По мнению авторов исследования, на принятые тарифно-балансовые решения на второе полугодие 2021 г. в отдельных субъектах РФ являются несбалансированными.

Указанные отклонения между установленной региональными органами величиной экономически обоснованной НВВ, определенной при расчете тарифов до пересмотра и величиной НВВ, определенной по межрегиональным тарифам, установленным после пересмотра, прежде всего обусловлено несовершенством нормативной правовой базы в области регулирования тарифов, так как при внесении изменений, касающихся установления межрегиональных тарифов, в Основы ценообразования, одновременно не были внесены изменения в Методические указания в части регламентирования методики расчета межрегиональных тарифов. Авторы исследования отмечают, что существующие подходы к тарифообразованию не содержит порядка расчета величины перекрестного субсидирования и учета данной величины при расчете единых (котловых) тарифов.

Сформированные региональными регулирующими органами по результатам ввода межрегиональных тарифов на электрическую энергию отклонения по величине необходимой валовой выручки, могут быть следствием выполнения обязательных требований по соблюдению предельного уровня минимальных и максимальных уровней

тарифов на услуги по передаче электрической энергии, утверждаемых ФАС России (таблица 19).

Таблица 19 – Сравнительный анализ предельного максимального уровня тарифов ФАС России и утвержденного величины регулируемыми органами на второе полугодие 2021 г., руб./кВт·ч

№ п/п	Показатели	ВН	СН1	СН2	НН
1	Республика Алтай, Алтайский край				
1.1	Предельные ФАС России	0,93	1,62	1,87	2,90
1.2	Утверждено региональным регулятором	0,93	1,62	1,87	2,90
2	Ростовская область, Республика Калмыкия				
2.1	Предельные ФАС России	2,60	2,89	3,00	3,80
2.2	Утверждено региональным регулятором	2,60	2,89	3,00	3,80
3	Тюменская и Курганская область				
3.1	Предельные ФАС России	1,63	2,67	2,86	3,02
3.2	Утверждено региональным регулятором	1,63	2,67	2,86	3,02

Примечание – Составлено авторами по данным [27].

При принятии тарифных решений по утверждению межрегиональных тарифов для соблюдения предельного уровня тарифа на электрическую энергию региональные регулирующие органы должны были одновременно пересмотреть размер необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций. Таким образом, существующие недочеты государственной тарифной политики в отношении распределительного комплекса находят свое отражение и при формировании межрегиональных тарифов: прежде всего несоблюдение баланса интересов потребителей и производителей, ограничение роста тарифов с учетом инфляционных процессов.

3 Формирование предложений по введению единых межрегиональных тарифов на услуги по передаче электрической энергии

Совершенствование системы и методологии тарифного регулирования

В настоящее время единственным методом формирования межрегиональных тарифов является расчет на основании «Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» (утв. Приказом ФСТ России от 06.08.2004 №20-э/2) с применением суммарных исходных данных для регионов, где происходит формирование межрегиональных тарифов.

При расчете экономически обоснованных тарифов на передачу электрической энергии используется большое количество характеризующих деятельность электросетевых организаций величин, условно распределенных по 4-м уровням напряжения. В процессе формирования НВВ такие величины, как амортизация, прибыль на производственное развитие и налог на имущество прямо относятся к НВВ на уровне напряжения, к которому распределяется соответствующее оборудование, другие затраты и расходы из прибыли распределяются между уровнями напряжения пропорционально количеству условных единиц обслуживания, дифференцируемых по уровням напряжения в соответствии с условными формулами, разработанными для учета трудозатрат. К сформированной таким образом по уровням напряжения НВВ на содержание электрических сетей при расчете тарифов добавляется часть НВВ более высоких уровней напряжения, полученная величина перераспределяется пропорционально между величинами мощности, потребляемой на данном уровне напряжения, и трансформируемой на более низкие уровни напряжения.

Величина тарифов по уровням напряжения, сформированных по методическим указаниям, существенно зависит не только от величины необходимой валовой выручки, но и соотношения величин мощности, потребляемой по каждому из уровней напряжения и мощности, передаваемой на более низкий уровень напряжения. Медианное соотношение экономически обоснованного тарифа на содержание электрических сетей по СН1 к тарифу для ВН в 2021 году составило 1,5. Но в Вологодской области оно равно 4, в Оренбургской области = 3,4, в Республике Хакасии = 3,8, в Республике Карелия и Смоленской области = 3. Напротив, в Амурской и Архангельской областях, г. Санкт-Петербург, Забайкальском крае, Ленинградской области, Пензенской области, Республике Мордовия, Саратовской области тариф на содержание электрических сетей на СН1 ниже, чем на ВН.

Медианное соотношение экономически обоснованного тарифа на содержание сетей СН2 к тарифу для ВН составило 2,4, тарифа для НН к тарифу для ВН составило 3. Однако в Республике Башкортостан экономически обоснованный тариф на содержание

электрических сетей СН2 в 6,8 раз больше, чем тариф для ВН, а экономически обоснованный тариф на содержание сетей НН больше тарифа для ВН в 10 раз.

В меньшей степени превышение медианного соотношения наблюдается у экономически обоснованных тарифов в Кемеровской области, Республике Коми, Самарской, Свердловской, Смоленской областях, Ставропольском и Хабаровском краях, в Чеченской Республике.

Фактически дифференцированные по 4 уровням напряжения «экономически обоснованные» тарифы на услуги по передаче электроэнергии не являются экономически обоснованными, так как не учитывают соответствие фактической загрузки электрических сетей объемам установленного оборудования. В «Методических указаниях по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала» [28] предусмотрено, с 1 июля 2014 года что для определения базы инвестированного капитала сумма инвестиций в объекты капитальных вложений, которые не используются в соответствии с их проектной (установленной) мощностью уменьшается пропорционально отношению используемой и проектной мощностей объектов. Однако учет степени загрузки производится только в отношении объектов электросетевого хозяйства, фактически введенных в эксплуатацию в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой. А стоимость содержания существующих электросетевых объектов принимается для расчета тарифов на передачу электроэнергии без учета степени загрузки этих объектов, то есть эта стоимость превышает экономически обоснованную.

Кроме того, формирование тарифов по существующим методическим указаниям не учитывает категории надежности электроснабжения, хотя очевидно, что более высокая категория надежности обеспечивается бóльшим объемом электросетевого оборудования, и поэтому обеспечение передачи электроэнергии с большей категорией надежности для потребителей должно оплачиваться по более высокому тарифу.

Диспропорции в величине тарифов по уровням напряжения сглаживаются за счет распределения перекрестного субсидирования между уровнями напряжения, и это распределение не регламентировано ни Методическими указаниями, ни другими нормативными документами.

Вышеприведенные недостатки существующей системы формирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии проявляются и при формировании межрегиональных тарифов. Единственным положительным фактором может выступать сглаживание диспропорций НВВ и объемов потребления и трансформации по уровням напряжения при объединении этих показателей по двум регионам – но такой эффект может проявиться не для каждого из межрегиональных тарифов.

Формирование межрегиональных тарифов учитывает бóльший объем показателей деятельности электросетевых организаций, так как учитываются электросетевые организации двух или нескольких регионов.

Решение задачи определения экономически обоснованной величины необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей должен упростить эталонный метод, который планируется к более широкому внедрению в практику тарифного регулирования в сфере передачи электрической энергии. Но этот метод использует данные о количестве условных единиц обслуживания электрических сетей. Правильность представленных регулирующими организациями величин количества условных единиц по уровням напряжения и в целом может подвергаться сомнению, тем более если эти данные относятся не к одному, а к нескольким регионам.

По мнению авторов исследования, существующие методические указания следует дополнить разделом, регламентирующим процедуру расчета единых межрегиональных тарифов на услуги по передаче электрической энергии, в котором должен быть нормативно установлен порядок формирования единых межрегиональных тарифов в части сохранения (либо снижения) НВВ электросетевых организаций, сохранения тарифов для населения, определения объема перекрестного субсидирования, учитываемого в расчете межрегиональных тарифов для категории «прочие потребители», и алгоритм распределения объемов перекрестного субсидирования между уровнями напряжения, как, впрочем, желательно это сделать и для региональных тарифов.

При формировании единых межрегиональных котловых тарифов на передачу электрической энергии должен быть нормативно установлен порядок расчета одноставочных тарифов для потребителей категории «прочие» независимо от интенсивности использования мощности в каждом из регионов.

Методология тарифного регулирования в условиях формирования единых межрегиональных тарифов на передачу электрической энергии должна основываться на принципах сохранения регионального уровня тарифов для категории «население», недопущения прироста перекрестного субсидирования населения. Также методология формирования единых межрегиональных тарифов должна учитывать неизменность НВВ ТСО при переходе на межрегиональный тариф.

Ключевые факторы формирования единых межрегиональных тарифов на услуги по передаче электроэнергии

Для выявления регионов, имеющих значительное превышение средневзвешенного тарифа на услуги по передаче электрической энергии, по сравнению с соседними регионами, использовать метод расчета коэффициентов сопредельной дифференциации. По

состоянию на 2020 год такими регионами являлись Республика Тыва, Архангельская область, Республика Саха (Якутия), Республика Бурятия, Республика Коми, Забайкальский край, Красноярский край, Республика Карелия, Тюменская область, Республика Марий Эл, Ульяновская область, Республика Алтай, Оренбургская область, Кировская область, Республика Калмыкия (коэффициенты сопредельной дифференциации 8,33-1,72).

Введение межрегионального тарифа именно в сопредельных регионах с максимальной разницей в тарифах не всегда может оказать совокупное позитивное влияние на электроемкость валового регионального продукта для обоих регионов. В результате исследования авторы пришли к мнению, что решение о необходимости межрегионального выравнивания тарифов на услуги по передаче электроэнергии должно в каждом конкретном случае базироваться на комплексной оценке экономической ситуации в регионах. При проведении этой оценки предполагается, наряду с другими методами использовать сравнительный анализ временной динамики ВРП, электропотребления, занятости и объема основных фондов, а также сравнение результатов прогнозного расчета совокупной электроемкости регионов после выравнивания тарифов на передачу электроэнергии с электроемкостью при региональных тарифах на передачу.

Также авторы исследования рекомендуют при выборе регионов для введения межрегионального тарифа отдавать предпочтение регионам, в которых доминирующие электросетевые организации являются филиалами одной межрегиональной электросетевой компании. Целесообразность такого предпочтения обусловлена двумя факторами. Во-первых, объединение тарифов в рамках одной межрегиональной сетевой компании упростит финансовые потоки от возникающего межрегионального перекрестного субсидирования, так как МРСК может выступать котлодержателем и ответственным оператором электросетевых услуг в регионах, объединяемых межрегиональным котловым тарифом.

Во-вторых, введение межрегиональных тарифов в регионах одной МРСК частично решает проблему непрозрачности затрат и доходов на управленческую деятельность межрегиональных сетевых компаний. В целом эту проблему можно решить принятием межрегионального тарифа единым для всех регионов, в которых осуществляет свою деятельность межрегиональная сетевая компания, тогда органы тарифного регулирования смогут оценить централизованные расходы МРСК, распределяемые на тарифы в каждом регионе. В настоящее время региональный орган тарифного регулирования оценивает только долю этих расходов, приходящийся на его регион, и, зачастую, сомневается в их экономической обоснованности, потому что не имеет возможности оценить эти расходы в целом и справедливость отнесения их доли на этот регион.

Авторы исследования предлагают внести изменения в «Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» (утв. Приказом ФСТ России от 06.08.2004 №20-э/2), либо разработать новые методические указания о порядке расчета регулируемых тарифов на услуги по передаче электрической энергии. В новой редакции либо методических указаниях предлагается учесть соответствие фактической загрузки электрических сетей проектной (установленной) мощности электросетевого оборудования для всех объектов, а не только в отношении объектов электросетевого хозяйства, фактически введенных в эксплуатацию в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой. Также рекомендуется ввести дифференциацию тарифов на услуги по передаче электрической энергии по категориям надежности потребителей. Кроме того, назрела необходимость регламентировать порядок определения объемов и распределения перекрестного субсидирования между уровнями напряжения в процессе формирования тарифов для категории «прочие потребители».

По мнению авторов исследования, для электросетевых организаций первостепенное значение имеет выручка в целом, а ее распределение по уровням напряжения не имеет принципиального значения. Исходя из этого порядок расчета тарифов для категории «прочие потребители» может быть значительно упрощен. Нет смысла рассчитывать по сложным формулам «экономически обоснованные» тарифы на содержание электрических сетей для каждого уровня напряжения, а затем распределять по уровням напряжения объемы перекрестного субсидирования, рассчитанные исходя из «экономически обоснованного» размера тарифов для низкого уровня напряжения и допустимого тарифа для населения. Гораздо проще рассчитать тариф на услуги по передаче электроэнергии для населения исходя из существующих тарифов и предельных индексов их роста (или ниже, чем предельные индексы), и рассчитать НВВ по категории «население». Вычитая из общей суммы необходимой валовой выручки сумму необходимой валовой выручки по категории «население», можно определить необходимую валовую выручку на содержание электрических сетей, приходящуюся на категорию «прочие потребители». Приняв определенное соотношение (на уровне медианного для регионов, либо на уровне ранее действующих тарифов, либо нормативно установленного) между ставками тарифов на содержание электрических сетей $T^{\text{СОД}}_{\text{CH-1}}/T^{\text{СОД}}_{\text{ВН}}$; $T^{\text{СОД}}_{\text{CH-2}}/T^{\text{СОД}}_{\text{ВН}}$; $T^{\text{СОД}}_{\text{НН}}/T^{\text{СОД}}_{\text{ВН}}$ можно сформировать тарифное меню в соответствии с уровнями напряжения.

Методические указания следует дополнить разделом, регламентирующим процедуру расчета единых межрегиональных тарифов на услуги по передаче электрической энергии.

Наряду с установлением единых межрегиональных тарифов на услуги по передаче электрической энергии должны быть пересмотрены тарифы платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, так как снижения тарифа на передачу при высоких ставках тарифов на технологическое присоединение может не привести к расширению производственных возможностей региона.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках выполнения научно-исследовательской работы «Исследование подходов к формированию единых межрегиональных тарифов в рамках проведения единой государственной тарифной политики в электроэнергетике» были получены следующие основные результаты:

- определен уровень межтерриториальной дифференциации тарифов на услуги по передаче электрической энергии в Российской Федерации,
- выявлены факторы, определяющие межрегиональные различия тарифов на электрическую энергию, возникающие на различных уровнях формирования цены на электрическую энергию для конечных потребителей (цена генерации, тариф на передачу электрической энергии, сбытовая надбавка),
- сформулированы принципы формирования единых межрегиональных тарифов на услуги по передаче электрической энергии,
- обоснованы методы выбора состава регионов (субъектов Российской Федерации), включаемых в единую тарифную зону при формировании единых тарифов на услуги по передаче электрической энергии.

По мнению авторов исследования, основным фактором межрегиональной дифференциации цен на электроэнергию для конечных потребителей, не относящихся к населению, является разница региональных ставок тарифов на услуги по передаче электрической энергии. Стоимость передачи составляет значительную долю в структуре конечной цены на электроэнергию, а максимальные и минимальные ставки тарифов на передачу на одном уровне напряжения для разных регионов могут различаться в 4-8 раз.

По результатам проведенного исследования авторы приходят к выводу, что формирование единых тарифов на услуги по передаче может способствовать выравниванию социально-экономического положения регионов, но должно строиться на основе следующих принципов: принцип сдерживания роста тарифов для категории «население», принцип дифференциации тарифов на передачу в зависимости от подкатегории населения, принцип равенства тарифов на передачу для прочих потребителей независимо от ТСО, которая осуществляет передачу электроэнергии к потребителю (котловой принцип), принцип дифференциации ставок тарифов для прочих потребителей по уровням напряжения, принцип компенсации НВВ ТСО (как в целом, так и для каждой ТСО), принцип сохранения регионального уровня тарифов для категории «население», принцип недопущения прироста перекрестного субсидирования населения, принцип минимизации количества регионов, в которых вводится межрегиональный тариф, принцип сопредельности регионов, в которых вводится межрегиональный тариф, принцип

экономической эффективности введения единого межрегионального котлового тарифа, принцип неизменности НВВ ТСО при переходе на межрегиональный тариф, принцип равенства межрегиональных одноставочных тарифов для категории «прочие потребители» независимо от интенсивности использования мощности в регионах.

Список использованных источников

1. Ценообразование на розничных рынках / Официальный сайт Ассоциации НП «Совет рынка». – URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/retail/ceno/index.htm> (дата обращения: 11.01.2020).
2. Годовые отчеты о деятельности Ассоциации «НП Совет рынка» за 2014-2019 гг. / Официальный сайт Ассоциации НП «Совет рынка». – URL: <https://www.np-sr.ru/ru/partnership/annualreport/index.htm> (дата обращения 02.03.2021).
3. Обзоры розничных рынков / Официальный сайт Ассоциации НП «Совет рынка». – URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/retail/dogc/index.htm> (дата обращения 02.03.2021).
4. Мониторинг цен ГП и ЭСК на РРЭ декабрь 2019-2020 гг. / Официальный сайт АО «ЦФР». - URL: https://cfrenerg.ru/upload/iblock/92f/Monitoring-tsen-na-RRE_12-2020g.pdf (дата обращения 02.03.2021).
5. Оптовый рынок электрической энергии и мощности / Официальный сайт Ассоциации НП «Совет рынка». – URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/wholesale/index.htm> (дата обращения 04.06.2021).
6. Указ Президента от 13.05.2017 № 208 «О Стратегии экономической безопасности Российской Федерации на период до 2030 г.» / Консультант. - URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 11.01.2020)
7. Распоряжение Правительства РФ от 13.02.2019 № 207-р «Об утверждении Стратегии пространственного развития Российской Федерации на период до 2025 г.» (ред. от 31.08.2019) / Консультант. - URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 11.01.2020)
8. Годовые отчеты о деятельности ПАО «Россети» за 2014-2019 гг. / Официальный сайт Ассоциации ПАО «Россети». – URL: <https://www.rosseti.ru/investors/info/year/> (дата обращения 02.07.2021).
9. Данные по объему ВРП в разрезе субъектов Российской Федерации за 2016-2019 гг. / Официальный сайт Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации – URL: <https://rosstat.gov.ru/accounts> (дата обращения 19.07.2021).
10. Богачкова Л.Ю., Хуршудян Ш.Г. Декомпозиционный анализ динамики электропотребления и оценка индексов энергоэффективности регионов РФ – URL: https://www.researchgate.net/publication/301622376_Dekompozicionnyj_analiz_dinamiki_elektropotrebleniya_i_ocenka_indeksov_energoeffektivnosti_regionov_RF (дата обращения 12.04.2021).
11. Промышленное производство // Росстат. – URL: https://rosstat.gov.ru/enterprise_industrial (дата обращения: 25.10.2021).

12. Валовый региональный продукт // Росстат. – URL: <https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/9Yl4JKg4/vrp.xlsx> (дата обращения: 25.10.2021).

13. Трудовые ресурсы // Росстат. – URL: https://rosstat.gov.ru/labour_force (дата обращения: 25.10.2021).

14. Распоряжение Правительства РФ от 27.05.2021 № 1384-р «О пересмотре установленных и подлежащих применению предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии» / Кодификация РФ – действующее законодательство Российской Федерации. ОНФ. – URL: <https://rulaws.ru/government/Rasporyazhenie-Pravitelstva-RF-ot-27.05.2021-N-1384-r/> (дата обращения 25.08.2021).

15. Приказ Региональная служба по тарифам Республики Калмыкия от 30 декабря 2020 г. № 75-п/э «Об утверждении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям республики Калмыкия, оказываемых потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям республики Калмыкия, оказываемых населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2021 г.» // Консультант. - URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения: 25.10.2021).

16. Приказ Региональной службы по тарифам Республики Калмыкия от 17.06.2021 № 34-п/э «О внесении изменений в приказ РСТ Республики Калмыкия от 30.12.2020 г. №75-п/э «Об утверждении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Калмыкия, оказываемых потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Калмыкия, оказываемых населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2021 г.» // Консультант. - URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения: 25.10.2021).

17. Постановление Региональной службы по тарифам Ростовской области от 29 декабря 2020 г. № 60/23 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ростовской области» // Консультант. - URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения: 25.10.2021).

18. Постановление Региональной службы по тарифам Ростовской области от 17.06.2021 № 28/39 «О внесении изменения в постановление Региональной службы по тарифам Ростовской области от 29.12.2020 № 60/23 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Ростовской области» // Консультант. - URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения: 25.10.2021).

19. Распоряжение Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа от 15 июня 2021 г. № 10 «О внесении изменений в распоряжение от 30.12.2020 № 30» Консультант. - URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения: 25.10.2021).

20. Распоряжение Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-мансийского автономного округа - Югры, Ямало-ненецкого автономного округа от 30 декабря 2020 г. № 30 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа и Курганской области» // Консультант. - URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения: 25.10.2021).

21. Постановление Департамента государственного регулирования цен и тарифов Курганской области от 23 декабря 2020 г. № 57-1 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Курганской области» // Консультант. - URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения: 25.10.2021).

22. Постановление Департамента государственного регулирования цен и тарифов Курганской области от 15.06.2021 № 22-1 «О внесении изменения в постановление Департамента государственного регулирования цен и тарифов Курганской области от 23 декабря 2020 года № 57-1 "Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Курганской области» // Консультант. - URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения: 25.10.2021)

23. Приказ Комитета по тарифам Республики Алтай от 30.12.2020 г. №47/1 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, на территории Республики Алтай на 2021 год» // Консультант. - URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения: 25.10.2021).

24. Решение Управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов от 27 декабря 2019 года №589 (с изменениями от 11.03.2020 №27, от 30.06.2020 №70, от 29.12.2020 №556 (ред. 27.01.2021), от 24.05.2021 №49) // Консультант. - URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения: 25.10.2021).

25. Приказ Комитета по тарифам Республики Алтай от 18.06.2021 г. №8/1 «О пересмотре (установлении) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой прочим потребителям на территории Алтайского края и Республики Алтай» // Консультант. - URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения: 25.10.2021)

26. Решение Управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов от 18.06.2021 г. №59«О пересмотре (установлении) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой прочим потребителям на территории Алтайского края и Республики Алтай» // Консультант. - URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения: 25.10.2021).

27. Приказ Федеральной антимонопольной службы от 08.06.2021 № 560/21 «О внесении изменений в приложение № 1 к приказу ФАС России от 26 ноября 2020 г. № 1162/20 "Об утверждении предельных минимальных и максимальных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, по субъектам Российской Федерации на 2021 год» // Консультант. - URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения: 25.10.2021).

28. Приказ Федеральной службы по тарифам от 30 марта 2012 г. N 228-э «Об утверждении Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала» // Гарант. - URL: <https://base.garant.ru/70160168/> (дата обращения: 22.09.2021).