

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»

КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

**СИСТЕМНОЕ
ТАРИФНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ
В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ:
ТЕОРИЯ, МЕТОДОЛОГИЯ,
ПРАКТИКА**

Монография

Москва
Издательство МЭИ
2022

УДК 620
ББК 65.9
С 409

Печатается по решению Научно-технического совета КГЭУ

Рецензенты: Баймуратов У.Б., академик Национальной Академии Наук Республики Казахстан, д.э.н., профессор;
Васильев Д.А., начальник Управления регулирования электроэнергетики ФАС России

С 409 Системное тарифное регулирование в энергетической отрасли: теория. методология, практика: монография / А.Д. Ахророва, А.Д. Куанышбаев, С.С. Сагинтаева и др. – М.: Издательство МЭИ, 2022. – 536 с.

ISBN 978-5-7046-2593-3

В монографии представлены результаты анализа перспектив развития энергетической отрасли, разработаны научно-теоретические и методологические аспекты тарифного регулирования и устойчивого развития энергетической отрасли с учетом требований международных стандартов, мировых тенденции и условий сотрудничества стран ближнего и дальнего зарубежья. Рассмотрены потенциальные возможности эффективного функционирования рынков электроэнергии и мощности, а также механизмы совершенствования экологически устойчивых систем.

Для научных работников, аспирантов и специалистов, работающих в сфере энергетики, а также для студентов вузов энергетического профиля.

УДК 620
ББК 65.9

Издано в авторской редакции

ISBN 978-5-7046-2593-3

© Коллектив авторов, 2022
© Национальный исследовательский университет «МЭИ», 2022
© Казанский государственный энергетический университет

Авторы

Ахророва А.Д. (Введение), Куанышбаев А.Д., Сагинтаева С.С. (1.1), Мартынова Е.В. (1.2), Султанов М.М., Дубовикова Е.Ю., Чубко Ю.М. Константинов А.А. (1.3), Зорина Т.Г. (1.4), Ахророва А.Д., Бобоев Ф.Дж.(1.5), Наумов В.А.(1.6), Валеева Ю.С.(1.7), Чепарина О.А., Хасанов Р.А. (1.8), Давтян В.С. (1.9), Муратов Х.М., Кадилов К.Ш., Кушев А.П. (1.10), Пронина Н.Н. (2.1),(2.2), Войткова Ж.В., Панова М.А., Долматов И.А. Яркин Е.В.(2.3), Паздерин А.В., Паздерин А.А.(2.4), Быкова Е.В., Васильева И.В.(2.5), Ахророва А.Д., Камилова Н.М.(2.6), Камилова Н.М.,(2.7), Авезов А.Х.(2.8), Касымова В.М., Омурзакова Ж.Т., Ишеналиев А.(2.9), Чомахидзе Д.(2.10), Насибов В.Х.(2.11), Дуйшеналиева А.Д.(2.12), Сарыев К.А., Гараханова Г.А., Матьякубов А.А., Агаджанов Д.А.(2.13), Бологова В.В., Павленок А.А., Фрей Д.А., Мусаева Д.Э.(2.14), Жакупов А.А., Тузелбаев Б.И., Габелашвили К.Р., Нурмуратова Л.С.(2.15), А. К. Дарбаев, Ивченко Е.Д., Кошекбаев К.К., Омурзакова С.С.(2.16), Матвеев И.Е.(2.17), Гутюм Т.Г. (3.1), Касымова В.М., Омурзакова Ж.Т. (3.2), Касымова В.М. (3.3), Ишеналиев А.А., Тохтамов С.С., Джусупбекова Н.К. (3.4), Ахророва А.Д., Саидова Ш.Н. (3.5), Муратов Х.М., Кадилов К.Ш., Кушев А.П. (3.6), Ахметова И.Г., Гильманова А.Р.(3.7), Кудрявцев К.А. (3.8), Мартынова Е.В, (3.9), Дарибаев А.Н., Бахтыбаева Г.К., Тютеебаев С.С., Салькова М.С.(3.10), Куанышбаев А.Д., Калменов М.Э., Сатова Р.К. (3.11), Касымова В.М. (Заключение)

Редакционная коллегия

Курдюкова Г.Н., к.т.н., профессор, проректор по экономике НИУ «МЭИ»
Кетоева Н.Л., к.э.н., доцент, зав.кафедрой менеджмента в энергетике и промышленности НИУ «МЭИ»
Ахметова И.Г., проректор по НР, д.т.н., зав. кафедрой Экономики и организации производства ФГБОУ ВО «КГЭУ»
Ахророва А.Д., д.э.н., профессор, заведующая НИЦ «Энергетика» НИИ «Политехник» ТТУ имени академика М.С. Осими
Валеева Ю.С., к.э.н., доцент кафедры Экономики и организации производства, директор Центра публикационной активности ФГБОУ ВО «КГЭУ»
Касымова В.М., д.э.н., Заслуженный деятель науки КР, Заслуженный энергетик СНГ, профессор кафедры экономики промышленности КГТУ им. Раззакова
Сатова Р.К., д.э.н., профессор, директор ИДПО НАО «АУЭС»

Техническая редакция

Гильманова А.Р., инженер Центра публикационной активности ФГБОУ ВО «КГЭУ»

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие.....	6
ВВЕДЕНИЕ.....	8
Глава 1. СОВРЕМЕННЫЕ ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОТНОШЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ СТРАН ПОСТСОВЕТСКОГО ПРОСТРАНСТВА.....	11
1.1. Рынок электроэнергии и мощности в Казахстане. Система тарифообразования.....	11
1.2. Особенности передачи прав владения или пользования объектами, находящимися в государственной или муниципальной собственности	21
1.3. Анализ методов разнесения топливных затрат на ТЭЦ в условиях обеспечения конкурентоспособности на тепловом рынке.....	30
1.4. Формирование комплексной тарифной политики на энергоресурсы как одно из направлений повышения устойчивого энергетического развития Республики Беларусь.....	39
1.5. Современные тенденции и стратегические приоритеты развития электроэнергетики Республики Таджикистан.....	62
1.6. Опыт передачи муниципальных объектов в Республике Татарстан с участием федерального финансирования на примере ОАО «Бугульминское ПТС».....	71
1.7. Модели формирования тарифов на тепловую энергию и особенности систем теплоснабжения в крупнейших городах Российской Федерации, странах Европы, США и Китая.....	74
1.8. Юридические аспекты тарифного регулирования в России.....	95
1.9. Проблемы функционирования электроэнергетического рынка Армении в условиях либерализации.....	98
1.10. Механизмы контроля потребления электроэнергии производственными предприятиями в Республике Узбекистан.....	107
Глава 2. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТАРИФНОЙ ПОЛИТИКИ НА РЫНКАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	119
2.1. Методологические проблемы формирования «справедливого тарифа» (на примере тепловой энергии).....	119
2.2. Экономические предпосылки изменений в энергетике и переход к новой модели рынка.....	131
2.3. Эволюция системы тарифного регулирования в России.....	141
2.4. Совершенствование тарифных моделей в современных условиях.....	155
2.5. Индикаторы тарифов на энергоресурсы в общей системе индикаторов энергетической безопасности Молдовы.....	214
2.6. Влияние тарифной политики на финансовую устойчивость энергетической компании Республики Таджикистан.....	263
2.7. Влияние инфляции на тарифную политику в электроэнергетике Республики Таджикистан.....	275
2.8. Тарифное регулирование и реструктуризация электроэнергетики Таджикистана.....	280

2.9. Методология и особенности государственного регулирования цен на электроэнергию в Кыргызской Республике в перспективе до 2025 г.	306
2.10. Тарифная и социальная политика в энергетическом секторе Грузии...	317
2.11. Особенности тарифного регулирования в Азербайджане.....	320
2.12. Особенности тарифного регулирования в Кыргызской Республике....	326
2.13. Особенности тарифного регулирования в Туркменистане.....	335
2.14. Использование метода сравнения аналогов при установлении сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электроэнергии и технологическом присоединении к электрическим сетям.....	342
2.15. Особенности тарифного регулирования в Казахстане.....	367
2.16. Реализация тарифной политики Казахстана в сфере жилищно-коммуна-льного хозяйства.....	380
2.17. Особенности тарифного регулирования в США.....	390
Глава 3. ТАРИФНАЯ ПОЛИТИКА В ОБЕСПЕЧЕНИИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ И НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ.....	390
3.1. Влияние Третьего Энергетического Пакета на тарифное регулирование в Республике Молдова.....	399
3.2. Становление государственного регулирования в энергетике и научные подходы по определению экономически обоснованных тарифов и вывода энергетических компаний Кыргызстана из кризисного состояния.....	412
3.3. Тарифная политика на электрическую и тепловую энергию и ее влияние на эффективность энергетических компаний Кыргызской Республики.....	419
3.4. О тарифной политике на электрическую энергию в Кыргызской Республике.....	426
3.5. Стимулирующая роль тарифов в повышении эффективности использования установленной мощности Нурекской ГЭС.....	436
3.6. Тарифообразование в электроэнергетике Республики Узбекистан.....	444
3.7. Альтернативная модель рынка тепловой энергии как метод обеспечения устойчивого развития энергетической отрасли.....	463
3.8. Антимонопольный мегарегулятор: предпосылки создания и проблемы в тарифном регулировании.....	471
3.9. Инвестиционная политика государства и усиление государственного контроля за эффективностью инвестиций в энергетике	488
3.10. Внедрение стимулирующего метода тарифообразования для энергопроизводящих организаций Казахстана.....	503
3.11. Влияние глобальной климатической повестки на тарифную политику	509
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	515
Сведения об авторах.....	531

ПРЕДИСЛОВИЕ

Исследование вопросов развития энергосистем становится все более актуальным, это происходит в связи с глобализацией энергетики и объединением энергетических рынков. Изменения в производстве, распределении и потреблении энергии в контексте интеграции влияют на такое качество энергоснабжения, как стабильность. В настоящее время высока потребность в совершенствовании методологии управления развитием энергосистем, причиной этого является либерализация энергетических рынков, она должна быть основана на рациональном сочетании государственного регулирования отрасли и рыночных механизмов.

С дальнейшим развитием международных экономических связей между странами особое значение имеют вопросы совершенствования тарифного регулирования в энергетике, от развития которой зависят качество, эффективность и развитие внешнеэкономических связей. Настоящая монография является результатом поиска и творческой работы всех участников Международной научной школы тарифного регулирования в энергетике стран СНГ. Главная ее цель – обобщение опыта реформирования энергетической отрасли, системное представление основных решений реструктуризации на основе объединения и синтеза технических, социальных, экономических и нормативно-правовых факторов.

Формирование цен на энергию является многофакторным процессом, зависящим как от организационной структуры электроэнергетики и методов тарифообразования в каждом секторе отрасли, так и от внешних рыночных условий – интеграции рынков различных стран, реализации мероприятий по исполнению международных экологических требований и др.

Изучение разнообразных методов расчета тарифов и их дифференциации по различным параметрам позволит в условиях реформирования прийти к установлению таких тарифов, которые бы удовлетворяли как потребителей, так и производителей электроэнергии и сетевые организации. Все это при регулируемом государственном контроле и увеличении частного инвестирования приведет к формированию настоящего конкурентного рынка и, как следствие, к снижению тарифов на энергию. Предлагаемые конкретные пути тарифного регулирования в странах СНГ, обоснованные как теоретически, так и методологически, позволят энергетическим предприятиям приумножить доходы и тем самым внести достойный вклад в развитие и процветание стран СНГ.

У.Б. Баймуратов, академик
Национальной Академии Наук
Республики Казахстан, д.э.н., профессор

В настоящее время вопросы организации рынков энергетических ресурсов, а также методы их ценового (тарифного) регулирования являются актуальными в различных странах мира.

Поиск новых модельных и управленческих решений, направленных на повышение эффективности энергетики отражён в тексте данной монографии. Авторы анализируют текущее положение дел в странах СНГ, Европы и Азии, определяют основные проблемы и предлагают к внедрению успешно апробированный опыт в сферах электро- и теплоэнергетики.

В монографии также уделено внимание развитию возобновляемых источников энергии и их высокому потенциалу, в том числе таких традиционных как гидроэнергетика.

Проанализировано влияние тарифной политики в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии и предложены новые способы определения экономически обоснованных тарифов в этой области.

Большое внимание уделено потребителю электроэнергии как экономическому субъекту, конкурирующему на отечественных и зарубежных рынках, для которого стоимость ресурса влияет на его конкурентоспособность. Предлагается расширение тарифного меню, стимулирующего потребителя не только рационально расходовать ресурс, но и оптимизировать свои затраты за счёт корректировки своего профиля потребления.

Стоит отметить схожесть проблем в энергетике различных стран, которые отмечены авторами, а именно: негативное влияние перекрестного субсидирования и сложность его ликвидации, поиск баланса между стоимостью ресурса для потребителя и внедрением генерации, функционирующей, на основе ВИЭ, а также устранением тенденции старения фондов энергооборудования.

Материал представленной монографии может послужить для дальнейшего совершенствования тарифной системы в России, а также развития договорных отношений между странами по вопросам тарифного регулирования энергетической отрасли в рамках ЕАС

Васильев Д.А., начальник Управления регулирования электроэнергетики ФАС России

ВВЕДЕНИЕ

Энергетическая отрасль в настоящее время переживает значительную трансформацию. Имеет место высокий уровень износа основного оборудования, энергетический сектор регулируется таким образом, что энергетическим компаниям достаточно проблематично проводить эффективную ценовую политику, которая позволила бы активно инвестировать в капиталоемкие проекты. Для повышения конкурентоспособности, эффективности и прибыльности отрасль нуждается в долгосрочных тарифных решениях, применении метода альтернативной котельной, ИТ – технологий, а также лучших мировых практик. Принимая во внимание существующие тренды, связанные с декарбонизацией и цифровизацией, предопределена необходимость разработки гибкого регулятора в целях обеспечения устойчивости энергосистем. Достаточно остро стоит вопрос кибербезопасности изменений энергетического баланса стран и целых регионов.

Очевидно, что сейчас, на этапе посткризисного восстановления, важно не только найти устойчивую траекторию качественного роста, но и использовать открывающиеся возможности, эффективно развивать свои конкурентные преимущества, научный и технологический потенциал. И при этом крайне значимо сохранить, укрепить деловые, инвестиционные связи между странами.

Именно многосторонние проекты способны стать значимым фактором оживления, развития глобальной экономики, и мы признательны всем нашим партнёрам за такую совместную работу, которая продолжается – продолжается и в условиях эпидемии, и на фоне непростой ситуации в международных отношениях.

Настоящая книга написана авторским коллективом ученых и специалистов СНГ, Грузии и Молдовы. Она представляет собой результат научных исследований, выполненных учеными академических институтов и университетов, и практических мер, реализованных специалистами в области тарифного регулирования в энергетике каждой страны.

Интерес авторов к этой проблеме в различных для энергетики постсоветских стран условиях, их чрезвычайная заинтересованность в выработке эффективных решений по использованию тарифов для обеспечения устойчивого развития отраслей ТЭК и энергетической безопасности усиливается стратегическими государственными программами каждой страны в области энергетики, развитием глобализационных процессов, ситуацией на мировых энергетических рынках, негативными последствиями изменения климата.

Формирование и регулирование тарифов – сложный многосторонний процесс, в котором участвуют представители государственных органов, различных отраслей экономики, потребителей, научного сообщества, общественных организаций, средств массовой информации.

Созданная международная школа тарифного регулирования позволит проводить соответствующие исследования лучших практик в области тарифного регулирования. Такой анализ позволит детализированно и качественно осуществлять проработку энергетических стратегий конкретных стран СНГ и не только. Несомненным преимуществом данной монографии является предварительное публичное обсуждение преобладающей части ее содержания в работе «Международной школы тарифного регулирования», инициированной и организованной ФБГОУ «Казанский энерге-

тический энергетический университет, при поддержке НАО «Алматинский университет энергетики и связи имени Гумарбека Даукеева.».

География участников – от Татарстана и других регионов России до стран ближнего и дальнего зарубежья. Основная целевая аудитория - специалисты энергетических компаний в области тепло- и электроэнергетики, профессорско-преподавательский состав высших образовательных организаций, а также сотрудники муниципальных образовательных учреждений, отвечающих за тарифную политику.

Следует отметить, что несмотря на существующие объективные барьеры, организаторы успешно справились с организацией этого мероприятия.

Энергетика многих стран, несмотря на относительно идентичные стартовые условия на момент приобретения ими суверенитета, оказалась в состоянии глубокого кризиса, что соответственно отрицательно сказалось на макроэкономических показателях стран, уровне жизни населения. Накопленный за советский период потенциал науки и образования, к сожалению, был недостаточно востребован в отдельных странах при принятии решений по обеспечению устойчивого энергетического развития.

Вопросы тарифной политики рассматриваются учеными разных стран в различных контекстах. Данная книга – это действенная мера по анализу опыта реструктуризации энергетики стран, содержанию тарифной политики и ее использованию в достижении целей устойчивого энергетического развития.

Основной целью коллективной монографии является проведение анализа развития энергетической отрасли, разработка научно-теоретических и методологических аспектов тарифного регулирования и устойчивого развития энергетической отрасли с учетом международных стандартов, мировых тенденций ближнего и дальнего зарубежья.

В соответствии с поставленной целью были определены следующие задачи:

– рассмотреть современные организационно-экономические отношения в энергетике стран постсоветского пространства, в том числе изучить рынок электроэнергии и систему тарифообразования в Казахстане, особенности, собенности передачи прав владения или пользования объектами, находящимися в государственной или муниципальной собственности, анализ методов разнесения топливных затрат на ТЭЦ в условиях обеспечения конкурентоспособности на тепловом рынке, формирование комплексной тарифной политики на энергоресурсы как одно из направлений повышения устойчивого энергетического развития Республики Беларусь, принципы формирования технико-экономической модели процесса передачи электрической энергии в сетях энергосистем, опыт передачи муниципальных объектов в Республике Татарстан с участием федерального финансирования на примере ОАО «Бугульминское ПТС», модели формирования тарифов на тепловую энергию и особенности систем теплоснабжения в крупнейших городах Российской Федерации, странах Европы, США и Китая, проблемы функционирования электроэнергетического рынка Армении;

– представить методологические аспекты и международный опыт регулирования тарифной политики на рынках электроэнергии, в т.ч. проблемы формирования справедливого тарифа (на примере тепловой энергии), экономические предпосылки изменений в энергетике и переход к новой модели рынка, эволюцию системы тарифного регулирования в России, совершенствование тарифных моделей в современных условиях, индикаторы тарифов на энергоресурсы в общей системе индикаторов энергетической безопасности Молдовы, влияние тарифной политики на финансовую устойчивость энергетической компании Республики Таджикистан, методологию и

особенности государственного регулирования цен на электроэнергию в Кыргызской Республике, особенности тарифного регулирования в Грузии, Азербайджане, Кыргызской Республике, Туркменистане, Казахстане и США;

– обозначить тарифную политику в обеспечении устойчивого развития энергетики и национальной экономики, в т.ч. влияние Третьего Энергетического Пакета на тарифное регулирование в Республике Молдова, становление государственного регулирования в энергетике и научные подходы по определению экономически обоснованных тарифов и вывода энергетических компаний Кыргызстана из кризисного состояния, тарифообразование в электроэнергетике Республики Узбекистан, альтернативная модель рынка тепловой энергии как метод обеспечения устойчивого развития энергетической отрасли, влияние глобальной климатической повестки на тарифную политику.

Книга включает 3 главы.

Читатель может убедиться, насколько многоаспектным может быть данное исследование и особо важной тарифная политика в энергетике. Широта подхода к исследованию проблемы тарифного регулирования не противоречит его глубине, так как все главы основаны на оригинальных авторских исследованиях и подчинены главной идее – предложить обоснованные методики и инструменты тарифного регулирования в электроэнергетике.

Также хотелось бы обратить внимание читателя на то, что несмотря на значительное число авторов, эта книга не сборник статей, она носит характер монографии, так как написана по единому замыслу, ее авторы входили в творческие научные коллективы, являются национальными экспертами в области энергетики.

Мы надеемся, что наши исследования и практические рекомендации внесут свой ощутимый вклад в развитие связей между нашими странами в области энергетических исследований, подготовки кадров и решения энергетических проблем на основе плодотворного сотрудничества.

Хотели бы выразить надежду, что читатель найдет в книге ответы хотя бы на часть вопросов актуальных сегодня в области методологии и практики тарифного регулирования в энергетике.

Авторский коллектив осознает, что, возможно, в монографии имеют место недочеты, не по всем аспектам проблемы тарифного регулирования удалось предложить оригинальные решения. В связи с этим авторы монографии будут благодарны читателям за их замечания и предложения по ее содержанию.

Глава 1. СОВРЕМЕННЫЕ ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОТНОШЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ СТРАН ПОСТСОВЕТСКОГО ПРОСТРАНСТВА

1.1. Рынок электроэнергии и мощности в Казахстане. Система тарифообразования

Формирование цен на электрическую энергию является многофакторным процессом, зависящим как от организационной структуры электроэнергетики и методов тарифообразования в каждом секторе отрасли, так и от внешних рыночных условий – интеграции рынков различных стран, реализации мероприятий по исполнению международных экологических требований и др.

На 1 января 2021 г. общая установленная мощность электростанций Казахстана составила 23 621,6 МВт.

Производство электроэнергии в 2020 г. в Республике Казахстан составило 108 000 млн кВт·ч, что на 1,9% (или 2 056 млн кВт·ч) больше уровня производства электрической энергии аналогичного периода 2019 г.

Выработка электрической энергии по типам электрических станций:

тепловыми электростанциями – 86 662,6 млн кВт·ч, что составляет 80,2% всей производимой в Казахстане электроэнергии;

гидроэлектростанциями – 9 545,8 млн кВт·ч (8,8%), в т.ч. малыми ГЭС (0,8%);

газотурбинными электростанциями – 9 527,7 млн кВт·ч (8,8%);

ветряными, солнечными электростанциями и биогазовыми установками – 2 349,7 млн кВт·ч (2,2%).

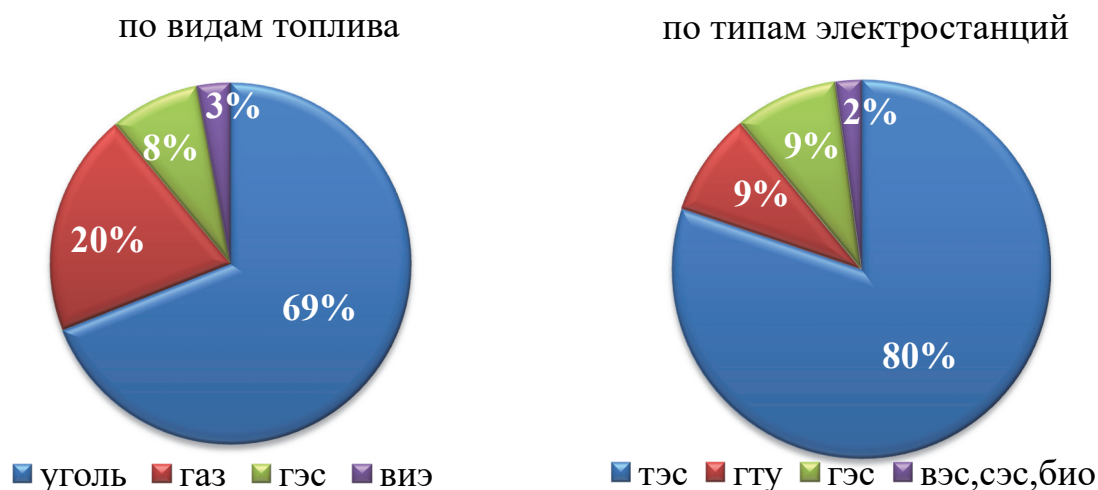


Рис. 1.1.1. Структура производства электрической энергии в 2020 году по видам топлива и по типам электростанций

Потребление электроэнергии составило 107 500 млн кВт·ч, что на 2% (или 2 150 млн кВт·ч) больше уровня потребления за аналогичный период 2019 г.

Как видно из этого баланса электроэнергии, Казахстан самодостаточен.

Руководство и регулирование электроэнергетической отрасли осуществляется несколькими государственными органами (рис. 1.1.2).

Министерство энергетики РК осуществляет руководство в области электроэнергетики – электроснабжение и теплоснабжение (теплоэлектроцентрали и котельные мощностью 100 Гкал/час и выше), в т.ч. регулирует тарифообразование на электрическую энергию для электрических станций, возобновляемых источников энергии.

Министерство национальной экономики РК (Комитет по регулированию естественных монополий) реализует государственную политику в сферах естественных монополий, в том числе по тарифообразованию на регулируемые услуги по передаче электрической энергии, производству, передаче, распределению и снабжению тепловой энергией, электроснабжению.

Министерство индустрии и инфраструктурного развития РК осуществляет государственное регулирование в области теплоснабжения (кроме теплоэлектроцентралей и котельных, осуществляющих производство тепловой энергии в зоне централизованного теплоснабжения) в пределах населенных пунктов, реализует политику в области энергосбережения и энергоэффективности.

Министерство экологии, геологии и природных ресурсов РК осуществляет руководство, государственное регулирование в области охраны окружающей среды и государственный экологический контроль, занимается улучшением качества окружающей среды, обеспечением экологической безопасности, сохранением природных ресурсов и достижением благоприятного уровня экологически устойчивого развития общества, развитием «зеленой экономики», обращением с отходами, организацией, координацией, нормированием эмиссий и осуществлением выдачи экологических разрешений.

Агентство по защите и развитию конкуренции РК осуществляет руководство в сфере защиты конкуренции и ограничения монополистической деятельности, контроль и регулирование деятельности, отнесенной к сфере государственной монополии, а также государственный контроль и лицензирование деятельности в сфере товарных бирж.



Рис. 1.1.2. Руководство и тарифное регулирование государственными органами

Рынок электрической энергии состоит из двух уровней: оптового и розничного рынков электрической энергии, **рынок тепловой энергии** состоит из одного уровня – розничного рынка.

Субъекты оптового рынка по состоянию на 1 января 2021 г.

Поставщики и потребители электроэнергии

- энергопроизводящие организации – 118;
- энергопередающие организации – 37;
- энергоснабжающие организации – 132;
- потребители с присоединённой мощностью более 1 МВт – 94;
- итого – 381

Инфраструктурные организации

- системный оператор (АО «КЕГОС»);
- оператор рынка централизованной торговли (АО «КОРЭМ»);
- расчетно-финансовый центр по поддержке ВИЭ (единый закупщик, ТОО «РФЦ по ВИЭ»).

Оптовый рынок электроэнергии в Казахстане состоит из следующих сегментов:

Рынок децентрализованной торговли электроэнергией – двухсторонние договоры на куплю-продажу электроэнергии по ценам (не более предельной), объемам и срокам поставок, определяемым сторонами самостоятельно;

Рынок централизованной торговли электроэнергией – торги на торговой площадке на краткосрочный (спот-торги в режиме «за день вперед» и «в течение операционных суток»), среднесрочный (неделя, месяц) и долгосрочный периоды (квартал, год);

Рынок системных и вспомогательных услуг – оказание Системным оператором субъектам рынка системных услуг и покупка Системным оператором вспомогательных услуг;

Рынок электрической мощности – привлечение инвестиций для поддержания существующих и ввода новых мощностей для покрытия спроса на мощность, введен с 2019 г.;

Балансирующий рынок – урегулирование дисбалансов электроэнергии между плановыми и фактическими значениями производства и потребления электроэнергии, функционирует в имитационном режиме с 2008 г., с 2022 г. планируется его введение в реальном режиме.

Работа рынка децентрализованной и централизованной торговли электроэнергией схематично изображена на рис. 1.1.3.

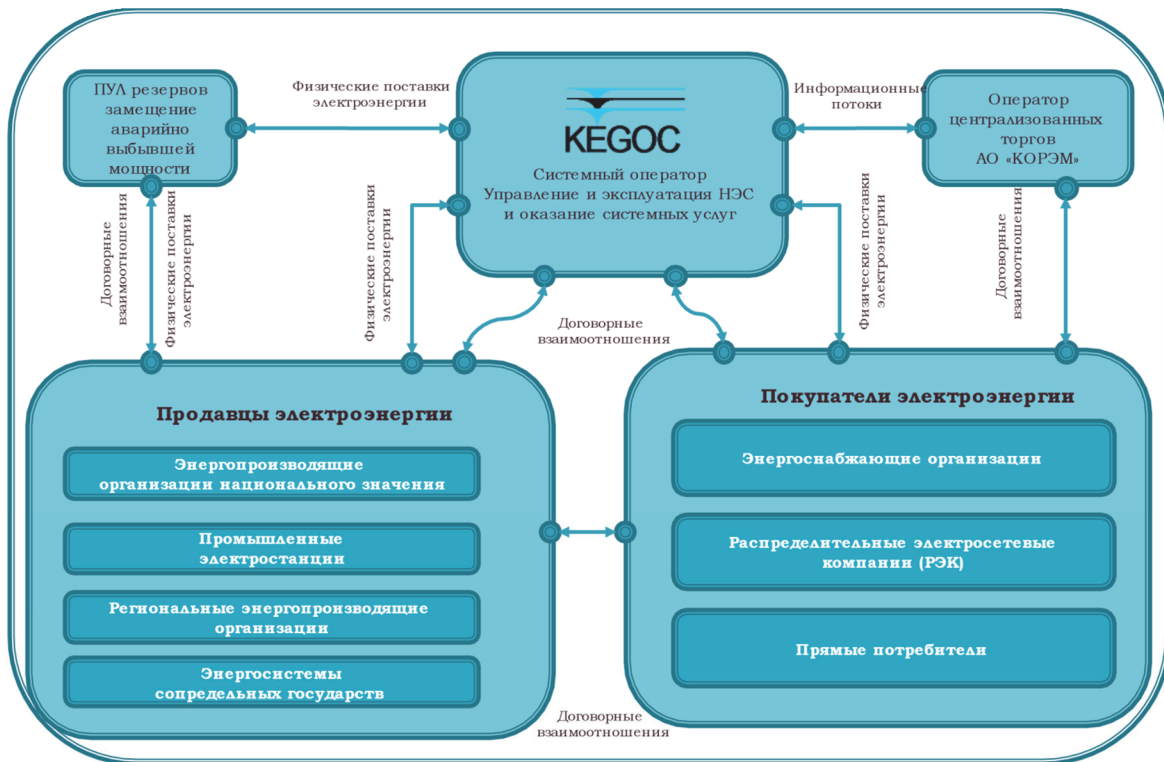


Рис. 1.1.3. Рынок децентрализованной и централизованной торговли электроэнергией

Розничный рынок электрической энергии функционирует на основе публичных договоров (купли-продажи, передачи и потребления электрической энергии, а также предоставления связанных с этим услуг) между субъектами розничного рынка электрической энергии вне оптового рынка.

На оптовом рынке электроэнергии **энергопроизводящие организации** осуществляют продажу электрической энергии энергоснабжающим организациям и оптовым потребителям. Участие в оптовом рынке осуществляется при условии наличия доступа к национальной и/или региональной электрической сети и автоматизированных систем коммерческого учета и систем телекоммуникаций, обеспечивающих передачу информации Системному оператору.

Министерством энергетики РК утверждаются **предельные тарифы на производство электрической энергии энергопроизводящих организаций.**

При этом, в соответствии с Законом Республики Казахстан «Об электроэнергетике», энергопроизводящие организации самостоятельно устанавливают отпускные цены на электрическую энергию, но не выше предельного тарифа. Вместе с тем, купля-продажа электрической энергии на оптовом рынке электрической энергии осуществляется на основании договоров, заключаемых в соответствии с Гражданским кодексом Республики Казахстан и иными нормативными правовыми актами Республики Казахстан.

В соответствии с Законом Республики Казахстан «Об электроэнергетике» предельный тариф на электрическую энергию и предельный тариф на балансирующую электроэнергию утверждаются по группам энергопроизводящих организаций, реализующих электрическую энергию, на срок, равный семи годам, с разбивкой по годам.

Все методические вопросы тарифного регулирования на услуги субъектов естественных монополий определяют утвержденные приказом Министра национальной экономики РК в 2019 г. «Правила формирования тарифов», которые являются сводом 13 ранее действовавших правил.

Исходя из повестки дня сегодняшнего Форума, тарифная политика в сфере естественных монополий, а также тарифная политика в конкурентной среде отражаются в докладах руководства Комитета по регулированию естественных монополий МНЭ РК и Министерства энергетики РК.

Порядок ценообразования для **энергоснабжающих организаций** определен в соответствии с Правилами ценообразования на общественно значимых рынках, утвержденными приказом Министра национальной экономики РК в 2017 г.

Одним из компонентов рынка, направленном на повышение инвестиционной привлекательности отрасли через обеспечение долгосрочных гарантий для инвесторов, развивающих генерирующие мощности, и обеспечение долгосрочной надежности работы Единой электроэнергетической системы Республики Казахстан посредством опережающего развития генерирующих мощностей является **рынок электрической мощности** (введенный с 1 января 2019 г.), структура управления которого изображена на рис. 1.1.4.

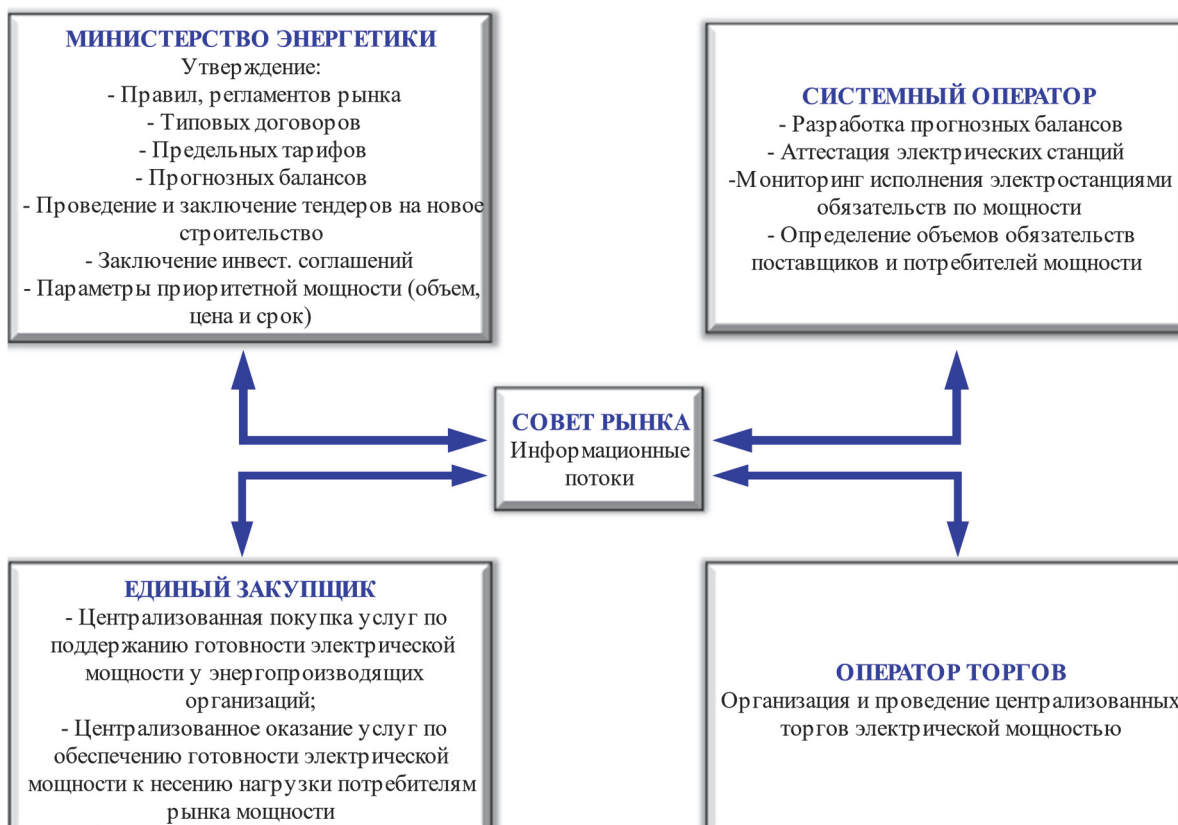


Рис. 1.1.4. Структура управления рынком мощности

Советом рынка (рекомендательный орган), выполняющим функции: мониторинга функционирования рынка электрической энергии и мощности; рассмотрения инвестиционных программ энергопроизводящих организаций; предоставления экспертного за-

ключение к проекту прогнозного баланса электрической энергии и мощности на предстоящий семилетний период; рассмотрения расчетов технологических минимумов ТЭЦ и т.д., определена Казахстанская Электроэнергетическая Ассоциация.

Согласно Закону РК «Об электроэнергетике» Единый закупщик осуществляет покупку услуги по поддержанию готовности электрической мощности и централизованное оказание услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки. Потребители оплачивают услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки по единой усредненной для всех цене. Таким образом, расходы на создание новой генерации, расширение и модернизацию электростанций распределяются равномерно между всеми потребителями республики. Единым закупщиком согласно приказу Министра энергетики РК определено ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии» (РФЦ по ВИЭ).

В итоге конечная цена на электрическую энергию состоит из двух частей:

- 1) тариф на электроэнергию – переменная часть, которая должна обеспечивать окупаемость затрат на производство электрической энергии;
- 2) цена на услугу по обеспечению мощности – постоянная часть, которая должна обеспечивать возвратность вложенных инвестиций в строительство новых и обновление, модернизацию, реконструкцию, расширение существующих электрических мощностей.

Согласно Закону РК «Об электроэнергетике» энергоснабжающие, энергопередающие организации и потребители, являющиеся субъектами оптового рынка электрической энергии, обязаны заключать с единым закупщиком договоры на оказание услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки и участвовать в рынке электрической мощности на основании данных договоров.

Схема функционирования рынка электрической мощности с приоритизацией ее закупа изображена на рис. 1.1.5.

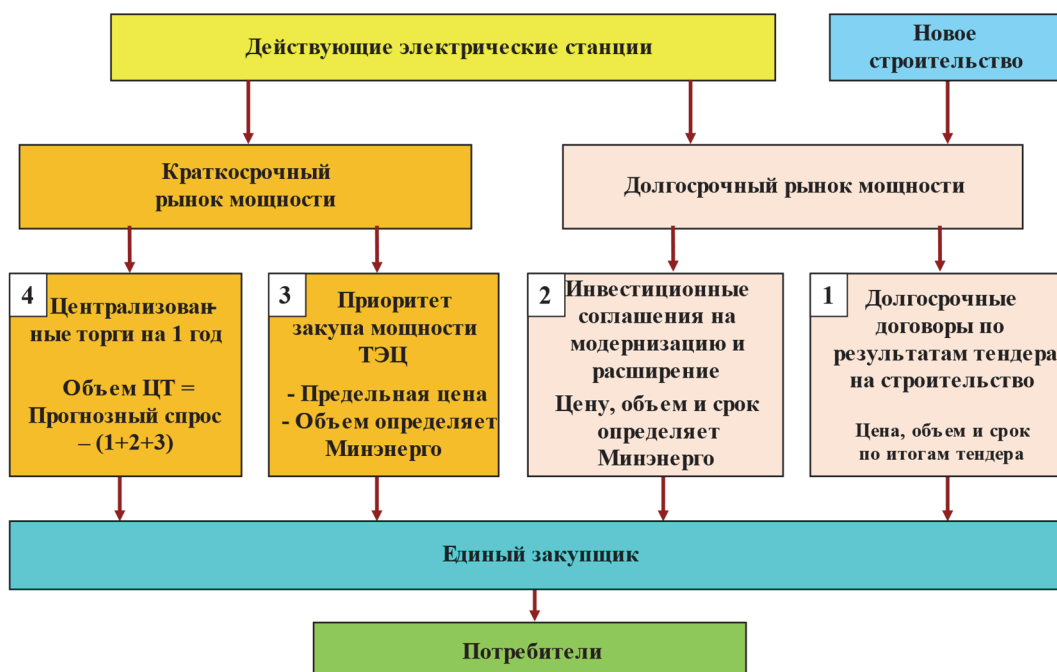


Рис. 1.1.5. Рынок электрической мощности

Системный оператор на основе прогнозных заявок субъектов оптового рынка в срок не позднее первого октября года, предшествующего расчетному, разрабатывает прогнозный спрос на электрическую мощность на предстоящий и последующий календарные годы.

Для покрытия прогнозного спроса на электрическую мощность единый закупщик осуществляет заключение договоров о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности (в порядке приоритетности):

1. с победителями тендеров на строительство генерирующих установок, вновь вводимых в эксплуатацию (индивидуальный тариф, объем и сроки покупки устанавливаются уполномоченным органом);

2. с действующими энергопроизводящими организациями, которые заключили инвестиционное соглашение на модернизацию, расширение, реконструкцию и (или) обновление с уполномоченным органом (индивидуальный тариф, объем и сроки покупки устанавливаются уполномоченным органом);

3. ежегодно с действующими энергопроизводящими организациями, в состав которых входят теплоэлектроцентрали, по предельному тарифу на услугу по поддержанию готовности электрической мощности;

4. ежегодно до 25 декабря с действующими энергопроизводящими организациями на предстоящий календарный год по результатам централизованных торгов электрической мощностью по ценам и в объемах, которые сложились по результатам данных торгов.

Энергопроизводящие организации и потребители, входящие в группу лиц, не участвуют в рынке мощности, за исключением случаев ожидаемого возникновения непокрываемого дефицита свыше 100 мегаватт электрической мощности и регулируемой (маневренной) электрической мощности, рассчитанного Системным оператором в прогнозном балансе электрической энергии и мощности на предстоящий семилетний период. По данным Системного оператора доля потребителей таких групп лиц в максимуме зимних нагрузок 2020/2021 гг. составила 23% (3 546 МВт из 15 761 МВт). *(Энергопроизводящая организация и потребитель формируют группу лиц, если одним из таких лиц в отношении другого лица установлен контроль, а также, если такие лица находятся под контролем одного лица).*

Сектор ВИЭ

В Казахстане создана законодательная база и обозначены четкие целевые индикаторы (рис. 1.1.6).

Доля ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии



*с учетом альтернативной энергетики

Установленная мощность ВИЭ в 2020 году

Вид ВИЭ	Мощность, МВт
ВЭС	508
СЭС	958
МГЭС	211
БГУ	1
итого	1678

Рис. 1.1.6. Целевые индикаторы по ВИЭ

В 2009 г. в Казахстане были приняты первые законодательные инициативы по поддержке развития сектора возобновляемой энергетики, принят закон «О поддержке использования возобновляемых источников энергии», направленный на поддержку использования возобновляемых источников при производстве тепловой и электрической энергии.

В 2013 г. был запущен механизм государственной поддержки сектора возобновляемой энергетики, который основан на централизованной гарантированной покупке всей электрической энергии, производимой возобновляемыми источниками энергии, по фиксированным тарифам. С 2018 г. в Казахстане внедрен аукционный механизм отбора проектов ВИЭ. Механизм позволил за короткое время существенно снизить тарифы на зеленую энергию. МГЭС на 19% (до 13,48 тг.), ВЭС на 30% (до 15,9 тг.), СЭС на 64% (до 12,49 тг.).

Энергопроизводящие организации, входящие в группы лиц, не входят в перечень условных потребителей и не осуществляют покупку электроэнергии ВИЭ у РФЦ.

По договорам, заключенным с РФЦ по ВИЭ до введения в действие положений о применении аукционных торгов, покупка электрической энергии осуществляется по фиксированным тарифам.



Таким образом, на сегодняшний день функционирует схема поддержки развития ВИЭ, изображенная на рис. 1.1.7.

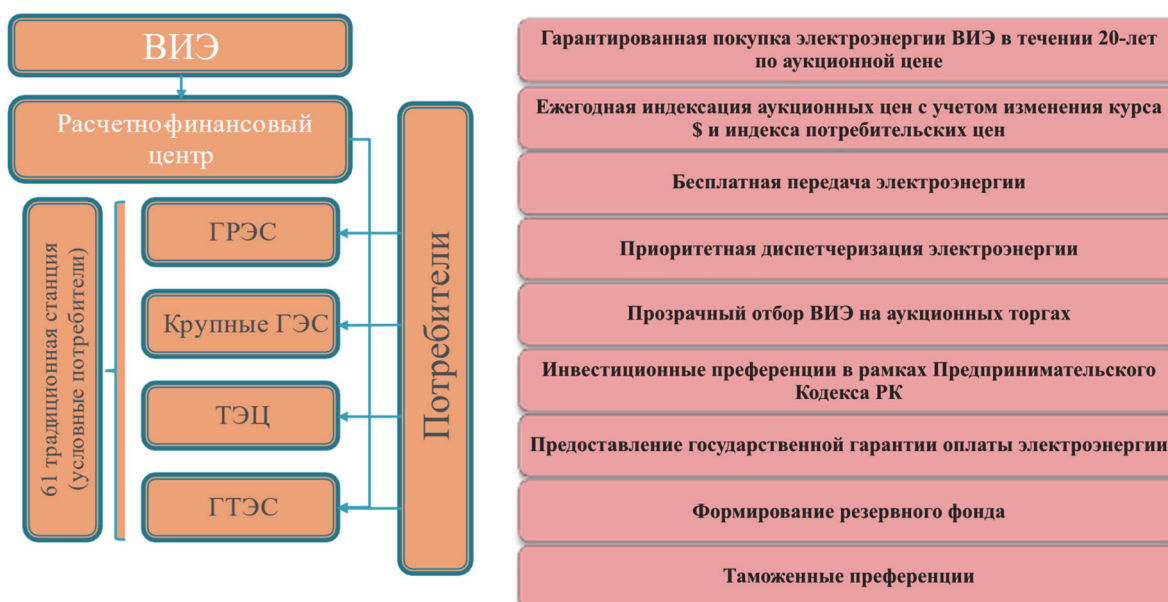


Рис. 1.1.7. Схема поддержки ВИЭ в Казахстане

В соответствии с внесенными поправками в Закон РК «Об электроэнергетике» в 2020 г. в Казахстане планируется развивать также энергетическую утилизацию отходов. Механизм поддержки предполагается по аналогии с ВИЭ через аукционные торги. На сегодня обсуждается вопрос установления предельной аукционной цены на электрическую энергию, произведенную путем энергетической утилизации отходов.

С вступлением в силу новой редакции Экологического кодекса с 01.07.21 г. перед энергетиками ужесточаются экологические требования к эксплуатации энергоустановок. При этом, переход на внедрение наилучших доступных технологий (НДТ) с 2025 г. будет стимулироваться посредством применения прогрессивных ставок экологических платежей. Согласно принципам НДТ должны быть предусмотрены технологии пылеочистки, а также удаления оксидов серы (SOx) и азота (NOx) в дымовых трактах, что потребует значительных затрат для энергопроизводящих организаций. Так, по предварительным расчетам для 12 крупных энергопроизводящих организаций потребуется более 3 млрд долларов США инвестиционных и операционных затрат на внедрение НДТ и прироста тарифа на 50–80%.

Стратегия «Казахстан 2050» и Концепция перехода РК к «зеленой» экономике определяют переход Казахстана к низкоуглеродному развитию. Казахстан, ратифицировав в 2016 г. Парижское соглашение, объявил определенные на национальном уровне вклады (ОНУВ), выразив безусловную готовность к 2030 г. сократить выбросы парниковых газов (ПГ) на 15% от уровня 1990 г. Надо сказать, что для растущей экономики Казахстана с высокой долей энергоемких производств, сырьевых производств (а в электроэнергетике – с высокой долей тепловых электростанций, работающих на угле) это амбициозная цель. Так, согласно четвертого двухгодичного национального отчета в Секретариат РКИК ООН о выбросах и поглощениях парниковых газов, эмиссии ПГ в базовом 1990 г. составили 386 млн тонн в эквиваленте CO₂, в 2018 году 401 млн т., превысив эмиссии базового года на 4% (при целевом ее значении 328 млн т. в конце 2030 г.). Следует отметить, что при этом относительная углеродоемкость производства электроэнергии в стране снижалась на 7% за счет вытесне-

ния мазута и наращивания доли использования газа (*Технический отчет АО «Жасыл Даму», февраль 2021г.*).

Положения нового Экологического кодекса РК и Парижского климатического соглашения требуют инвестиций для:

- реконструкции угольных станций по НДТ;
- перевода электростанций на природный газ;
- строительства маневренных гидро- и газовых станций;
- строительства ВИЭ и их интеграции в энергосистему;
- закрытия старых угольных станций и угольных разрезов.

По оценке Всемирного банка, «зеленый» сценарий развития электроэнергетики РК потребует более 96 млрд долларов США инвестиций со стоимостью электроэнергии 0,0415 доллара США/кВтч (*Aldayarov, M., Dobozi, I., & Nikolakakis, T. (2017). Stuck in transition: Reform experiences and challenges ahead in the Kazakhstan power sector. The World Bank*). В настоящее время, АО «Жасыл Даму» (подведомственная организация МЭГПР РК) с привлечением международной консалтинговой компанией Ernst & Young проводит исследование необходимых условий реализации Парижских соглашений, в том числе целевой структуры генерации мощности Казахстана.

В результате данных исследований: доля «производства электроэнергии и тепла» в общенациональном балансе выбросов ПГ в 2018 г. составила 27,3% (в 1990 г. – 29,2%); для декарбонизации и наращивания доли газовых мощностей в электроэнергетике потребуется дополнительно 5,97 млрд м³ газа в 2030 г. сверх объемов, предусмотренных Генеральной схемой газификации для топливно-энергетического комплекса; ценовая надбавка для конечных потребителей должна вырасти поэтапно до 24,12 тг/кВт·ч, в том числе за счет надбавки на покрытие капитальных затрат – на 17,55 тг/кВт·ч, за счет стоимости покупки углеродных единиц – на 6,57 тг/кВт·ч (при средней конечной цене по состоянию на 2020 г. 21,9 тг./кВт·ч – для бизнеса, 16,9 тг/кВт·ч – для населения).

При этом, в указанном приросте цен на электроэнергию не учтено удорожание себестоимости производства электроэнергии за счет перехода с угля на газ и за счет внедрения НДТ, предусмотренных новым Экологическим кодексом РК.

Возникают вопросы вследствие интеграции рынков энергосистем соседних стран: с 2025 г. запускается общий электроэнергетический рынок Евразийского экономического союза (ЕАЭС); имеет право на жизнь рассматриваемый из года в год вопрос создания регионального рынка электроэнергии Центральной Азии.

Вопрос в том, какова политика регулирования выбросов парниковых газов в энергетической сфере этих стран, которая будет влиять на конкурентоспособность электроэнергетической отрасли Казахстана и не только ее.

Тем самым все цели и меры по переходу на принципы НДТ и по декарбонизации экономики требуют интеграции в иерархическую единую систему государственного планирования развития страны, в которой должны быть найдены ответы на вопросы:

- как привлечь значительные инвестиции для трансформации электроэнергетики РК?
- как сохранить конкурентоспособность энергоемкой экономики, включая электроэнергетику и сохранить доступ населения к энергии?
- какая модель рынка может обеспечить баланс интересов всех его участников (Правительство – отрасль – бизнес – население) для обеспечения Устойчивого развития отрасли?

1.2. Особенности передачи прав владения или пользования объектами, находящимися в государственной или муниципальной собственности

В соответствии с законодательством концессионное соглашение - договор, который предусматривает получение частным инвестором во владение и пользование государственного (или муниципального) имущества на определенный срок, в течение которого он должен за свой счет создать и (или) реконструировать полученное имущество и осуществлять эффективное управление таким имуществом. На сегодняшний день концессия - наиболее законодательно проработанная модель государственно-частного партнерства в сфере жилищно-коммунального хозяйства, обеспечивающая использование соответствующих объектов инфраструктуры на условиях разделения рисков, компетенций и ответственности путем заключения и исполнения соответствующего соглашения.

Законодательством не допускается:

- изменение целевого назначения реконструируемого объекта концессионного соглашения;
- передача концессионером в залог объекта концессионного соглашения или его отчуждение.

Передача прав владения и (или) пользования объектами теплоснабжения, находящимися в государственной или муниципальной собственности, осуществляется только по договорам их аренды или по концессионным соглашениям, которые заключаются в соответствии с требованиями гражданского законодательства, антимонопольного законодательства Российской Федерации и принятых в соответствии с ними иных нормативных правовых актов Российской Федерации.

В случае, если срок, определяемый как разница между датой ввода в эксплуатацию хотя бы одного объекта из числа объектов теплоснабжения, находящихся в государственной или муниципальной собственности, и датой опубликования извещения о проведении соответствующего конкурса, превышает 5 лет либо дата ввода в эксплуатацию хотя бы одного объекта из числа данных объектов не может быть определена, передача прав владения и (или) пользования данными объектами осуществляется только по концессионному соглашению.

Долгосрочные договоры аренды и (или) концессионные соглашения по передаче объектов теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения, находящихся в государственной или муниципальной собственности, заключаются по результатам проведения конкурсов.

Рассмотрим риски и положительные стороны при заключении концессионных соглашений. Отметим риски со стороны муниципалитета (государства) – концессионера:

- инвестиционные - риски реализации и окупаемости инвестиционного проекта. Концедент вправе принимать на себя часть расходов на создание и (или) реконструкцию объектов концессионного соглашения (далее – КС);
- эксплуатационные (риски предоставления некачественных услуг потребителям);
- тарифные риски - риски, связанные с установлением тарифов, обеспечивающих возврат вложенных инвестиций. Обязанность органа регулирования (далее – Регулятор) учитывать долгосрочные параметры регулирования (далее - ДПР), предусмотренные КС.

– коммерческие (риски, связанные со сбором платежей за предоставляемые коммунальные услуги);

– сбытовые, связанные с изменением объемов потребления ресурсов.

При этом также существуют риски для концедента (муниципалитета, государства):

– недобросовестность концессионера – расторжение концессионного соглашения возможно только по решению суда;

– изменение экономической конъюнктуры – недостаточность инвестиционных средств, предусмотренных концессионным соглашением;

– бюджетные обязательства – по возмещению недополученного концессионером дохода.

Отметим положительные стороны концессионных соглашений для частных инвесторов:

1. Обеспечение разносторонних гарантий, повышающих возвратность вложенных средств и снижающих инвестиционные риски: гарантия использования метода регулирования, долгосрочных параметров регулирования, фиксация правил регулирования тарифов на момент заключения концессии, гарантия объема выручки при изменении нормативных правовых актов и т.д.;

2. Прозрачность конкурсных процедур и четкие правила формирования условий концессии в процессе конкурса:

условия концессии определяются конкурсной документацией и наилучшим конкурсным предложением, победитель определяется на основании ценового критерия - дисконтированной валовой выручки (суммы тарифных и бюджетных средств, требуемых концессионеру для осуществления инвестиционных и эксплуатационных обязательств).

Одной из положительных сторон заключения КС – это то, что муниципальное имущество на долгосрочной основе передается на определенное время в специализированной ресурсоснабжающей организации под определенные гарантии – реконструировать (заменить, модернизировать) переданное в эксплуатацию имущество с гарантией получить его через определенное количество лет с техническими характеристиками не хуже на момент его передачи по концессионному соглашению без использования бюджетных средств (или с минимальными финансовыми вложениями).

Еще одним преимуществом КС является обеспечение эффективного управления муниципальным (государственным) имуществом, с возможностью контроля за деятельностью частного оператора.

Рассмотрим порядок действия при заключении концессионного соглашения. Изначально организатор конкурса обращается к органу регулирования с заявлением о подготовке конкурсной документации с прилагаемыми к нему документами и материалами. Данное заявление составляется в произвольной форме и представляется в орган регулирования в письменной форме непосредственно или почтовым отправлением либо в электронной форме в виде электронного документа. В заявлении о подготовке конкурсной документации должна содержаться следующая информация:

а) наименование органа (организации), направляющего заявление;

б) вид проводимого конкурса (на право заключения концессионного соглашения в отношении объектов теплоснабжения, или на право заключения договора аренды);

в) сведения о составе имущества, в отношении которого проводится конкурс;

г) наименование и реквизиты организации (организаций), осуществлявшей эксплуатацию имущества, указанного в подпункте «в» настоящего пункта, в случае если организация (организации) осуществляла эксплуатацию этого имущества в какой-либо период в течение последних 3 лет;

д) предусмотренные конкурсной документацией дата начала и срок действия концессионного соглашения в отношении объектов теплоснабжения;

е) выбранный организатором конкурса метод регулирования тарифов и предложение о его согласовании;

ж) предлагаемые организатором конкурса значения долгосрочных параметров регулирования и предложение об их согласовании;

з) запрос о представлении сведений о ценах, значениях и параметрах, подлежащих представлению органом регулирования организатору конкурса [5].

Необходимо отметить, что объекты теплоснабжения, которые находятся в государственной или муниципальной собственности и права владения и (или) пользования которыми передаются по договору аренды или концессионному соглашению, подлежат техническому обследованию. Результаты технического обследования объектов теплоснабжения указываются в составе конкурсной документации.

Техническое обследование может выполнить эксплуатирующая теплоснабжающая организация. Показатели надежности и энергетической эффективности устанавливаются для каждого объекта теплоснабжения, передаваемого в концессию, на каждый год в течение срока действия концессионного соглашения. В соответствии требованиями ст.23 п.1.2. Федерального закона от 21.07.2005 г. №115-ФЗ «О концессионных соглашениях» в конкурсную документацию должен быть включен отчет о технической обследовании каждого объекта, передаваемого концедентом концессионеру по концессионному соглашению имущества, выполненного в соответствии с приказом Минстроя России от 21.08.2015 г. №606/пр. Кроме того, необходимо отметить, что показатели энергетической эффективности, указанные в проекте концессионного соглашения должны соответствовать отчету о техническом обследовании объектов.

Организатору конкурса на заключение концессионного соглашения необходимо представить расчеты, подтверждающие величины всех показателей энергосбережения и энергетической эффективности, необходимые для объективной оценки предлагаемых показателей. Показатели должны быть определены в соответствии с требованиями приказа Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. №325 и постановления Правительства Российской Федерации от 16 мая 2014 г. №452, которые должны содержать сведения:

1. год постройки объектов теплоснабжения, централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения, водоотведения;

2. дата ввода в эксплуатацию объектов теплоснабжения, централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения;

3. материал, диаметр трубопроводов по проекту и по исполнительной документации, их фактическое состояние, процент износа;

4. расчетные и фактические параметры давления и пропускной способности трубопровода сетей теплоснабжения, централизованных сетей горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения;

5. сведения об аварийности объектов централизованных систем теплоснабжения, горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения за период с

момента проведения предыдущего технического обследования, а в случае проведения технического обследования в соответствии с настоящими требованиями впервые - за последние 5 лет [9].

При представлении сведений о прогнозных значениях объема полезного отпуска на срок действия концессионного соглашения при отсутствии схемы теплоснабжения/водоснабжения либо программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования или при отсутствии в указанных документах информации об объемах полезного отпуска предоставляется расчетный объем полезного отпуска с учетом фактического полезного отпуска за последний отчетный год и с учетом динамики полезного отпуска за последние 3 года.

Конкурсная документация включает в себя следующие существенные условия:

1) значения долгосрочных параметров регулирования деятельности концессионера (величина операционных расходов на базовый период регулирования, индекс эффективности, нормативный уровень прибыли, величина технологических потерь в Гкал., удельный расход топлива на 1 Гкал.);

2) задания и основные мероприятия, определенные в соответствии со ст.22, с описанием основных характеристик таких мероприятий;

3) срок действия концессионного соглашения;

4) предельный размер расходов на создание и (или) реконструкцию объектов, источник финансирования данных мероприятий;

5) плановые значения показателей надежности, энергетической эффективности объектов теплоснабжения: плановые значения показателей объектов теплоснабжения в соответствии с отчетом о техническом обследовании;

6) порядок возмещения расходов концессионера, подлежащие возмещению в соответствии с требованием законодательства.

В соответствии с требованием законодательства орган регулирования предоставляет организатору конкурса:

1) объем полезного отпуска тепловой энергии в году, предшествующем первому году срока действия КС;

2) цены на энергетические ресурсы в году, предшествующем 1-му году срока действия КС, а так же прогнозные цены;

3) удельное потребление энергетических ресурсов на единицу объема полезного отпуска тепловой энергии в году, предшествующем 1-му году срока действия КС;

4) величину неподконтрольных расходов, за исключением расходов на энергетические ресурсы, арендной платы и налога на прибыль организаций;

5) предельные (min и (или) max) значения критериев конкурса, а именно:

6) предельный (max) рост необходимой валовой выручки концессионера в соответствующем году по отношению к предыдущему году;

7) иные цены, величины, значения, параметры.

Федеральным законодательством определены сроки предоставления ответов на обращение (рассмотрение заявления). В случае отсутствия в заявлении о подготовке конкурсной документации какой-либо информации, орган регулирования не позднее чем через 3 рабочих дня со дня поступления заявления запрашивает у организатора конкурса недостающие сведения.

Если недостающие сведения не были представлены в течение 3 рабочих дней со дня получения организатором конкурса запроса, орган регулирования возвращает конкурсную документацию организатору конкурса.

Если заявление о подготовке конкурсной документации было представлено организатором конкурса в соответствии с требованием законодательства, то орган регулирования не позднее чем через 15 рабочих дней со дня поступления заявления дает ответ.

Организатор конкурса согласовывает с органом регулирования метод регулирования и значения долгосрочных параметров, не являющихся критериями конкурса (первоначальный размер инвестированного капитала, динамика изменений расходов на топливо при изменении метода распределения топлива).

Орган регулирования направляет организатору конкурса минимально допустимые плановые значения деятельности концессионера, предельные значения критериев конкурса, предельный рост необходимой валовой выручки концессионера (далее – НВВ), фактические и прогнозные показатели объема отпуска, цена на энергоресурсы, прочие параметры, используемые в расчете НВВ.

Таким образом, первым шагом для заключения концессионного соглашения является обращение организатора конкурса в орган регулирования, которое содержит заявление, предлагаемый метод регулирования, значения ДПР и запрос цен на приобретаемые энергоресурсы.

Орган регулирования – согласовывает (или отказывает в согласовании) метод регулирования, и ДПР, предельные значения роста НВВ, цены, значения и параметры для расчета НВВ (данные показатели действуют от 3 до 6 месяцев – в соответствии с законодательством).

При повторном обращении с заявлением о подготовке конкурсной документации с доработанными документами и материалами Орган регулирования согласовывает:

- ДПР в случае, если они находятся в рамках предельных значений параметров;
- метод регулирования тарифов в случае, если он соответствует методу, содержащемуся в ответе Регулятора.

Орган регулирования представляет ответ организатору конкурса на его повторное заявление в течение 5 дней.

Необходимо отметить, что в Республике Татарстан для муниципальных органов и для ресурсоснабжающих организаций органом регулирования была разработана маршрутная карта – пошаговая инструкция с ссылками на законодательство для подготовки проекта конкурсной документации и заключения концессионного соглашения. Кроме того, специалистами органа регулирования совместно руководством республики ежегодно проводятся тематические обучающие семинары, курсы повышения квалификации, круглые столы где рассматриваются основные этапы заключения концессионного соглашения, а также рассматриваются наиболее удачные проекты.

В случае инициативной концессии заявление уполномоченного органа, содержит:

- 1) наименование уполномоченного органа;
- 2) сведения о составе передаваемого имущества в соответствии с проектом КС,
- 3) проект КС;
- 4) наименование и реквизиты организации, осуществлявшей эксплуатацию имущества, в течение 3 последних лет

- 5) срок КС действия;
- 6) объем финансирования, предусмотренных КС на создание и (или) реконструкцию объектов теплоснабжения на каждый год срока действия КС, источник финансирования;
- 7) размер концессионной платы,
- 8) информация о том, что документы, материалы и сведения, инициатором не запрашивались [5, 6].

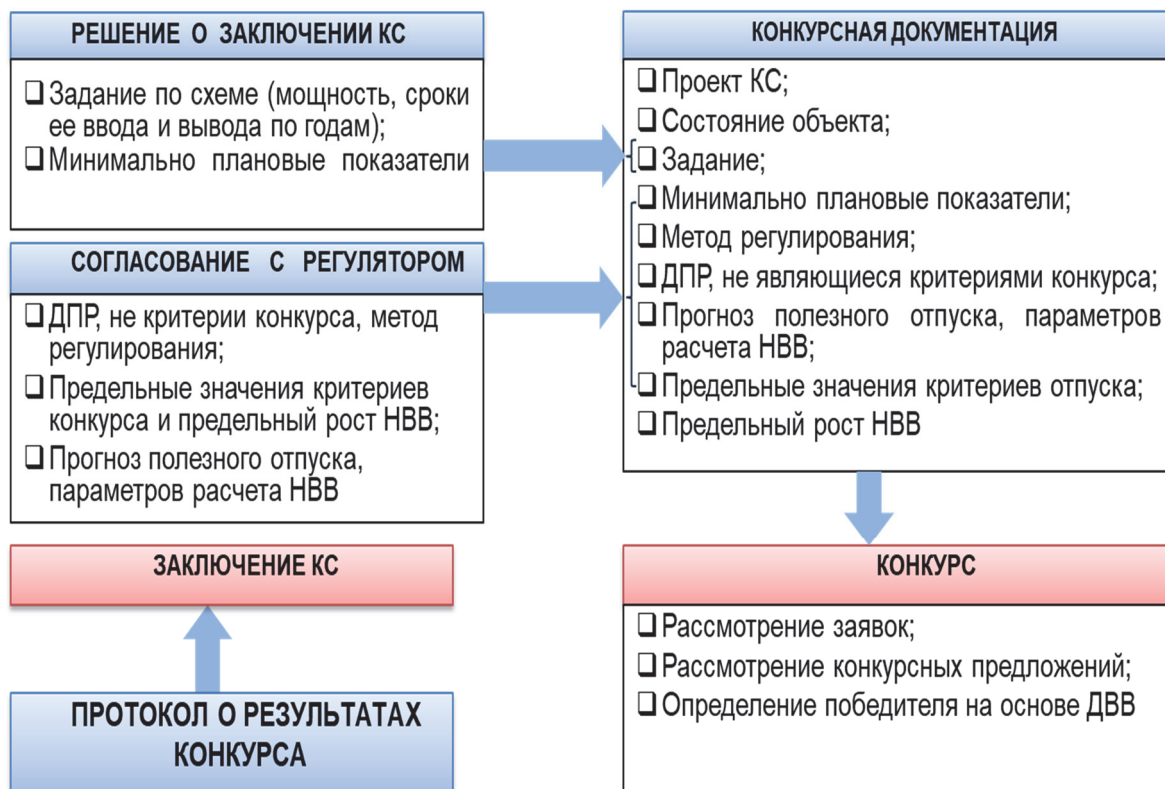


Рис. 1.2.1. Схема передачи муниципальных (государственных) объектов ресурсоснабжающей организации по концессионному соглашению

К заявлению в орган регулирования направляются следующие документы:

- 1) предложение о заключении КС и приложенный к нему проект КС;
- 2) документы, материалы и сведения, предоставленные по запросу инициатора.

Федеральным законодательством определены сроки предоставления ответов на обращение по инициативной концессии (рассмотрение заявления) – они несколько иные и сокращенные:

В случае отсутствия в заявлении о подготовке конкурсной документации какой-либо информации, орган регулирования возвращает заявление в течение 3 рабочих дней со дня его поступления с указанием недостающей информации и одновременно уведомляет об этом инициатора.

Если заявление о подготовке конкурсной документации было представлено организатором конкурса в соответствии с требованием законодательства, ответ орган регулирования дается не позднее чем через 10 календарных дней со дня его поступления.

Повторное обращение с инициативной концессией орган регулирования направляет ответ о согласовании или об отказе в согласовании значений ДПР и метода регулирования тарифов, содержащихся в проекте КС, доработанном инициатором, в течение 2 календарных дней.

Законодательством также предусмотрена передача муниципального (государственного) имущества без проведения конкурсных процедур в следующих случаях.

1. Трансформация аренды, заключенной до 01.07.2010 г. на срок не превышающем срок аренды (5 лет)

2. При заключении КС с участником конкурса в отсутствие других заявок, либо удовлетворительных конкурсных процедур (конкурс не состоялся);

3. По КС передается бесхозяйственное имущество – без ограничений, если концессионер является гарантирующим поставщиком или единой теплоснабжающей организацией;

4. КС заключается с инициатором передачи в концессию объектов при отсутствии других заинтересованных лиц (инициативная концессия).

Необходимо отметить, что у концессионера есть право передачи объекта концессионного соглашения в пользование третьим лицам (с согласия концедента), однако, у органа регулирования нет обязанности соблюдения ДПР (предусмотренных концессионным соглашением) при утверждении тарифов для третьих лиц.

В случае, если ДПР деятельности концессионера, установленные концессионным соглашением, и в установленном Правительством Российской Федерации порядке согласованы с органом регулирования, он обязан использовать их в качестве долгосрочных параметров при формировании тарифов.

Утвержденные инвестиционной программы должны содержать необходимые и достаточные мероприятия для выполнения обязательств по достижению включаемых в инвестиционную программу плановых значений технико-экономических показателей, предусмотренных КС.

Объем финансовых потребностей в целях реализации инвестиционной программы должен быть достаточным для финансирования мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой, но не превышать укрупненные нормативы цены.

Стандартные ошибки, допускаемые организаторами конкурса при подготовке конкурсной документации и заключении концессионного соглашения:

1) не утверждена схема теплоснабжения, водоснабжения;

2) отсутствует Задание или оно не соответствует требованиям закона (минимальные плановые показатели деятельности концессионера, графики ввода/вывода мощностей, нагрузки в точках подключения);

3) установлены требования к участникам конкурса, не предусмотренные ФЗ-115;

4) отсутствует описание состояния объекта или не соответствует требованиям законодательства (тех. обследование, бухгалтерская отчетность, тарифы и расходы энергоресурсов у МУП);

5) неверно рассчитана НВВ, построена финансовая модель реализации КС. С ее использованием организаторы конкурса проводят оценку предельного объема инвестиций при тарифных ограничениях. В программе не учитываются финансовые потоки инвестора (возможности привлечения капитала по обслуживанию долга), что ведет к завышению предельного объема инвестиций;

6) Конкурсная документация не размещается в сети Интернет.

Внесение изменений в заключенное концессионное соглашение вносится в соответствии со статьей 13 Федерального закона от 21 июля 2005 г. №115-ФЗ «О концессионных соглашениях»:

- КС может быть изменено по соглашению сторон.

Концедент обязан рассмотреть требования концессионера по изменению существенных условий КС в случае;

- если реализация КС стала невозможной в установленные в нем сроки в результате возникновения обстоятельств непреодолимой силы,
- в случаях существенного изменения обстоятельств,
- в случае, если вступившими в законную силу решениями суда или ФАС РФ установлена невозможность исполнения концессионером или концедентом установленных КС обязательств вследствие решений, действий (бездействия) государственных органов, органов местного самоуправления и (или) их должностных лиц.

Изменение существенных условий КС осуществляется по согласованию с антимонопольным органом. Заявитель (концедент или концессионер) предоставляет в антимонопольный орган:

- а) заявление (один экземпляр);
- б) текст изменений, предлагаемых к внесению в КС, согласованный с концедентом и концессионером;
- в) обоснование необходимости изменения условий КС с приложением подтверждающих материалов и документов;
- г) решение концедента о заключении КС;
- д) само концессионное соглашение;
- е) конкурсную документацию;
- ж) конкурсное предложение концессионера;
- з) предварительное согласие Регулятора.

Заявление и документы, поступившие в антимонопольный орган, рассматриваются не более 30 календарных дней со дня регистрации.

В соответствии с действующим законодательством КС прекращает свое действие в соответствии:

- 1) по истечении срока действия КС;
- 2) по соглашению сторон;
- 3) в случае досрочного расторжения КС на основании решения суда;
- 4) в предусмотренном КС случае его досрочное расторжение на основании решения Правительства РФ или уполномоченного им федерального органа исполнительной власти (для концессионного соглашения, концедентом в котором является Российская Федерация), либо органа местного самоуправления (для концессионного соглашения, концедентом в котором является муниципальное образование), если неисполнение или ненадлежащее исполнение концессионером обязательств по КС повлекло за собой причинение вреда жизни или здоровью людей либо имеется угроза причинения такого вреда.

5) досрочно прекращаются в случае, если объектами КС являются объекты производственной и инженерной инфраструктуры имущество Вооруженных Сил РФ, на основании решения Министерства обороны РФ на основании решений Прави-

тельства РФ в случае неисполнения или ненадлежащего исполнения концессионерами обязательств по таким КС.

Всего с 2016 г. по сегодняшний день в сфере теплоснабжения в Республике Татарстан сфере теплоснабжения в 17-ти муниципальных образованиях согласованы долгосрочные параметры регулирования, согласован метод регулирования и переданы объекты теплоснабжения специализированным теплоснабжающим организациям из 43 муниципальных образований (что составляет 40%). Всего заключено 111 концессионных соглашений в сфере теплоснабжения, в том числе в Кукморском муниципальном районе заключено – 43 КС, в Заинском муниципальном районе – 21 КС, в Дрожжановском муниципальном районе – 38 КС на общую сумму финансирования мероприятий по реконструкции (модернизации объектов) более 516,0 млн руб. из которых 74, млн руб. – это привлеченные бюджетные федеральные средства, 325 млн руб. – привлеченные средства частных инвесторов.

Литература

1. Федеральный закон от 21.07.2005 г. №115-ФЗ «О концессионных соглашениях»;
2. Федеральный закон от 07.12.2011 г. №416 «О водоснабжении и водоотведении»;
3. Федеральный закон от 27.07.2012 г. №190 «О теплоснабжении»;
4. Постановление Правительства Российской Федерации от 05 декабря 2006 г. №748 «Об утверждении типового концессионного соглашения»;
5. Постановление Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 г. №1075 «О ценообразовании и в сфере теплоснабжения»;
6. Постановление Правительства Российской Федерации от 13 мая 2013 г. № 406 «О государственном регулировании тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения»;
7. Постановление Правительства Российской Федерации от 24 апреля 2014 г. №368 «Об утверждении правил предоставления антимонопольным органом согласия на изменение условий концессионного соглашения».
8. Постановление Правительства Российской Федерации от 16 мая 2014 г. №452 «Об утверждении Правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений и о внесении изменения в постановление Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. №340».
8. Постановление Правительства Российской Федерации от 31 марта 2015 г. №300 «Об утверждении формы предложения о заключении концессионного соглашения с лицом, выступающим с инициативой заключения концессионного соглашения»;
9. Приказа Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. №325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

1.3. Анализ методов разнесения топливных затрат на ТЭЦ в условиях обеспечения конкурентоспособности на тепловом рынке

Рассмотрим и проведем анализ существующих на сегодняшний день методов разнесения затрат при производстве электрической и тепловой энергии на генерирующих объектах России.

В качестве основных технико-экономических показателей ТЭС для оценки экономической деятельности и формирования себестоимости производимой продукции, используются удельные расходы условного топлива на отпуск электрической энергии b_N (1), на отпуск промышленного пара b_{Π} (2), а также на отпуск тепла b_T (3).

$$b_N = B_N / (N - N^{\text{сн}}), \quad b_N = B_N / (N - N^{\text{сн}}), \quad (1.3.1.)$$

$$b_{\Pi} = B_{\Pi} / (Q_{\Pi} - Q_{\Pi}^{\text{сн}}), \quad b_{\Pi} = B_{\Pi} / (Q_{\Pi} - Q_{\Pi}^{\text{сн}}) \quad (1.3.2)$$

$$b_T = B_T / (Q_T - Q_T^{\text{сн}}), \quad b_T = B_T / (Q_T - Q_T^{\text{сн}}) \quad (1.3.3)$$

где B_N, B_{Π}, B_T – отношение общего расхода условного топлива B , к выработке электроэнергии, промышленного пара, тепла соответственно; $N^{\text{сн}}, Q_{\Pi}^{\text{сн}}, Q_T^{\text{сн}}$ – собственные нужды станции при производстве электро- и теплоэнергии в виде пара и горячей воды.

До 1996 года для России официальным являлся «физический» метод для определения удельного расхода условного топлива на выработку электроэнергии, так же и для промышленного пара и тепла, но с 2013 года все большее внимание стали уделять возврату к этому методу [3,7]. Данный метод так же носит название «тепловой, балансовый или энтальпийный» [1,7,8].

При применении физического метода распределения расхода условного топлива между электрической энергией, отпускаемой с шин электростанций, и тепловой энергией, отпускаемой с коллекторов электростанций при комбинированном производстве, при котором удельный расход условного топлива на отпускаемую тепловую энергию рассчитывается обратно пропорционально коэффициенту полезного действия (КПД) нетто энергетических и пиковых водогрейных котлоагрегатов с учетом затрат электрической энергии на теплофикационную установку, затрат электрической энергии на насосы, используемые при подготовке химически обессоленной воды для восполнения невозврата конденсата от потребителей пара, коэффициента потерь при отпуске тепловой энергии внешним потребителям от энергетических котлоагрегатов, коэффициента освоения вновь введенного оборудования, коэффициента стабилизации тепловых процессов и коэффициента теплового потока.

Наиболее «справедливым» и корректным термодинамическим методом считают эксергетический [1,4,5]. С помощью эксергии происходит оценка качества различных (неэквивалентных) видов энергий [9]. Но, для использования данного метода необходимы дополнительные значения, исходные параметры режима работы оборудования тепловой станции. Для эксергетического методы используются значения энтальпии и энтропии различных видов пара их конденсата и температура окружающей среды.

С 1996 г. утвержден метод пропорционального распределения от компании ОРГРЭС. Данный метод признан официальным методом для составления отчетности

по экономичности работы оборудования ТЭЦ [1,10]. При применении пропорционального метода распределения расхода условного топлива между электрической энергией, отпускаемой с шин электростанций, и тепловой энергией, отпускаемой с коллекторов электростанций при комбинированном производстве, в соответствии с расчетом удельных расходов условного топлива на основании физического метода, с увеличением расхода топлива на производство электрической энергии за счет коэффициентов увеличения расхода тепловой энергии на производство электрической энергии и увеличения расхода топлива энергетическими котлами на отпуск электрической энергии при условном отсутствии отпуска тепловой энергии внешним потребителям из производственных и теплофикационных отборов (а также из приравненных к ним нерегулируемых отборов) и от конденсаторов турбоагрегатов.

Метод, который учитывает недовыработку электроэнергии, основан на учете недобыработанной электрической энергии в результате отвода пара части высокого давления на производство промышленного пара и тепла [1].

Метод, который учитывает тепловую ценность пара, основывается на учете энергетического качества различных видов паров при помощи коэффициентов ценности. Данные коэффициенты рассчитываются по методу пропорционального распределения.

Для каждого из этих методов есть свои преимущества и недостатки. Сравнительный анализ термодинамических методов, приведен в табл. 1.3.1. [11].

Таблица 1.3.1

Сравнительный анализ термодинамических методов

№	Метод	Учет неэквивалентн. электро-энергии и тепловой энергии	Учет неэквивалентн. различных видов тепловой энергии	Механизм учета неэквивалентн.	Эффективность метода
1	Эксергетический метод	Возможен	Возможен	Эксергия	Эффективные методы
2	Метод, учитывающий недовыработанную электроэнергию	Возможен	Возможен	Технические характеристики оборудования ТЭЦ	
3	Метод пропорционального распределения от компании ОРГЭС	Не возможен	Возможен	Коэффициенты ценности различных видов пара	Менее эффективные методы
4	Метод, учитывающий тепловую ценность пара	Не возможен	Возможен		
5	«Физический» метод	Не возможен	Не возможен		Неэффективный метод

Применив выражения (1.3.1)–(1.3.3) для расчета удельных расходов условного топлива на отпуск продукции от ТЭС для рассмотренных выше термодинамических методов, полученные результаты отобразим на рис. 1.3.1, с целью проведения сравнительного анализа.

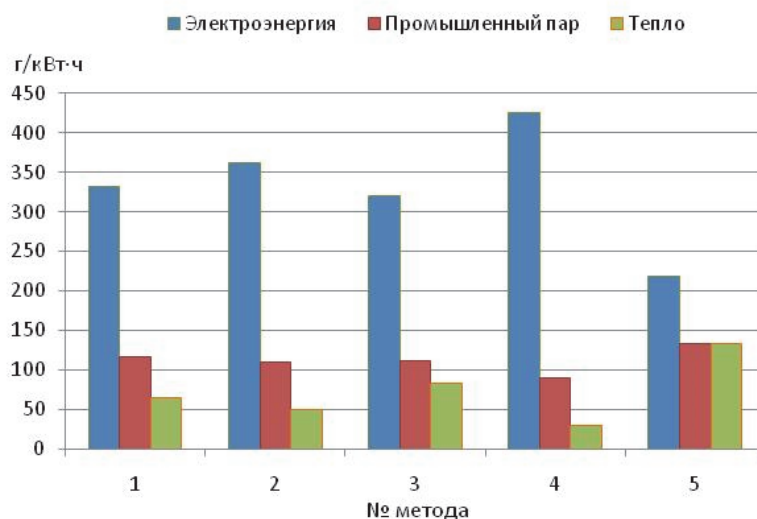


Рис. 1.3.1. Удельные расходы условного топлива на производство тепловой и электрической энергии на ТЭЦ

При всемразнообразии перечисленных методов, до 1996 года основную позицию занимал «физический» метод, характеризующийся рядом положительных и отрицательных особенностей, но оказавшимся наименее эффективным термодинамическим методом, так как жесткая привязка к ценообразованию вызывает торможение в развитии рыночных отношений в сфере электро- и теплоэнергетики.

По этой причине с 1996 по 2013 гг. в качестве официального метода при составлении технической отчетности был утвержден метод пропорционального распределения от компании ОРГРЭС, выступающим промежуточным звеном между «физическим» и эксергетическим методами.

Известный факт, что нормируемые затраты топлива на отпуск тепловой энергии на основании пропорционального метода не покрывают фактических затрат на производство в условиях конкурентного рынка электрической энергии, покупаемой от ТЭЦ, которая должна быть не ниже стоимости самой лучшей «Эквивалентной КЭС» на таком же топливе и с такими же параметрами парового цикла, формирует убыток электростанций.

Предложение

На сегодняшний день большинство ТЭЦ обеспечивают теплоснабжение населенных пунктов, но из-за заниженных тарифов на тепло они переносят затраты на электроэнергию и мощность, при этом в условиях рынка оказываются неконкурентоспособными.

Негативные последствия «физического» метода широко проявились в период перехода от планового управления энергетикой России на так называемые рыночные отношения. Из-за того, что удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии от ТЭЦ был больше, чем на большинстве котельных, большое количество тепловых потребителей стали отключаться от сетей централизованного теплоснабжения ТЭЦ и строить мини-котельные, «крышные» котельные.

Перекрестное субсидирование между производством тепловой и электрической энергией, подтверждается технико-экономическими показателями работы генерирующих источников Волгоградской области, которые приведены в табл. 1.3.2.

Таблица 1.3.2

Показатели работы ТЭЦ Волгоградской области за 2015, 2016 и 2020 гг.

№ №	Наименование показателя	Ед. изме- рения	ВТЭЦ			ВТЭЦ-2			ВолгТЭЦ-2			КамТЭЦ		
			2015	2016	2020	2015	2016	2020	2015	2016	2020	2015	2016	2020
1	Метод отнесения затрат		ОРГРЭС	Физ	Физ	ОРГРЭС	Физ	Физ	ОРГРЭС	Физ	Физ	ОРГРЭС	Физ	Физ
2	Отпуск электроэнергии,	тыс. кВт·ч	1028432	1071202	753320	955234	1011967	746423	759886	686101	651133	162955	165718	150970
3	всего		1287037	1334289	1202203	1071463	1091844	1089668	2084800	2201828	1953928	573484	571032	561795
4	Отпуск тепла	Гкал	298802	344224	331373	115981	113665	96695	1320199	1421071	1203580	37817	26843	26374
5	из производственного отбора		988235	990065	870830	955482	978179	992973	764601	780757	750348	535667	544189	535421
6	из теплофикационного отбора		564769	613010	478098	458817	491505	395373	560923	562601	527255	128717	126534	119235
7	Расход условного топлива	т/т	366461	361030	248269	305013	297132	206816	259546	182049	184858	51703	29000	24580
8	на отпуск электроэнергии		198308	251980	229829	153804	194373	188557	301377	380552	342397	77013	97534	94655
9	Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	г/кВт·ч	356,3	337,0	329,6	319,3	293,6	277,1	341,6	265,3	283,9	317,3	175,0	162,8
	Разница – (Физ ₂₀₁₆ - ОРГРЭС ₂₀₁₅)		-19,3			-25,7			-76,3				-142,3	
10	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	154,1	188,9	191,2	143,6	178,0	173,0	144,6	172,8	175,2	134,3	170,8	168,5
	Разница – (Физ ₂₀₁₆ – ОРГРЭС ₂₀₁₅)		34,8			34,4			28,2				36,5	

В связи со сложившейся ситуацией на рынках электроэнергии и тепла, предлагается рассмотреть новый метод расчета тарифов на тепловую энергию, направленного на создание мероприятий по развитию системы теплоснабжения поселений и городских округов, с неофициальным названием «Альтернативная котельная» (далее АК).

Метод АК предполагает расчет и утверждение на долгосрочный период (до 5 лет) тарифа на тепловую энергию, который является максимальным для единой теплоснабжающей организации (ЕТО) при взаиморасчетах с потребителями в определенной ценовой зоне теплоснабжения. Таким образом, цена за 1 Гкал не может быть выше «предельного уровня».

«Предельный уровень цен» (максимальный тариф) для конкретного города (зоны теплоснабжения) рассчитывается исходя из стоимости строительства потенциального альтернативного источника теплоснабжения, затрат на топливо для АК, затрат на передачу тепла от АК до потребителей, а также иных вспомогательных затрат, необходимых для функционирования указанного рассматриваемого «теоретического» теплоисточника. Сумма вышеуказанных затрат, деленная на количество Гкал, которые необходимо получить от АК для качественного теплоснабжения потребителей является тарифом «альтернативной котельной» или предельным уровнем цен, который рассчитывается и устанавливается органом тарифного регулирования.

По мнению экспертов Министерства энергетики РФ, у предлагаемого метода АК, выделяются положительные стороны, как для государства, так и для потребителей [12].

Для государства выгодами являются:

- отсутствие необходимости субсидирования генерирующих объектов;
- возможность привлечь в отрасль поток инвестиций со стороны частного сектора;
- создание огромные запасы по росту энергоэффективности;
- повышение общей безопасности страны с точки зрения энергобезопасности;
- сосредоточение высокотехнологичных производств на территории страны их локализация.

С точки зрения потребителя, к положительным моментам относят:

- уменьшение стоимости тепловой и электрической энергии, связанное с повышением энергоэффективности;
- уменьшение или полная остановка роста дополнительного тарифа для привлечения инвестиций;
- общее повышение надежности энергоснабжения;

Но как любого нового метода у метода АК есть свои минусы. На данный момент недостатки можно сформулировать, опираясь на опыт внедрения других методов, так как эта методика находится в стадии пилотного проекта.

К основным недостаткам метода «Альтернативная котельная» относят:

- рост в 3-4 раза топливной составляющей на тепловую энергию предусмотренный методикой;
- пересмотр общего теплоснабжения потребителей за счет перехода на крышные и квартальные котельные;
- увеличение тарифа согласно новой методике в прогнозе регионально выглядит следующим образом: Казань – 78%; Новосибирск – 63%; Омск – 61,6%; Челябинск – 46%; Волгоград – 42%; Екатеринбург – 40%; Уфа – 28%; Ростов-на-Дону – 15,6%; Нижний Новгород – 3,5%. [13].

Такая концепция не меняет систему субсидирования. Для населения и производственного сектора это приведет к повышению тарифов. Средства субсидирования будут выделяться из местных региональных бюджетов.

На рисунках 1.3.2 и 1.3.3 показана общая динамика изменения удельных расходов условного топлива на отпуск продукции ТЭЦ Волгоградского региона, в переходный период от метода ОРГРЭС к физическому.



Рис. 1.3.2. Удельные расходы условного топлива на отпуск электроэнергии, г/кВт·ч

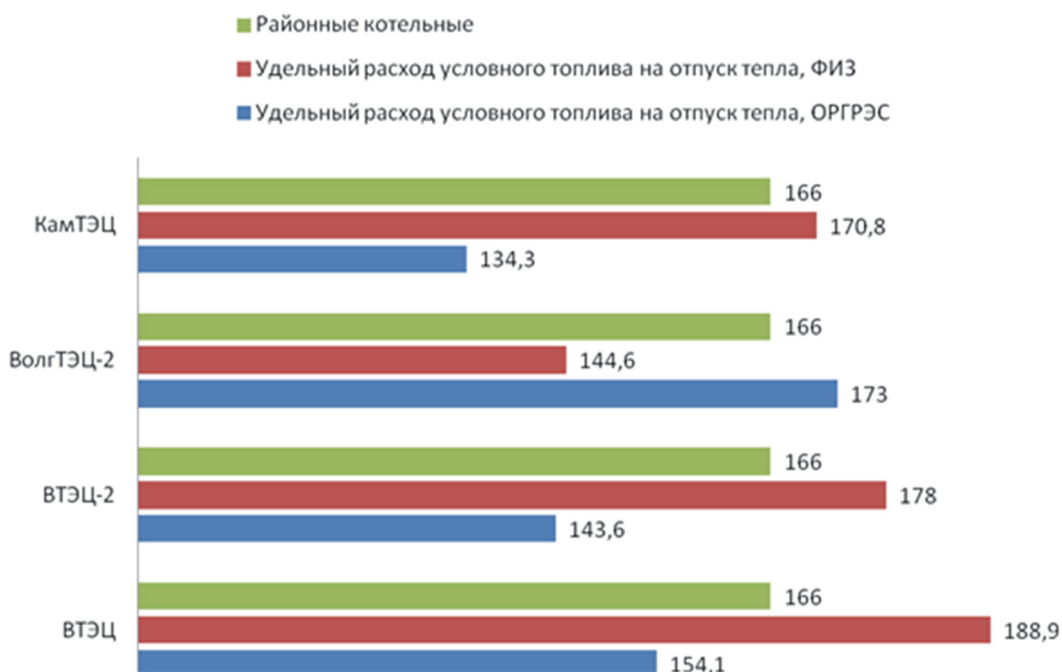


Рис. 1.3.3. Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг/Гкал

Для стимуляции потенциального потребителя к покупке вырабатываемой на ТЭЦ тепловой энергии можно выделить следующее:

- изменение цены тепловой энергии;
- отсутствие сбоев поставок тепловой энергии и высокий уровень ее качества;
- заключение договоров по нерегулируемым ценам на длительный период.

Обсуждение результатов

На основании качественного анализа приведенного материала выше предлагается метод отдельной рентабельности по расчету себестоимости производства энергии на ТЭЦ [14]. Метод предполагает выделение одного из видов энергии в качестве побочного, эта энергия отпускается потребителю по договорной цене. Из суммарных затрат определяемых постоянными и переменными издержками, накладными расходами и т.п. вычитается выручка от его реализации. На производство основного продукта (тепловой энергии) относится остаток.

Расчет валовой выручки от реализации тепловой энергии согласно предлагаемого метода отдельной рентабельности, проводится по выражению (1.3.4)

$$ВВ_{ТЭ} = [З_{Т} + УПЗ - ВВ_{ЭЭ}] \cdot (1 + R), \quad (1.3.4)$$

где $З_{Т}$ – затраты ТЭЦ на топливо; УПЗ – условно-постоянные затраты станции; $ВВ_{ЭЭ}$ – валовая выручка от продажи выработанной электрической энергии на ОРЭМ или для стороннего (автономного) предприятия;

R – рентабельность (для ТЭЦ $R \approx 5-10\%$). Валовая выручка от продажи электроэнергии определяется по выражению (1.3.5)

$$ВВ_{ЭЭ} = N_{Э} \cdot Ц_{Э}, \quad (1.3.5)$$

где $N_{Э}$ – выработанная электрическая энергия на станции; $Ц_{Э}$ – цена за 1 кВт·ч электроэнергии на рынке ОРЭМ или себестоимость отпускаемой электрической энергии автономному предприятию.

Метод позволяет исключить необходимость разделения расходов на тепловую и электрическую энергию. При таком подходе коэффициент использования теплоты топлива (КИТТ) может быть использован в качестве показателя энергоэффективности ТЭЦ.

С целью получения тарифа как итогового результата применения метода разнесения рентабельности необходимо воспользоваться выражением (1.3.6)

$$T_{ТЭ} = \frac{ВВ_{ТЭ}}{Q_{Т}}, \quad (1.3.6)$$

где $Q_{Т}$ – отпущенная с коллекторов станции тепловая энергия.

Для анализа и сравнения предлагаемого метода с действующими, необходимо провести математическое моделирование по выражениям (1.3.4)–(1.3.6), а также взять в открытых источниках значения действующих тарифов [15]. Полученные результаты отобразим на рис. 1.3.4.

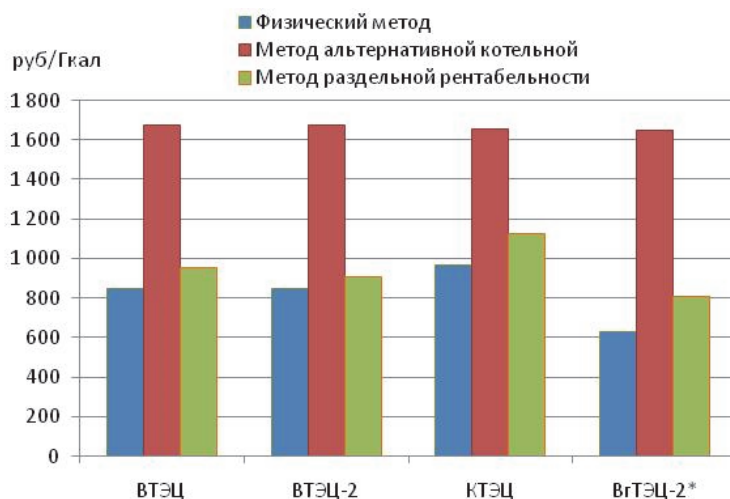


Рис. 1.3.4. Сравнение тарифов источников теплоснабжения Волгоградской области в зависимости от метода:

* – Волгоградская ТЭЦ-2 отпускает электроэнергию автономному предприятию Волгоградскому нефтеперерабатывающему заводу, расчет тарифа по предлагаемому методу велся с учетом себестоимости продукции

Предлагаемый метод разделения рентабельности является универсальным и подходит для определения тарифа на отпускаемую продукцию как для генерирующих объектов входящих в состав ОРЭМ, так и работающих автономно для нужд отдельных энергоемких предприятий.

1. Сравнительный анализ методов применяемых на объектах теплоснабжения Волгоградской области показал, что метод раздельной рентабельности занимает промежуточное значение, являясь наиболее выгодным методом разнесения затрат, позволяющим нивелировать негативные последствия «физического» метода, укрепив конкурентные позиции ТЭЦ на тепловом рынке.

2. Применение метода раздельной рентабельности при формировании тарифной политики, позволяет сгладить процесс перехода от существующего метода к методу альтернативной котельной, что положительно повлияет на экономическую составляющую производства тепловой и электрической энергии ТЭЦ.

3. Результаты сравнительного анализа существующих методов разнесения топливных затрат на производство электроэнергии и тепла на ТЭЦ, дает право выбора генерирующим объектам наиболее рационального и экономически выгодного метода в рамках региональной тарифной политики на площадке их функционирования, что позволяет укрепить конкурентные позиции электростанции.

4. Моделирование существующих и предлагаемых методов разнесения топливных затрат ТЭЦ с использованием цифровых технологий сбора, хранения и обработки данных, позволяет проводить оценку текущей финансовой деятельности станции на рынках тепловой и электрической энергии, и повысить конкурентоспособность ТЭЦ по сравнению с другими источниками тепловой энергии.

Благодарность

Работа выполнена при финансовой поддержке государственного задания Российской Федерации FSWF-2020-0025 «Разработка методов и анализ способов достижения высокого уровня безопасности и конкурентоспособности объектов энергетических систем на базе цифровых технологий».

Литература

1. Киселев, Г.П. Варианты расчета удельных показателей эффективности работы ТЭЦ. – М.: Издательство МЭИ, 2003.
2. Приказ Минэнерго РФ от 12.09.2016 г. №952 «Об утверждении методических указаний по распределению удельного расхода условного топлива при производстве электрической и тепловой энергии, применяемых в целях тарифного регулирования в сфере теплоснабжения.
3. Коростелева, Т.С. Разработка процедурраспределения затрат при формировании себестоимости энергии на ТЭЦ в рыночных условиях хозяйствования: автореф. дисс. ... канд. экон. наук. – Самара, 2005.
4. Gochenour C., Silvennoinen A., Antila H., Pulkkinen R. Regulation of heat and electricity produced in combined heat-and-power plants // World Bank Technical Paper. October – 2003.
5. Siitonen S., Holmberg H. Estimating the value of energy saving in industry by different cost allocation methods // INTERNATIONAL JOURNAL OF ENERGY RESEARCH. DOI 10.1002/er.1794. September 2010. P.12.
6. Славина, Н.А. О методах распределения затрат на ТЭЦ/ Н.А. Славина, Э.М. Косматов, Е.Е. Барыкин // Электрические станции. –2001. – № 11. – С. 14–17.
7. Приказ Министерства энергетики РФ от 13 июня 2013 г. «Об утверждении методических указаний по расчету удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, применяемых в целях тарифного регулирования в сфере теплоснабжения».
8. Хлебалин, Ю.М. Теплофикация и второй закон термодинамики/ Ю.М. Хлебалин // Вестник СПбГУ. – 2011 –№1 (54). Выпуск 3. – С. 94–101.
9. Kotas T.J. The Exergy method of Thermal plant analisys. / T.J. Kotas Florida: Krieger Publishing company– 1995. – 527 p.
10. РД 34.08.552-95 Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования.
11. Чучуева, И.А. Вычислительные методы определения удельных расходов условного топлива ТЭЦ на отпущенную электрическую и тепловую энергию в режиме комбинированной выработки // Наука и образование: научное издание МГТУ им. Н.Э.Баумана – 2016. – № 02. – С. 135–165.
12. Экспертное мнение. Переход сферы теплоснабжения на метод «альтернативной котельной»: последствия для пилотных городов. Институт проблем естественных монополий [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://ipem.ru/20180827_opinion_alternatie
13. Плюсы и минусы метода «Альтернативная котельная». «Издательский дом Сорокиной». [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.ids55.ru/ks/articles/events/3391-----l-r.html>.
14. Юнусов, Л.А., Файн Б.И. Актуальные задачи тарифной политики в распределительном электросетевом комплексе/ Л.А. Юнусов, Б.И. Файн // Научные труды Вольного экономического общества России. – 2017. – Т. 204. – С. 462–477.
15. Сайт Комитета тарифного регулирования Волгоградской области. Действующие тарифы. <https://urt.volgograd.ru/other/informatsiya-dlya-grazhdan/deystvuyushchie-tarify/>

1.4. Формирование комплексной тарифной политики на энергоресурсы как одно из направлений повышения устойчивого энергетического развития Республики Беларусь

Устойчивое энергетическое развитие – это процесс развития способной к саморегулированию системы с целью достижения региональной энергобезопасности при рациональном использовании энергоресурсов, обеспечении социального равенства в области доступа к энергоуслугам и сохранении окружающей среды в условиях неопределенности. Устойчивое энергетическое развитие характеризует не только функционирование сектора энергетики какой-либо территориальной единицы, а в целом определяет направления развития экономики данной территории и её социальной сферы [1].

Изменение тарифов на энергоресурсы оказывает заметное влияние на экономическую ситуацию как в отдельных областях, так и в стране в целом. В настоящее время возможны два сценария развития событий в результате влияния изменения тарифов на энергоресурсы на экономику Республики Беларусь. При снижении уровня инфляции тарифы могут оставаться не только постоянными в течение длительного промежутка времени, но и возможен поиск резервов для их снижения. Если же экономическая ситуация не стабилизируется и инфляционные процессы по-прежнему будут набирать силу, то скорее всего рано или поздно тарифы на энергоресурсы будут повышаться, что может помешать устойчивому энергетическому развитию и как следствие подъему экономики страны, по следующим причинам:

во-первых, основные предприятия, формирующие ВВП страны являются энергоемкими с большим удельным весом топливно-энергетических ресурсов в себестоимости продукции;

во-вторых, следствием первой причины станет усиливающийся тренд на децентрализацию электроэнергетики, а необходимость резервирования мощностей со стороны организаций, входящих в ГПО «Белэнерго», будет способствовать росту тарифов и снижению конкурентоспособности продукции предприятий промышленности;

в-третьих, тарифы на электрическую энергию в Республике Беларусь для промышленных предприятий находятся на уровне выше среднеевропейских и российских, что существенно снижает их конкурентоспособность на внешних рынках;

в-четвертых, рост тарифов на энергоресурсы для населения снижает его покупательскую способность и как следствие качество жизни населения Республики Беларусь.

Таким образом, эффективная сбалансированная тарифная политика на энергоресурсы является резервом повышения уровня устойчивого энергетического развития, так и в целом, устойчивого социально-экономического развития Республики Беларусь [2].

Анализ уровня устойчивого энергетического развития Республики Беларусь.

С учетом достоинств и недостатков существующих подходов к оценке устойчивого энергетического развития, была разработана методика оценки индекса для всестороннего анализа состояния устойчивого энергетического развития. Индексный метод позволяет осуществлять статическую и динамическую оценку состояния объектов, их сопоставление, как в целом, так и по отдельным факторам и подсистемам показателей. Расчет индекса устойчивого энергетического развития состоит из следующих этапов.

I этап. Отбор показателей.

На данном этапе осуществляется отбор показателей, характеризующих устойчивое энергетическое развитие региона в разрезе экономического, технологического, социального и экологического аспектов. Учитываются показатели, применяемые в мировой практике и рекомендуемые различными учеными, занимающимися данной проблемой.

II этап. Классификация показателей по факторам и определение способа расчета показателей.

Все факторы, характеризующие устойчивое энергетическое развитие, можно разделить по следующим критериям:

- 1) по направлению воздействия – на внешние и внутренние;
- 2) по описываемой ими сфере – на экономические, технологические, социальные, экологические;
- 3) по принципам оценки устойчивого энергетического развития – на наличие ресурсов, направления социально-экономического развития, спрос на энергоресурсы, энергобезопасность.

Классификация показателей представлена в таблице 1.4.1.

Таблица 1.4.1

Система показателей устойчивого энергетического развития

Факторы	Наличие ресурсов	Направления социально-экономического развития	Спрос на энергоресурсы	Энергобезопасность
Экономический	Доля собственных энергоресурсов в общем энергопотреблении	Доля энергетики в ВВП	Уровень рентабельности энергетики	Доля недоминирующих энергоресурсов в общем объеме импорта энергоресурсов
Технологический	Доступность кредитных ресурсов	Доля инвестиций в энергетику	Энергоемкость ВВП	Доля резервных мощностей в общих мощностях энергетики
Социальный	Уровень занятости	Уровень образования	Доступность топлива и энергии для населения	Уровень электрификации населения
Экологический	Уровень озеленения страны	Уровень здоровья	Коэффициент сокращения потребления энергоресурсов	Уровень выбросов CO ₂ от потребления энергии на душу населения
Факторы	Внешние	Внешние	Внутренние	Внутренние

В таблице 1.4.2 представлен способ расчета показателей, характеризующих устойчивое энергетическое развитие.

Классификация и способ расчета показателей, характеризующих устойчивое энергетическое развитие

Фактор	Показатель	Пояснения
Экономический	Доля собственных энергоресурсов в общем энергопотреблении	Разность единицы и доли импортных энергоресурсов в общем энергопотреблении
	Доля энергетики в ВВП	Отношение суммы объема выпуска по отраслям энергетики к общему объему выпуска в регионе
	Уровень рентабельности энергетики	Отношение суммы объема валовой прибыли от функционирования отраслей энергетики к сумме объема выручки
	Доля недоминирующих энергоресурсов в общем объеме импорта энергоресурсов	Разность единицы и доли доминирующего энергоресурса в общем объеме импорта энергоресурсов
Технологический	Доступность кредитных ресурсов	Разность единицы и процентной ставки по кредитам
	Доля инвестиций в энергетику	Отношение суммы объема инвестиций в отрасли энергетики к общему объему инвестиций в регионе
	Энергоемкость ВВП	Отношение энергопотребления к ВВП
	Доля резервных мощностей в общих мощностях энергетики	Разность единицы и отношения суммы первичной переработки нефти, производства электрической энергии, транспортировки газа по газопроводам и транспортировки нефти по нефтепроводам, приведенных к единым единицам измерения, к сумме мощностей по первичной переработке нефти, электрогенерирующих мощностей, пропускной способности газопроводов и пропускной способности нефтепроводов, приведенных к единым единицам измерения
Социальный	Уровень занятости	Разность единицы и доли безработных в общем количестве трудоспособного населения
	Уровень образования	Используется одноименный показатель из индекса развития человеческого потенциала
	Доступность топлива и энергии для населения	Разность единицы и отношения затрат на топливо и энергию к общим затратам домохозяйств
	Уровень электрификации населения	Доля населения, имеющего доступ к электрической энергии
Экологический	Уровень озеленения страны	Доля площади зеленых насаждений в общей площади страны
	Уровень здоровья	Используется одноименный показатель из индекса развития человеческого потенциала
	Коэффициент сокращения потребления энергоресурсов	Разность единицы и отношения энергопотребления в отчетном периоде к предыдущему
	Уровень выбросов CO ₂ от потребления энергии на душу населения	Объем выбросов CO ₂ от энергопотребления на душу населения

При расчете индексов вместо показателей энергоемкость ВВП и уровень выбросов CO₂ используются разность единицы и одноименных показателей, поскольку в случае если показатели оказывают отрицательное влияние на индекс, то учитываются их обратные значения.

III этап. Сбор базы данных для расчета показателей.

На данном этапе осуществляется сбор данных и формирование базы данных для расчета показателей.

IV этап. Определение веса показателей и факторов.

Вес показателей определяется методом групповой экспертной оценки при непосредственном оценивании. При этом каждый эксперт устанавливает предпочтения показателей при сравнении всех возможных пар. То есть эксперт, рассматривая все возможные пары показателей, в каждой из них устанавливает ту причину, которая, по его мнению, оказывает большее влияние на следствие.

Пусть каждый из m экспертов производит оценку влияния на результат всех пар показателей, давая числовую оценку:

$$r_{ij}^h = \begin{cases} 1, & \text{если показатель } O_i \text{ более значим, чем } O_j \\ 0,5, & \text{показатели } O_i \text{ и } O_j \text{ равнозначны} \\ 0, & \text{если показатель } O_i \text{ менее значим, чем } O_j \end{cases} \quad (1.4.1)$$

где $h=1,2,\dots,m$ – номер эксперта, $i,j=1,2,\dots,n$ – номера показателей (факторов), исследуемых при экспертизе. По результатам экспертизы получаем матрицу парных сравнений.

Последовательность обработки парных сравнений заключается в том, что на основании таблиц парных сравнений m -экспертов строится матрица математических ожиданий оценок всех пар показателей (факторов) по формуле:

$$x_{ij} = \frac{m_i}{m} + 0,5 \left(\frac{m - m_i - m_j}{m} \right) = \frac{1}{2} + \frac{m_i - m_j}{2m}, \quad (1.4.2)$$

где m_i – количество экспертов, отдавших предпочтение показателям (факторам) O_i , m_j – количество экспертов, отдавших предпочтение показателям (факторам) O_j .

Затем по этой матрице вычисляется вектор коэффициентов относительной важности показателей:

$$k = [k_1, k_2, \dots, k_n]^T.$$

Одним из способов определения значений элементов вектора k является итерационный алгоритм вида:

а) начальное условие $t=0$.

$$k^0 = [1 \ 1 \ 1 \ \dots \ 1]^T$$

б) рекуррентные соотношения:

$$k^t = \frac{1}{\lambda^t} X k^{t-1},$$

$$\lambda^t = [1 \ 1 \ 1 \ \dots \ 1] X k^{t-1}, \quad t = (1, 2, \dots, n),$$

где X – матрица математических ожиданий оценок пар показателей (факторов), k^t – вектор коэффициентов относительной важности объектов порядка t .

$$\sum_{i=1}^n k_i^t = 1 \text{ – условие нормировки.}$$

в) признак окончания:

$$\|k^t - k^{t-1}\| < E,$$

где E – допустимая погрешность.

Согласно Концепции устойчивого развития [3], а также с учетом особенностей энергетики, отличающих её от других отраслей промышленности (участие в обеспечении национальной безопасности, обязательное наличие резерва генерирующих мощностей и др.), экономические, технологические, социальные и экологические аспекты являются равнозначными. В связи с этим, каждому из факторов был присвоен одинаковый вес, равный 0,25.

V этап. Расчет индекса.

На данном этапе происходит расчет индекса по следующей формуле:

$$I = \sum_{j=1}^k z_j \sum_{i=1}^m x_{ij} f_{ij}, \quad (1.4.3)$$

где I – индекс устойчивого энергетического развития региона; индекс устойчивого развития предприятия энергетики); z_j – вес j -го фактора; x_{ij} – вес i -го показателя для j -го фактора; f_{ij} – значение i -го показателя для j -ого фактора; k – количество факторов; m – количество показателей.

VI этап. Нормирование показателей.

Для приведения значений каждого показателя к единому диапазону осуществляется нормирование исходных данных по формуле:

$$x_{i,0-1} = \frac{x_i - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}}, \quad (1.4.4)$$

где $x_{i,0-1}$ – нормализованное значение показателя x_i ; x_i – исходное значение показателя; x_{\min} – минимальное значение показателя среди исходных данных; x_{\max} – максимальное значение показателя среди исходных данных.

VII этап. Расчет нормированного индекса.

Нормированный индекс устойчивого энергетического развития рассчитывается для разных регионов по формуле (1.4.3) с последующим выведением их рейтинга.

VIII. Определение рейтинга стран по уровню устойчивого развития.

После расчета индекса устойчивого энергетического развития по ряду регионов составляется их рейтинг, при этом региону с наибольшим значением индекса присваивается 1.

Интегральный индекс, характеризующий уровень устойчивого энергетического развития региона принимает значения от 0 до 1 (табл. 1.4.2). Чем выше значение индекса, тем более устойчивое энергетическое развитие региона.

Таблица 1.4.3

Интерпретация пороговых значений интегральной оценки устойчивого энергетического развития

Уровень	Границы интервала	Интерпретация интегральной оценки
1	от 0,8 до 1	Сбалансированное устойчивое развитие
2	от 0,6 до 0,8	Высокий уровень устойчивого развития
3	от 0,4 до 0,6	Средний уровень устойчивого развития
4	от 0,2 до 0,4	Низкий уровень устойчивого развития
5	от 0 до 0,2	Неустойчивое развитие

На основе представленной методологии был проведен анализ устойчивого энергетического развития государств-членов ЕАЭС в 2016 г.

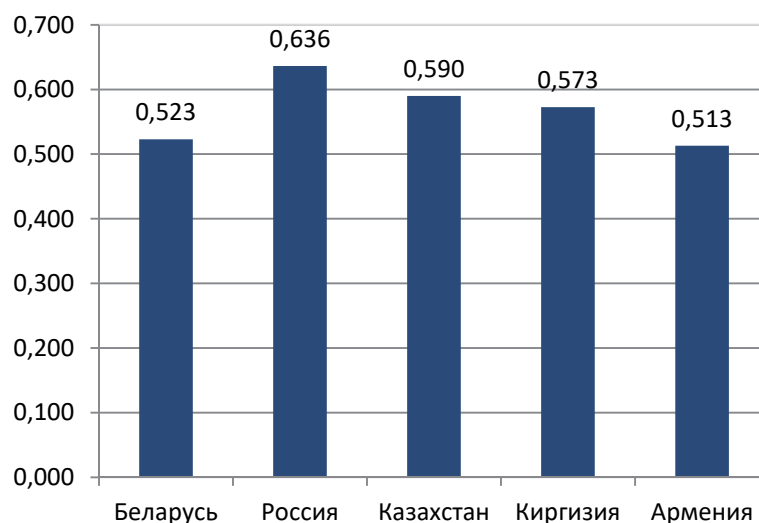


Рис. 1.4.1. Интегральные индексы, характеризующие уровень устойчивого энергетического развития государств-членов ЕАЭС в 2016 г

Как видно из рисунка 13, в 2016 г. Россия была на первом месте по уровню устойчивого энергетического развития, Казахстан занимал второе место, Киргизия - третья. Беларусь и Армения были на близком уровне по уровню устойчивого энергетического развития; Армения оказалась на последнем месте среди стран ЕАЭС. В целом для стран ЕАЭС, за исключением России, индекс, характеризующий уровень устойчивого энергетического развития, составлял от 0,500 до 0,600, что свидетельствует о среднем уровне устойчивого развития. Вместе с тем, для России он превышал 0,600, что свидетельствует о высоком уровне устойчивого энергетического развития [4].

Далее был проведен анализ динамики устойчивого энергетического развития Республики Беларусь в период 1995–2018 гг.

На рисунке 1.4.2 представлен интегральный индекс, характеризующий уровень устойчивого энергетического развития Республики Беларусь за 1995–2018 гг.

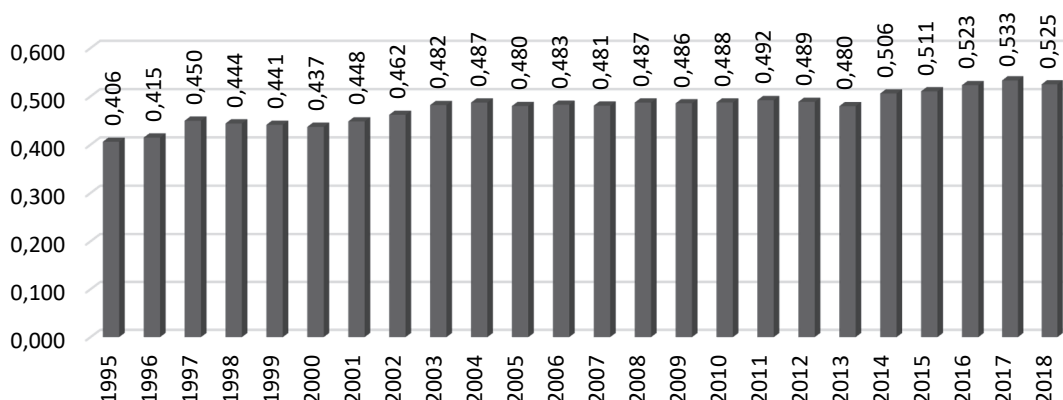


Рис. 1.4.2. Интегральный индекс, характеризующий уровень устойчивого энергетического развития Республики Беларусь за 1995-2018 гг.

Как показало проведенное исследование уровень устойчивого энергетического развития Республики Беларусь в период 1995-2018 гг. имел достаточно стабильную тенденцию к росту и в 2018 г. достиг значения 0,525.

Для более детального анализа рассмотрим динамику групповых показателей по различным факторам, характеризующим устойчивое энергетическое развитие Республики Беларусь.

На рисунке 1.4.3. представлен групповой показатель, характеризующий экономический фактор устойчивого энергетического развития Республики Беларусь за 1995–2018 гг.

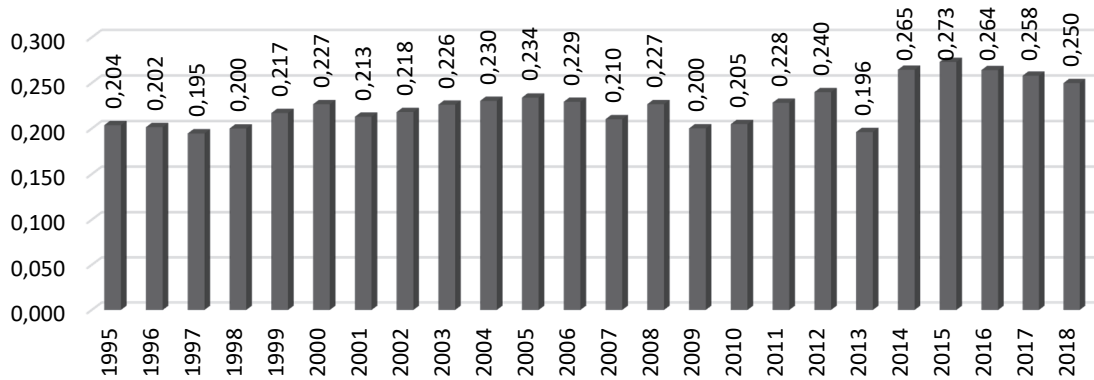


Рис. 1.4.3. Групповой показатель, характеризующий экономический фактор устойчивого энергетического развития Республики Беларусь за 1995–2018 гг.

Следует отметить, что из числа экономических показателей наиболее высокий темп роста в 2018 г. по сравнению с 1995 г. был присущ доле собственных энергоресурсов в общем энергопотреблении и составил 224,84%. Из всех показателей падение было характерно только для доли энергетики в ВВП. В 2018 г. она снизилась по сравнению с 1995 г. на 25,16%.

На рисунке 1.4.4 представлен групповой показатель, характеризующий технологический фактор устойчивого энергетического развития Республики Беларусь за 1995–2018 гг.

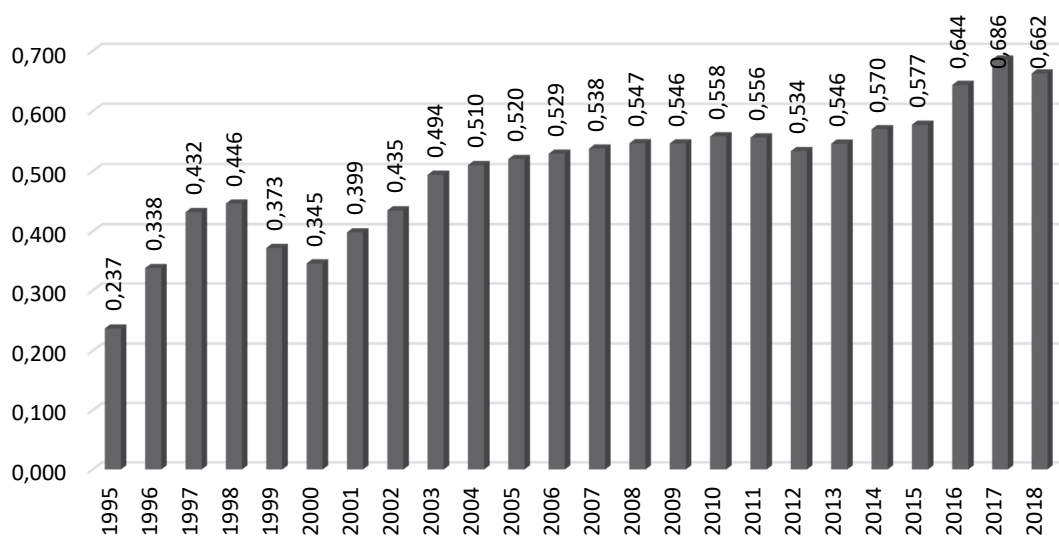


Рис. 1.4.4. Групповой показатель, характеризующий технологический фактор устойчивого энергетического развития Республики Беларусь за 1995–2018 гг.

Из ряда технологических показателей наиболее высокий темп роста в 2018 г. по сравнению с 1995 г. был присущ доле инвестиций в энергетику в общем объеме инвестиций и составил 414,00%. Из всех показателей падение в 2018 г. по сравнению с 1995 г. было характерно только для доли резервных мощностей. Она снизилась на 30,25%.

На рисунке 1.4.5 представлен групповой показатель, характеризующий социальный фактор устойчивого энергетического развития Республики Беларусь за 1995–2018 гг.

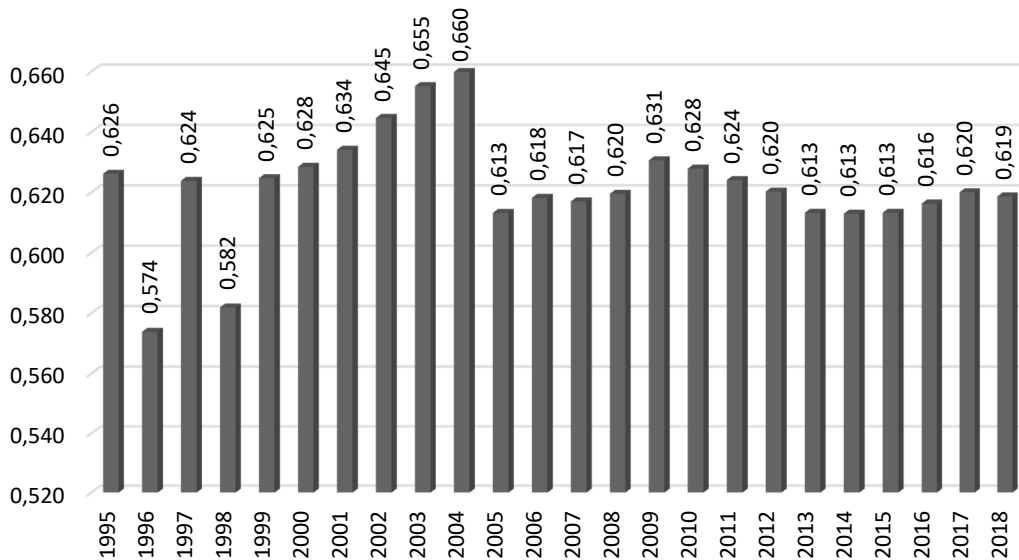


Рис. 1.4.5. Групповой показатель, характеризующий социальный фактор Республики Беларусь за 1995–2018 гг.

Из числа социальных показателей в 2018 г. по сравнению с 1995 г. уровень занятости увеличился на 2,47%. Уровень электрификации населения имеет максимально возможное значение за исследуемый период. Уровень образования снизился на 1,55%. Доступность топлива и энергии для населения снизилась на 29,51%.

На рисунке 1.4.6 представлен групповой показатель, характеризующий экологический фактор устойчивого энергетического развития Республики Беларусь за 1995–2018 гг.

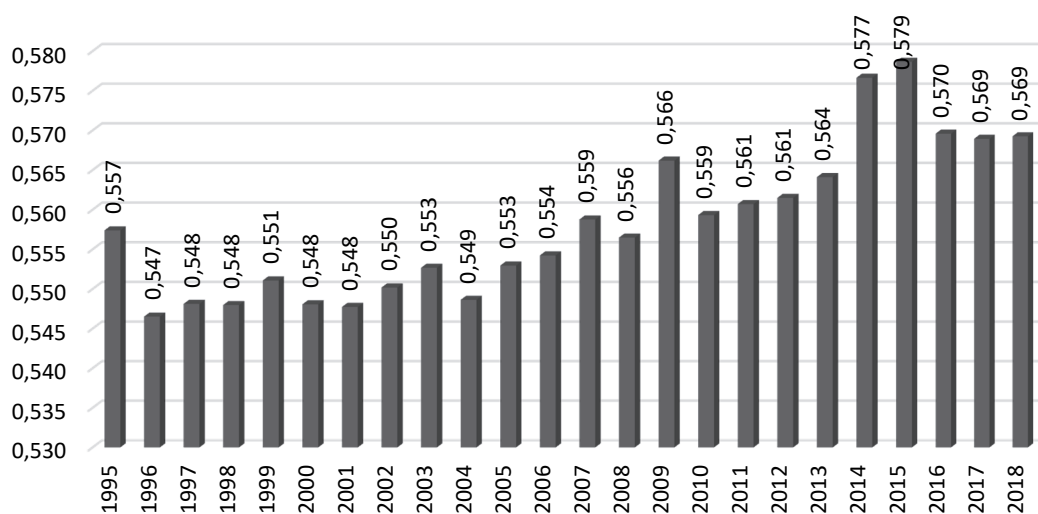


Рис. 1.4.6. Групповой показатель, характеризующий экологический фактор устойчивого энергетического развития Республики Беларусь за 1995–2018 гг.

Из ряда экологических показателей наиболее высокий темп роста в 2018 г. по сравнению с 1996 г. был присущ уровню озеленения здоровья и составил 112,24%. Падение было характерно только для коэффициента сокращения потребления энергоресурсов. Изменение остальных показателей данной группы имело положительную тенденцию.

Таким образом, предложенный индекс позволяет оценить текущий уровень устойчивого энергетического развития и проследить его динамику по годам, а также сравнить положение страны с другими странами. Интегральный индекс, характеризующий уровень устойчивого энергетического развития, включает не только традиционные для устойчивого развития экономическую, социальную и экологическую группы показателей, но и технологические, выделенные в отдельную группу. В индексе сбалансированы показатели по внешним и внутренним факторам. Оценивать устойчивое энергетическое развитие страны можно как в целом, так и по отдельным факторам и подсистемам показателей. Одним из этапов методики является нормирование показателей, которое позволяет привести их к единому диапазону. Применение данного индекса является целесообразным при разработке политики устойчивого энергетического развития [5].

Практика формирования тарифов на энергоресурсы в Республике Беларусь.

Тарифную политику в энергетике можно определить, как совокупность регулирующих мероприятий государства в области производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии, а также снабжения сжиженным и природным газом, направленных на формирование тарифов, обеспечивающих баланс экономических интересов поставщиков и потребителей данных энергоресурсов.

Главной задачей тарифной политики является обеспечение социально-экономического развития на основе надежного энергоснабжения при минимальном расходе ресурсов и воздействии на окружающую среду в условиях меняющихся внешних факторов: экономических, политических, социальных, технических, экологических, культурно-образовательных.

В Республике Беларусь в настоящее время функционирует модель вертикально-интегрированной монополии в электроэнергетике и газовой отрасли, что обуславливает значительное влияние государственного регулирования на формирование тарифов на данные виды энергоресурсов.

Процедура государственного регулирования тарифов на энергоресурсы представлена на рис. 1.4.7.

Государственное регулирование тарифов осуществляется посредством нормативных правовых актов, которые определяют перечень полномочий различных органов управления в области тарифного регулирования и порядок установления и изменения тарифов на энергоресурсы.

В частности, Положением о порядке формирования цен (тарифов) на природный и сжиженный газ, электрическую и тепловую энергию (в ред. постановления Совмина от 12.01.2017 №22) устанавливается порядок формирования тарифов, подлежащих государственному регулированию, на:

– природный газ, отпускаемый потребителям в Республике Беларусь газоснабжающими организациями, входящими в состав государственного производственного объединения по топливу и газификации «Белтопгаз»;

- сжиженный газ (за исключением газа углеводородного сжиженного для заправки автомобильного транспорта), отпускаемый потребителям в Республике Беларусь газоснабжающими организациями;
- электрическую энергию, отпускаемую потребителям в Республике Беларусь энергоснабжающими организациями, входящими в состав ГПО «Белэнерго»;
- тепловую энергию, отпускаемую потребителям в Республике Беларусь энергоснабжающими организациями.

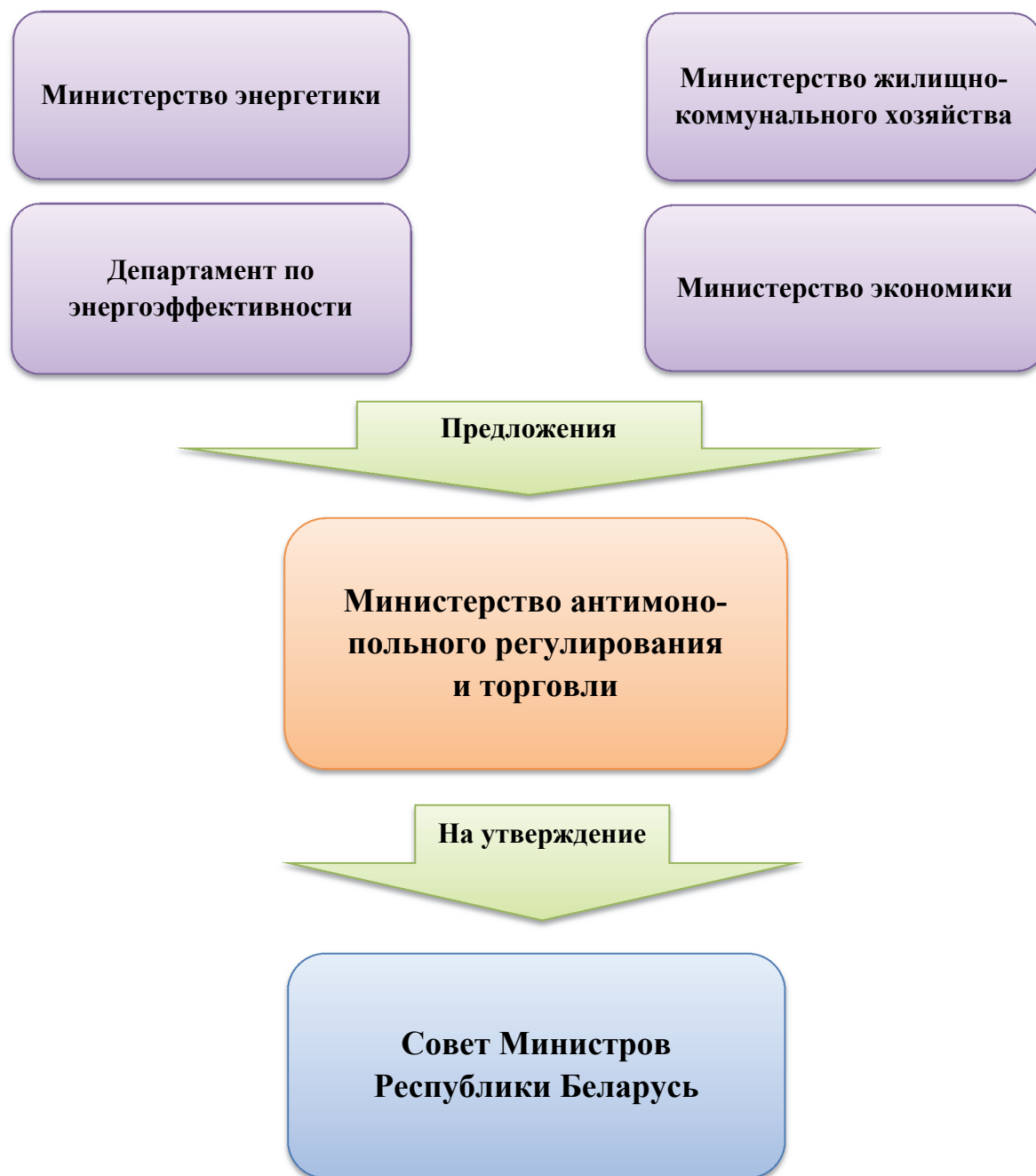


Рис. 1.4.7. Упрощенная схема формирования и регулирования тарифов на природный, сжиженный газ, электроэнергию и тепловую энергию в Республике Беларусь

Тарифы на электрическую и тепловую энергию для потребителей Республики Беларусь устанавливаются на основании базовых тарифов на данные энергоресурсы.

Базовый тариф на электрическую энергию – денежное выражение стоимости единицы отпускаемой потребителям в Республике Беларусь электрической энергии, обеспечивающей возмещение затрат, связанных с производством, передачей, распределением и продажей единицы электрической энергии, налоговых и неналоговых платежей, а также средств, требуемых для расширенного воспроизводства энергоснабжающих организаций по данному виду деятельности;

Базовый тариф на тепловую энергию – денежное выражение стоимости единицы отпускаемой потребителям в Республике Беларусь тепловой энергии, обеспечивающей возмещение затрат, связанных с производством, передачей, распределением и продажей единицы тепловой энергии, налоговых и неналоговых платежей, а также средств, требуемых для расширенного воспроизводства энергоснабжающих организаций по данному виду деятельности.

Базовые тарифы на электроэнергию являются едиными по республике для всех РУП-облэнерго, на тепловую энергию – установлены отдельно для каждого РУП-облэнерго.

Базовые цены на природный и сжиженный газ, тарифы на электрическую и тепловую энергию устанавливаются Министерством антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь в начале каждого года и пересматриваются не более одного раза в год.

Базовые цены на природный и сжиженный газ рассчитываются путем отношения необходимой выручки газоснабжающих организаций от отпуска природного и сжиженного газа к плановому объему отпуска потребителям природного и сжиженного газа [6].

Формирование базовых цен (тарифов) на электрическую и тепловую энергию осуществляется на основании планирования затрат по экономическим элементам и статьям их разделения по видам продукции, работ, услуг в соответствии с Инструкцией о порядке планирования и калькулирования затрат на оказание услуг по электроснабжению и теплоснабжению, оказываемых республиканскими унитарными предприятиями электроэнергетики, входящими в состав ГПО «Белэнерго», утвержденной постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 24.12.2013 №51 «О порядке планирования и калькулирования затрат на оказание услуг по газоснабжению, электроснабжению, теплоснабжению» (в редакции постановления Министерства энергетики Республики Беларусь 24.11.2015 №38, 29.11.2019 №43) [7] по согласованию с Министерством экономики Республики Беларусь и Департаментом по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации.

Базовые тарифы на электрическую и тепловую энергию рассчитываются путем отношения необходимой выручки энергоснабжающих организаций от отпуска электрической и тепловой энергии к плановому объему отпуска потребителям электрической и тепловой энергии и устанавливаются на:

– электрическую энергию – за 1 кВт ч исходя из общей необходимой выручки от отпуска электрической энергии по энергоснабжающим организациям;

– тепловую энергию – за 1 Гкал исходя из необходимой выручки от отпуска тепловой энергии по энергоснабжающей организации.

Тарифы на электрическую и тепловую энергию устанавливаются дифференцированно в зависимости от вида экономической деятельности потребителей электрической и тепловой энергии, являющегося для них основным, и по другим признакам отнесения потребителей к тарифной группе.

Группы потребителей, по которым в Республике Беларусь могут дифференцироваться тарифы на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую юридическим лицам и индивидуальным предпринимателям энергоснабжающими организациями, входящими в состав ГПО «Белэнерго» определяются «Инструкцией по определению групп потребителей электрической и тепловой энергии, по которым могут дифференцироваться тарифы на электрическую и тепловую энергию», утвержденной постановлением Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь и Министерства энергетики Республики Беларусь от 27 февраля 2017 г. №15/6.

Группирование потребителей производится в зависимости от:

- вида деятельности, осуществляемого юридическим лицом, его структурным подразделением, в том числе на отдельном объекте юридического лица, индивидуальным предпринимателем;

- целей использования электрической и (или) тепловой энергии;

- объемов потребления электрической и (или) тепловой энергии, отпускаемой энергоснабжающими организациями; (в ред. постановления МАРТ, Минэнерго от 30.11.2020 №78/44) 5.4 величины присоединенной мощности (в части электрической энергии);

- источников финансирования юридического лица;

- территориального расположения (нахождения) и иных характеристик [8].

Формирование регулируемых тарифов (цен) на жилищно-коммунальные услуги для населения, обеспечивающих полное возмещение экономически обоснованных затрат на их оказание, осуществляется:

- на услугу по электроснабжению, оказываемую энергоснабжающими организациями, – в пределах базового тарифа на электрическую энергию исходя из средних по республике затрат по энергоснабжающим организациям на полезный отпуск электрической энергии всем потребителям и прибыли, обеспечивающей уровень рентабельности в размере до 10% включительно.

Тариф может дифференцироваться в зависимости от цели использования электрической энергии и по временным периодам. При этом тариф, сформированный для временного периода, может превышать уровень базового тарифа;

- на услугу газоснабжения, оказываемую газоснабжающими организациями, – в пределах базовых цен исходя из затрат газоснабжающих организаций и прибыли, обеспечивающей уровень рентабельности в размере до 10% включительно.

Цены на услугу газоснабжения дифференцируются в зависимости от наличия или отсутствия прибора индивидуального учета расхода газа, периодов использования газа и видов установленного газового оборудования;

- на услугу по снабжению сжиженным углеводородным газом от индивидуальных баллонных или резервуарных установок, оказываемую газоснабжающими организациями, – в пределах базовой цены исходя из затрат в среднем по республике по газоснабжающим организациям на отпуск населению сжиженного углеводородного газа в баллонах (21 кг) или от резервуарных установок соответственно и прибыли, обеспечивающей уровень рентабельности в размере до 10 процентов включительно;

– на услуги по теплоснабжению и горячему водоснабжению – в пределах базовых тарифов исходя из средних по республике затрат энергоснабжающих организаций на полезный отпуск тепловой энергии всем потребителям [9].

Если тарифы на природный и сжиженный газ, электрическую и тепловую энергию для отдельных групп потребителей устанавливаются на уровне ниже базовых тарифов на природный и сжиженный газ, электрическую и тепловую энергию, то недополученная в связи с этим необходимая выручка от отпуска природного и сжиженного газа, электрической и тепловой энергии подлежит компенсации за счет установления более высокого уровня тарифов на природный и сжиженный газ, электрическую и тепловую энергию для других групп потребителей [6].

Индексация цен (тарифов) на природный газ, электрическую и тепловую энергию осуществляется на основании методики, изложенной в Постановлении Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 13 июня 2018 г. №47 «Об определении порядка индексации цен на природный газ и тарифов на электрическую и тепловую энергию» [10].

Таким образом, в Республике Беларусь до настоящего времени сохранилась практика перекрестного субсидирования при установлении тарифов на сжиженный и природный газ, электрическую и тепловую энергию. При этом субсидирование тарифов на энергоресурсы для населения за счет реального сектора экономики существенно снижает конкурентоспособность промышленных предприятий Республики Беларусь.

Проанализируем динамику одноставочного тарифа на электрическую энергию для населения, предусматривающего оборудование квартир электроплитами, в период 2013–2021 гг. (рис. 1.4.8).

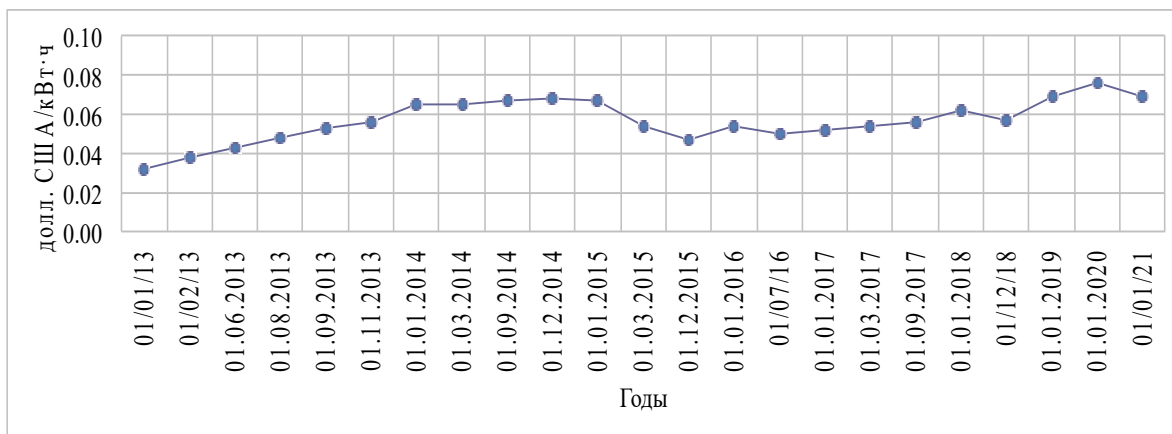


Рис. 1.4.8. Динамика одноставочных тарифов на электрическую энергию для населения в Республике Беларусь в 2013-2021 гг., долл. США/кВт·ч [11]

Анализируя рисунок 1.4.8, можно сделать вывод, что, начиная с января 2013 г. по настоящее время, одноставочный тариф на электрическую энергию вырос на 3,69 цента США/кВт·ч, или в 2,15 раза.

Для сравнения изучим динамику тарифов на тепловую энергию для населения за аналогичный период (рис. 1.4.9). В настоящее время тариф на тепловую энергию для населения составляет 7,80 долл. США/Гкал.

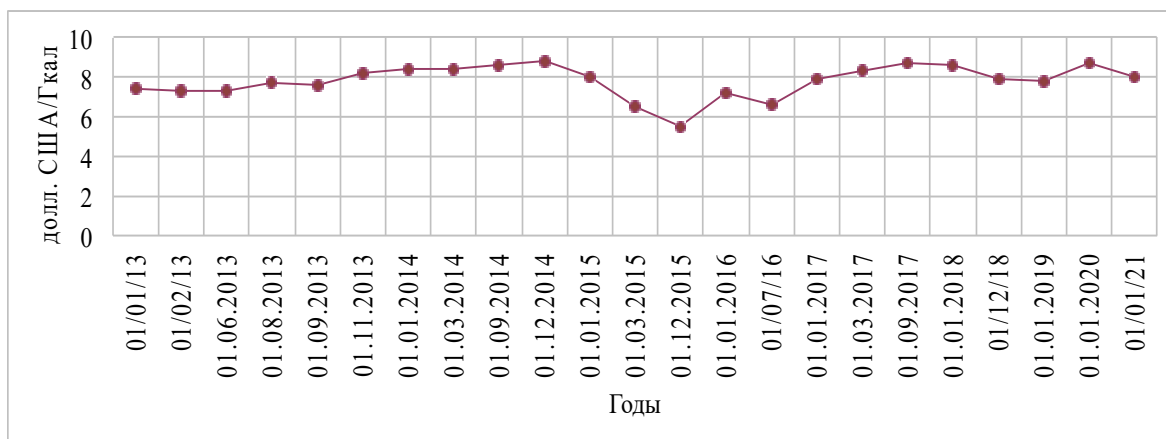


Рис. 1.4.9. Динамика тарифов на тепловую энергию для населения в Республике Беларусь в 2013-2021 гг., долл. США/Гкал [11]

Анализируя рис. 1.4.9 можно сделать вывод, что, начиная с июня 2013 г. по настоящее время, тариф на тепловую энергию для населения вырос на 0,63 долл. США/Гкал, или в 1,09 раза.

Рассмотрим динамику цен на природный газ для населения в отопительный период в 2014–2021 гг. (рис. 1.4.10). В настоящее время тариф на природный газ для населения составляет 5,37 цента США/м³.

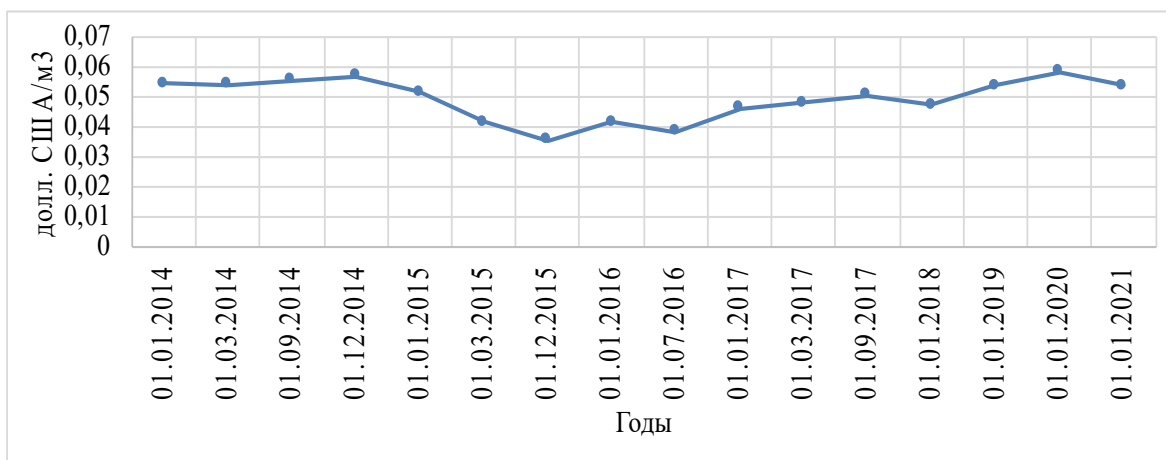


Рис. 1.4.10. Динамика цен на природный газ для населения в отопительный период в Республике Беларусь в 2014-2021 гг., долл. США/м³ [11]

Анализируя рисунок 22, можно сделать вывод, что в 2014–2021 гг. цены на природный газ для населения в отопительный период подверглись существенным колебаниям. Наивысшего значения цена на природный газ достигла в 2020 г. и составила 5,87 цента США/м³, а наименьшего – в 2015 г. и составила 3,57 цента США/м³.

Соответственно рассмотрим динамику цен на природный газ для населения в межотопительный период в 2014–2021 гг. (рис. 1.4.11). В настоящее время тариф на природный газ для населения составляет 18,77 цента США/м³.

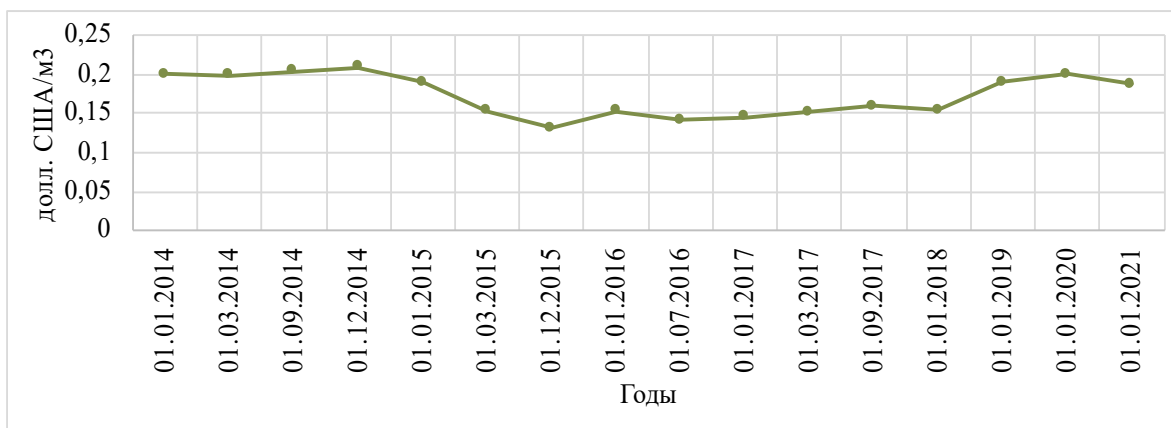


Рис. 1.4.11. Динамика цен на природный газ для населения в межотопительный период в Республике Беларусь в 2014-2021 гг., долл. США/м³ [11]

Анализируя рис. 1.4.11, можно сделать вывод, что в 2014-2021 гг. цены на природный газ для населения в межотопительный период подверглись существенным колебаниям. Наивысшего значения цена на природный газ достигла в конце 2014 г. и составила 20,86 цента США/м³, а наименьшего – в конце 2015 г. и составила 13,09 цента США/м³.

Рассмотрим динамику цен на сжиженный газ для населения при наличии индивидуальных газовых отопительных приборов в отопительный период в 2014–2021 гг. (рис. 1.4.12). В настоящее время тариф на сжиженный газ для населения составляет 0,87 долл. США/м² общей площади жилого помещения.

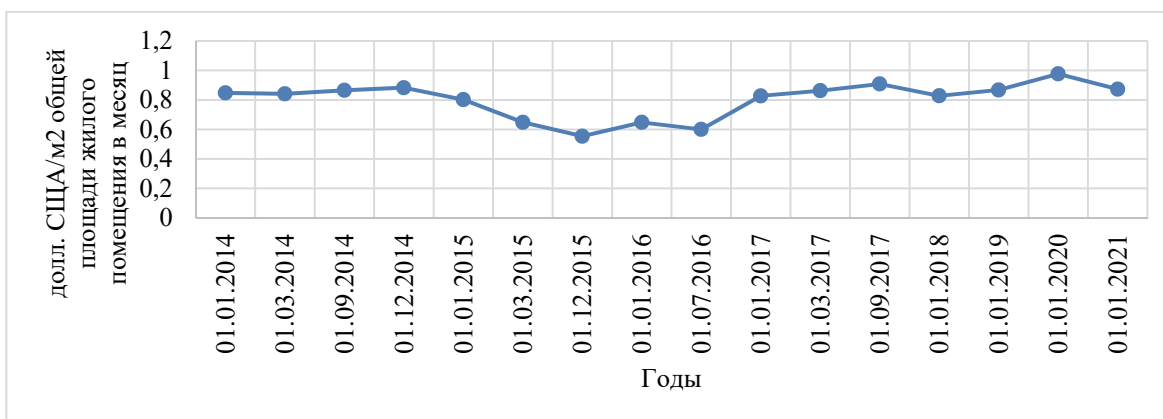


Рис. 1.4.12. Динамика цен на сжиженный газ для населения в отопительный период в Республике Беларусь в 2014-2021 гг., долл. США/м² общей площади жилого помещения [11]

Анализируя рисунок 1.4.12, можно сделать вывод, что в 2014–2021 гг. цены на сжиженный газ для населения в отопительный период подверглись существенным колебаниям. Наивысшего значения цена на сжиженный газ достигла в 2020 г. и составила 0,97 долл. США/м² общей площади жилого помещения, а наименьшего – в конце 2015 г. и составила 0,55 долл. США/м².

Соответственно рассмотрим динамику цен на сжиженный газ для населения при наличии индивидуальных газовых отопительных приборов в межотопительный период в 2014-2021 гг. (рис. 1.4.13). В настоящее время тариф на сжиженный газ для населения составляет 0,51 долл. США/м² общей площади жилого помещения.

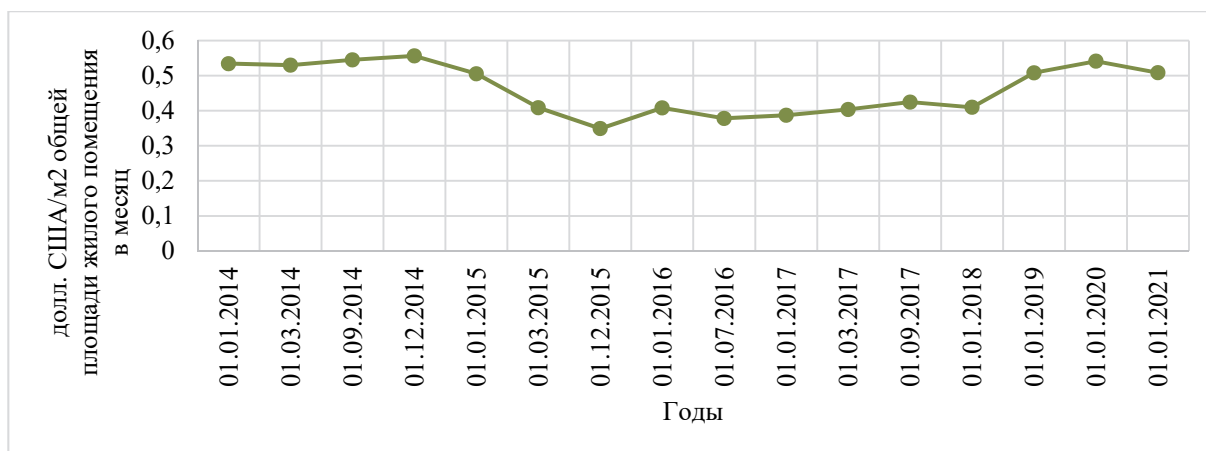


Рис. 1.4.13. Динамика цен на сжиженный газ для населения в межотопительный период в Республике Беларусь в 2014-2021 гг., долл. США/м² общей площади жилого помещения [11]

Анализируя рисунок 1.4.13, можно сделать вывод, что в 2014–2021 гг. цены на сжиженный газ для населения в межотопительный период подверглись существенным колебаниям. Наивысшего значения цена на сжиженный газ достигла в конце 2014 г. и составила 0,56 долл. США/м² общей площади жилого помещения, а наименьшего – в конце 2015 г. и составила 0,35 долл. США/м².

Сравнительный анализ рисунков 1.4.6–1.4.13 позволяет сделать вывод, что в исследуемый период темпы роста одноставочного тарифа на электрическую энергию опережали темпы роста тарифа на тепловую энергию и природный газ, что свидетельствует о несбалансированности тарифной политики на различные виды энергоресурсов.

В 2016 г. Совет Министров Республики Беларусь заявил о готовности решить проблему перекрестного субсидирования за три года в три этапа.

Правительственный план ликвидации перекрестного субсидирования предусматривал выход к концу 2016 г. на 50% возмещения затрат услуг ЖКХ, к концу 2017 – на 75%, к концу 2018 – на 100%. Одновременно, правительство собиралось снижать себестоимость услуг ЖКХ и повышать адресную социальную поддержку.

В рамках реализации данного плана с 1 января 2016 г. тарифы на газ и электрическую энергию для населения были повышены сразу на 20% (в цену газа включили НДС). Также выросли тарифы на воду и отопление. В целом, в январе коммунальные платежи увеличились на 40-70 %. При этом, в республике с 1 октября 2016 г. заработала система безналичных жилищных субсидий.

Однако эти шаги вызвали негативную реакцию населения и реализация правительственного плана была приостановлена. Наиболее чувствительный вопрос для населения Республики Беларусь – переход на стопроцентную оплату тепловой энергии. Вместе с тем, в 2003 г. уровень возмещения населением затрат на отопление составлял около 98%. В 2005 г. белорусское население оплачивало лишь 74,8% стоимости тепла, в 2006 г. – 69,1%, в 2010 г. – 37%. в 2011 г. – около 22%. Такое снижение

оплаты было вызвано резким подорожанием в этот период импортируемого российского газа (в Республике Беларусь 95% электрической и тепловой энергии вырабатывается из импортируемого природного газа).

Что же касается оплаты за электрическую энергию, то в 2003 г. уровень возмещения населением затрат на электроэнергию составлял 107%. Однако в 2005 г. этот показатель был уже 90,3%, в 2015 г. – 86,3%, в 2011 г. – 37%, в 2012 г. – 31,5%. Дальше начался постепенный рост: в 2013 г. население оплачивало уже около 53% стоимости электроэнергии, в 2014 г. – около 82%, в 2015 г. – около 75%, в 2016 г. – около 83%.

По данным ГПО «Белэнерго», в 2017 г. население Республики Беларусь возмещало затраты по теплу на уровне 21,4%, а на электроэнергию – 80,2%. А уже с января 2018 г. тарифами обеспечивается 100%-й уровень возмещения затрат по всем услугам ЖКХ, кроме тепловой энергии.

В 2017 г. население республики потребило 23,3 млн Гкал тепловой энергии, суммарная стоимость которой составила 931,25 млн долл. США. При этом население оплатило лишь около 20% от ее стоимости – 186,25 млн долл. США. Субсидии на оплату потребленной населением энергии составили 745 млн долл. США, в том числе субсидии из бюджета составили 279 млн долл. США, а еще 446 млн долл. США – это субсидии, предоставленные белорусскими предприятиями в рамках перекрестного субсидирования.

Указом Президента Республики Беларусь от 7 июня 2018 г. №225 «О безналичных жилищных субсидиях» предусмотрено расширение системы безналичных жилищных субсидий для частичной оплаты оказываемых населению жилищно-коммунальных услуг.

Согласно Указу, право на получение безналичных жилищных субсидий получили:

- по выявительному принципу – граждане, ухаживающие за детьми в возрасте до трех лет, детьми-инвалидами до 18 лет и получающими соответствующие пособия в органах по труду, занятости и социальной защите;
- граждане, получающие пособие по уходу за инвалидом I группы либо лицом, достигшим восьмидесятилетнего возраста (помощь данной категории граждан будет предоставляться на основании сведений информационных ресурсов Министерства труда и соцзащиты без необходимости сбора каких-либо документов);
- по заявительному принципу – граждане или семьи, которые не имеют собственного жилья и проживают на съемных квартирах или в общежитиях предприятий негосударственной формы собственности (основное условие, как и ранее, – ежемесячная сумма платы за жилищно-коммунальные услуги при нормативном их потреблении не должна превышать 20 % среднемесячного совокупного дохода семьи в городе и 15% в сельской местности) [12].

Вместе с тем, гражданам, включенным в списки трудоспособных, но не занятым в экономике и оплачивающим услуги по тарифам, обеспечивающим полное возмещение экономически обоснованных затрат на их оказание, с 1 января 2019 г. субсидии не предоставляются. Однако члены семьи, проживающие совместно с ними, правом на получение субсидий обладают.

Субсидии предоставляются, если ежемесячная сумма платы за услуги ЖКХ превышает 20% среднемесячного дохода семьи в городе и 15% – в сельской местности.

Дальнейшему повышению тарифов на тепловую энергию для населения препятствует и действующее законодательство. В частности, согласно Указу Президента Республики Беларусь от 5 декабря 2013 г. № 550 «О некоторых вопросах регулирования тарифов (цен) на жилищно-коммунальные услуги и внесении изменений и дополнений в некоторые указы Президента Республики Беларусь», повышение субсидируемых государством тарифов на услуги ЖКХ для населения на очередной финансовый год не должно превышать сумму, эквивалентную 5 долл. США (в расчете на семью из трех человек, проживающую в двухкомнатной квартире общей площадью 48 м², при нормативном потреблении жилищно-коммунальных услуг) [13].

Таким образом, создание системы безличных жилищных субсидий отчасти снижает риски проведения реформы. Для успешной реализации правительственного плана ликвидации перекрестного субсидирования в энергетике необходимо проведение согласованных мероприятий по реформированию сферы ЖКХ и энергетической отрасли.

Рекомендации по формированию комплексной тарифной политики на энергоресурсы Республики Беларусь.

Ввод в эксплуатацию БелаАЭС в 2020 г. и дальнейшее развитие атомной и возобновляемой энергетики в Республике Беларусь неизбежно приведет к повышению доли электрической энергии в общем объеме потребления энергоресурсов. Следствием этих процессов закономерно станут реформирование энергетического сектора и создание рынка электрической энергии. Таким образом, в ближайшей перспективе существенным изменениям будет подвержена существующая практика формирования тарифов на электрическую энергию.

Международный опыт организации рынков электрической энергии тяготеет к максимальной детализации структуры потребителей. При этом учитываются все объективные параметры: потребляемая мощность, и напряжение сетей, расстояние до источников генерации, техническое состояние сетей и оборудования, объемы потребления, региональные особенности расположения потребителей и прочее. Общим стремлением регулирующего органа при таком подходе является достижение большей объективности в процессе формирования тарифов на электрическую энергию. В странах ЕС с целью повышения степени прозрачности ценообразования в электроэнергетике, для расчета тарифных ставок Евростатом принята достаточно широкая классификация групп конечных потребителей по ряду критериев, наиболее значимыми из которых являются объем потребления электрической энергии, присоединенная мощность, уровень напряжения, участие потребителя в максимальном использовании мощности энергосистемы и характер использования мощности во времени (базовая или пиковая), количество часов использования нагрузки, непрерывное или дискретное энергопотребления и др.

Как показывает мировая практика, большинство стран руководствуется системой тарифов, дифференцированных по периодам времени, что позволяет осуществлять гибкий учет изменений текущих и единовременных затрат в течение пикового, полупиковый и ночного периодов. Временная дифференциация тарифов заключается в применении ставок, варьируются в соответствии с периодами суток в зависимости от стоимости электрической энергии, произведенной на маневренных тепловых электростанциях. В часы ночного минимума нагрузки энергосистемы, при наличии сво-

бодных генерирующих мощностей и прироста выработки, возможного с наименьшими затратами, устанавливаются пониженные ставки оплаты за электрическую энергию. В часы пиковых нагрузок, наоборот, предлагаются максимальные тарифы.

Научно обоснованные пропорции между тарифными ставками различных зон графика нагрузки выступают важным инструментом политики энергосбережения, поскольку отсутствие резко выраженной максимальной нагрузки объединенной энергосистемы способствует снижению потерь электрической энергии в линиях и трансформаторах. Путем поощрения потребления более дешевой энергии в непииковое время дифференциация тарифов по зонам суток стимулирует выравнивание суточного режима энергопотребления, тем самым способствуя экономии топлива за счет улучшения режима работы оборудования. В частности, уменьшение необходимости введения в период максимума нагрузки неэкономических пиковых электростанций и перевод в форсированный режим всех генерирующих мощностей, а также уменьшение количества пусков и остановок котлов и турбин. Благодаря такой дифференциации тарифов для потребителей уменьшаются затраты на электрическую энергию, а для генерирующих компаний и объединенной энергетической системы в целом – потребность в маневренных мощностях и оптовая цена на электрическую энергию.

В зарубежной практике наиболее совершенными считаются одновременно и наиболее сложные тарифы Франции, дифференцированные по напряжению, заявленной мощности и продолжительностью ее использования, объему потребляемой электрической энергии, зонам суток и сезонам года. Благодаря такой широкой дифференциации каждый потребитель получает право выбора из 196 вариантов (опций) тарифных ставок. Выбирая приемлемый для себя вариант тарифа в зависимости от режима потребления и финансовых возможностей, потребитель тем самым активно участвует в регулировании графика суммарной нагрузки, выигрывая при этом в величине платы за потребленную электроэнергию и мощность.

Показательным в этом плане является и пример России. Российские энергоснабжающие компании формируют тарифное меню дифференцированных тарифов: сезонное регулирование, регулирование по типу дня (рабочий, выходной), декадные регулирования и регулирования по зонам суток. Таким образом, потребитель получает возможность выбирать тарифную структуру из перечня дифференцированных структур в соответствии с особенностями его энергоснабжения и потребностей.

Ни одна прогрессивная система тарифов не будет способна обеспечить надлежащие стимулы к повышению экономичности производства для производителей электрической энергии и к энергосбережению для потребителей, пока существуют многочисленные ценовые диспропорции, которые своим появлением обязаны административному вмешательству в порядок ценообразования на рынке электрической энергии. В то же время, в условиях перехода электроэнергетики к рыночным отношениям, независимо от выбранной модели рынка, тарифы на электрическую энергию как экономический инструмент государственного управления энергетикой страны приобретают чрезвычайно важное значение. Повышение уровня эффективности электроэнергетики в первую очередь зависит от оптимизации системы тарифов на электрическую энергию, задача разработки которой должны быть положены на регулятор, полностью независимый от административного влияния государства. Ведь в мировой практике действенность экономического регулирования достигается лишь

при условии экономической, организационной и финансовой независимости регулирующего органа от любого влияния государственных органов.

Поэтому в рамках перехода Республики Беларусь к рынку электрической энергии считается необходимым создание независимого органа, в функции которого будет входить урегулирование отношений между участниками рынка путем реализации экономических методов государственного регулирования, в первую очередь в части разработки и совершенствования тарифной политики. Кроме того, меры по совершенствованию тарифного регулирования в электроэнергетике Республики Беларусь должны включать:

1) ликвидацию перекрестного субсидирования, прежде всего, путем ограничения круга льготных потребителей. В качестве возмещения расходов на электрическую энергию для социально незащищенных категорий и сектора сельского хозяйства следует ввести адресную государственную помощь, что выделяться из бюджетного фонда, специального назначения (на покрытие оплаты за электрическую энергию);

2) дифференциацию тарифов по ряду критериев (области, зоны суток и дня недели) и формирование тарифного меню (по примеру Франции), что будет способствовать выравниванию графика нагрузки через поощрение потребителей к увеличению энергопотребления в периоды ночных провалов и уменьшение - в периоды пиков;

3) повышение тарифов для населения до уровня, который будет отражать реальные затраты на ее производство и транспортировку, а также обеспечивать рентабельное функционирование предприятий электроэнергетики. Исходя из опыта ведущих стран Европы тарифы для бытовых потребителей должны превышать промышленные минимум на 40%. В среднем по Европе такое превышение составляет до 50%.

Спрос на электрическую энергию характеризуется высокой волатильностью и суточной, недельной и годовой цикличностью. Таким образом, уровень потребления электрической энергии в часы максимальной нагрузки (пиковой нагрузки) значительно превышает среднюю нагрузку за соответствующий период. Поскольку установленная мощность энергосистемы, в принципе, должна быть достаточной для покрытия максимальной нагрузки и обеспечения требуемого резерва мощности в системе, постоянные затраты в электроэнергетике в значительной степени определяются величиной этой максимальной нагрузки.

Снижая максимальную нагрузку, можно снизить постоянные затраты на покрытие определенного спроса на электрическую энергию, либо обеспечить, в случае необходимости, прирост выработки электрической энергии без дополнительных инвестиций в генерирующие мощности, или же повысить надежность системы электроснабжения без дополнительных затрат.

Более того, выравнивание графика нагрузки зачастую позволяет снизить затраты на топливо и выбросы в атмосферу, поскольку в период пиковой нагрузки к работе подключаются как правило менее экономичные электростанции, характеризующиеся повышенным загрязнением окружающей среды. Поэтому, цель внедрения дифференцированных по времени тарифов – создание стимулов смещать потребление электрической энергии на непиковые, предпочтительно ночные, часы.

Начиная с 01.07.2019 г. в Республике Беларусь существует следующая дифференциация тарифов для населения по времени (табл. 1.4.4).

Тарифы (без НДС) на электрическую энергию дифференцированные по времени, центов США/кВт·ч [14]

Группа потребителей	Период минимальных нагрузок (с 23.00 до 6.00 час.)	Период максимальных нагрузок (с 17.00 до 23.00 час.)	Остальное время суток
Тариф на электрическую энергию, обеспечивающей полное возмещение экономически обоснованных затрат	4,8	14,3	5,5
Электрическая энергия в жилых домах (квартирах), оборудованных в установленном порядке электрическими плитами	3,7	11,0	4,3
Электрическая энергия в жилых домах (квартирах), не оборудованных в установленном порядке электрическими плитами	4,3	13,0	5,0
Электрическая энергия для нужд отопления и горячего водоснабжения с присоединенной (суммарной) мощностью электронагревательного оборудования более 5 кВт	4,2	–	7,8

Как видно из таблицы 6 разница в тарифах в пиковые часы и в остальное время колеблется примерно в 3 раза. Вместе с тем, широкого распространения данные использование дифференцированных по времени тарифов не получило. Это связано в первую очередь со слабой информированностью населения о целесообразности использования дифференцированных тарифов, а также недостаточной оснащенностью потребителей электронными счетчиками учета электрической энергии. В частности, в 2018 г. планировалось замена не менее 460 тысяч индукционных приборов учета электрической энергии на электронные.

В Германии такие схемы обычно используются для потребителей, использующих электрическую энергию для нужд отопления и горячего водоснабжения. Эксперимент с повышением цен на электрическую энергию в часы пиковых нагрузок на 30% в сравнении с ценой в непиковые часы, который был проведен в США для бытовых и небольших коммерческих потребителей, привел к снижению максимальной электрической нагрузки в пиковой временной зоне на 5%.

Таким образом, одним из эффективных инструментов по обеспечению суточного регулирования электропотребления является тарифное регулирование. Кроме того, ввод БелАЭС требует своевременного пересмотра тарифной политики, так как основное количество мероприятий по наращиванию электропотребления в республике не могут быть реализованы в рамках существующей в Республике Беларусь тарифной политики на электрическую энергию [2].

На основании проведенного исследования целесообразным является реализация следующих мероприятий в области совершенствования тарифной политики на энергоресурсы.

1. Установление сбалансированных тарифов на все виды энергетических ресурсов. Сохранение существующих тарифов для потребителей природного газа не будет способствовать росту электропотребления и как следствия снижению газовой зависимости Республики Беларусь.

При сравнении действующих тарифов на электроэнергию с существующими розничными тарифами на природный газ можно сделать вывод, что они значительно (в разы) уступают соответствующим тарифам на электрическую энергию. Рекомендуется средние тарифы на природный газ привести в соответствие со средними тарифами на электрическую энергию таким образом, чтобы без увеличения цен на электрическую энергию, производимую из природного газа, тарифы на природный газ для категорий потребителей, использующих его вместо электрической энергии, соответствовали тарифам на электрическую энергию.

Приведение в соответствие тарифов на электрическую и тепловую энергию может снизить потребление тепловой энергии в Республике Беларусь и, соответственно, финансовую нагрузку, которую несет объединённая энергосистема Республики Беларусь по обслуживанию теплотрасс. В перспективе развитие в республике электротранспорта также требует необходимости сбалансированного ценообразования на электрическую энергию и моторные топлива.

2. Внедрение более глубокой дифференциации во времени тарифообразования на электрическую энергию в целях выравнивания графика нагрузки.

Установление повышенных тарифов на электрическую энергию в пиковые часы, позволяет снизить затраты на производство электрической энергии (себестоимость электрической энергии в пиковые часы максимальна) и повысить ее потребление в часы прохождения минимума, что также повысит надежность работы объединённой энергосистема Республики Беларусь в связи с интеграцией в нее БелАЭС.

3. Очередность реализации мероприятий. Мероприятия в области формирования тарифной политики должны быть дифференцированы во времени и предусматривать последовательность их реализации. Этапы должны соответствовать наиболее значимым планируемыми изменениям в функционировании объединённой энергосистемы Республики Беларусь и национальной экономики в целом, таким как, создание общего энергетического рынка электрической энергии ЕАЭС, выход на проектную мощность БелАЭС и др.

В частности, можно выделить три этапа реформирования тарифной политики на энергоресурсы:

1 этап (2019–2020 гг.) предусматривал введение дифференцированных по времени тарифов на электрическую энергию и установление специальных тарифов для реализации пилотных проектов (например, для жителей электрифицированных домов).

2 этап (2021–2025 гг.) должен предусматривать введение сбалансированных тарифов на электрическую и тепловую энергию, а также установление специальных тарифов для предприятий внедряющих мероприятия по повышению электропотребления (например, для БЖД в части электрификации железнодорожного транспорта).

3 этап (2026–2030 гг.) предусматривать введение сбалансированных тарифов на все виды энергоресурсов и установление специальных тарифов на электрическую энергию для создания новых энергоемких производств (например, по производству алюминия) [2].

Перечисленные механизмы должны быть положены в основу принципов тарифообразования и формирования тарифной политики на энергоресурсы, что приведет к повышению конкурентоспособности белорусских производителей на внешних рынках, увеличению уровня устойчивого энергетического развития и повышению качества жизни населения Республики Беларусь.

Литература

1. Зорина, Т.Г. Устойчивое энергетическое развитие: сущность, предпосылки, критерии, принципы и методика оценки / Т.Г. Зорина // Вестник ВИЭСХ. – 2016. – № 2. С. 95-102.

2. Зорина, Т.Г. Формирование комплексной тарифной политики на энергоресурсы в Беларуси / Т.Г. Зорина, С.Г. Прусов // Белорусский экономический журнал. – 2019. – № 4. – С. 86-99.

3. ООН и устойчивое развитие [Электронный ресурс] // Организация Объединенных Наций. – Режим доступа: <http://www.un.org/sustainabledevelopment/ru/sustainable-development-goals/>. – Дата доступа: 02.04.2021.

4. Zoryna, T.G, Mikhalevich, A.A. Energy from the Perspective of Sustainable Development / T.G. Zoryna, A.A. Mikhalevich // Energy Systems Research. – 2018. – Vol. 1. # 3. P. 47–52.

5. Зорина, Т.Г. Устойчивое энергетическое развитие Республики Беларусь: анализ динамики развития в 1995–2018 гг. / Т.Г. Зорина // Устойчивое развитие энергетики Республики Беларусь: состояние и перспективы : сб. докл. Междунар. науч. конф. (Минск, 1–2 октября 2020 г.) / под ред. Т. Г. Зориной. – Минск : Беларус. навука, 2020. – С. 18–33.

6. Постановление Совета Министров Республики Беларусь 17 марта 2014 г. №22 Об утверждении Положения о порядке формирования цен (тарифов) на природный и сжиженный газ, электрическую и тепловую энергию (в ред. постановления Совмина от 12.01.2017 №22) [Электронный ресурс] : – Режим доступа: [https://mart.gov.by/files/live/sites/mart/files/documents/4%20\(%D0%9F%20%E2%84%96%20222\).pdf](https://mart.gov.by/files/live/sites/mart/files/documents/4%20(%D0%9F%20%E2%84%96%20222).pdf). – Дата доступа: 02.04.2021.

7. Постановление Министерства энергетики Республики Беларусь от 24.12.2013 №51 «О порядке планирования и калькулирования затрат на оказание услуг по газоснабжению, электроснабжению, теплоснабжению» (в редакции постановления Министерства энергетики Республики Беларусь 24.11.2015 №38, 29.11.2019 г. №43) [Электронный ресурс] : – Режим доступа: https://minenergo.gov.by/dfiles/000441_665993_1.pdf. – Дата доступа: 02.04.2021.

8. Инструкция по определению групп потребителей электрической и тепловой энергии, по которым могут дифференцироваться тарифы на электрическую и тепловую энергию [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://www.gomelenergo.by/docs/tarif/Instrukticii.pdf>. – Дата доступа: 02.04.2021.

9. Положение о порядке формирования тарифов (цен) на жилищно-коммунальные услуги для населения и юридических лиц [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://pravo.by/upload/docs/op/C21900837_1575666000.pdf. – Дата доступа: 02.04.2021.

10. Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 13 июня 2018 г. № 47 «Об определении порядка индексации цен на природный газ и тарифов на электрическую и тепловую энергию» [Электронный ресурс] – Режим доступа:

URL:<https://mart.gov.by/files/live/sites/mart/files/documents/%d0%9d%d0%9f%d0%90/%d0%a3%d0%bf%d1%80%d0%b0%d0%b2%d0%bb%d0%b5%d0%bd%d0%b8%d0%b5%20%d1%82%d0%be%d0%bf%d0%bb%d0%b8%d0%b2%d0%bd%d0%be-%d1%8d%d0%bd%d0%b5%d1%80%d0%b3%d0%b5%d1%82%d0%b8%d1%87%d0%b5%d1%81%d0%ba%d0%be%d0%b3%d0%be%20%d0%ba%d0%be%d0%bc%d0%bf%d0%bb%d0%b5%d0%ba%d1%81%d0%b0/d0%94/d0%be/d0%ba/d1%83/d0%bc/d0%b5/d0%bd/d1%82%208..pdf>. – Дата доступа: 02.04.2021.

11. Тарифы в Беларуси [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.tarify.by>. – Дата доступа: 02.04.2021.

12. Указ Президента Республики Беларусь от 7 июня 2018 года № 225 «О безличных жилищных субсидиях» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://president.gov.by/ru/documents/ukaz-225-ot-7-ijunja-2018-g-18888>. – Дата доступа: 02.04.2021.

13. Указ Президента Республики Беларусь от 5 декабря 2013 года № 550 «О некоторых вопросах регулирования тарифов (цен) на жилищно-коммунальные услуги и внесении изменений и дополнений в некоторые указы Президента Республики Беларусь» [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://kodeksy-by.com/norm_akt/source-%D0%9F%D1%80%D0%B5%D0%B7%D0%B8%D0%B4%D0%B5%D0%BD%D1%82%20%D0%A0%D0%91/type-%D0%A3%D0%BA%D0%B0%D0%B7/550-05.12.2013.htm. – Дата доступа: 02.04.2021.

14. Официальный сайт РУП «Минскэнерго» филиал «Энергосбыт» [Электронный ресурс] – Режим доступа : <http://www.energosbyt.by>. – Дата доступа: 02.04.2021.

1.5. Современные тенденции и стратегические приоритеты развития электроэнергетики Республики Таджикистан

Для Таджикистана, обладающего уникальным потенциалом гидроэнергетических ресурсов (527 млрд. кВт.ч), использование которого в настоящее время составляет 3,5 – 4%, имеющего крупные запасы угля а также возможности вовлечения в хозяйственный оборот энергии солнца, ветра, биомассы и геотермальных источников, эффективное развитие энергетического комплекса (ЭК) представляет собой предпосылку устойчивого развития национальной экономики и повышения уровня жизни населения. Развитие электроэнергетики на основе активного использования гидроэнергетических ресурсов страны способно стать катализатором для индустриализации ее экономики, обеспечить наращивание экспортного потенциала и поступления валютных средств.

В целях освоения гидроэнергетического потенциала, финансового оздоровления электроэнергетического сектора Правительство Республики Таджикистан, реализуя меры по улучшению инвестиционного климата, успешно сотрудничает с Всемирным Банком, Азиатским Банком Развития, Программой Развития ООН, Исламским Банком Развития, Кувейтским фондом и другими международными финансо-

выми институтами в области привлечения инвестиций в обеспечение устойчивого развития электроэнергетики страны. За годы независимости с помощью финансовых ресурсов иностранных государств реализован проект сооружения ГЭС «Сангтудинская ГЭС-1» мощностью 670 мвт, при долевом участии Госкорпорации «Росатом» – 60,13%, Правительства РТ – 25%, и ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» – 14,87%; проект «Сангтудинская ГЭС-2» мощностью 220 мвт за счет льготного кредита в \$180 млн, предусматривающего эксплуатацию этой ГЭС кредитором (Иран) в течение 12,5 лет, после чего электрическая станция перейдет в собственность Таджикистана. Успешно реализован проект сооружения линии электропередачи (ЛЭП-500), объединивший в единую энергосистему энергодефицитную северную часть страны с южной частью, имеющей значительный потенциал гидроэнергетических ресурсов, что способствует снижению энергетической бедности северных районов страны. Осуществляется строительство Рогунской ГЭС. Предприняты меры по активизации участия страны в реализации международных проектов, направленных на реализацию экспортного потенциала отечественной гидроэнергетики, одним из которых является сооружение новой системы линий электропередач, получившей название CASA-1000.

В рамках принятых программных документов в Таджикистане:

- реализованы меры по улучшению нормативно-правовой и законодательной базы отечественной энергетики;
- предприняты меры по диверсификации генерирующих источников: сдана в эксплуатацию ТЭЦ-2, реализуется программа развития малой гидроэнергетики, проведена реконструкция и модернизация действующих энергетических объектов;
- проведены институциональные преобразования в энергетике;
- приобретен позитивный опыт государственно-частного партнерства в электроэнергетике в форме концессионного соглашения, сооружения автономных источников энергии (компания «Памир Энерджи» представляет собой инновационное партнерство между Правительством РТ и международным сообществом), осуществляется реструктуризация энергетической компании ОАХК «Барки Точик»;
- реализуются меры по совершенствованию учета и снижению потерь энергии;
- реализованы проекты по созданию единой энергетической системы страны на основе объединения энергетических систем юга и севера страны;
- реализованы меры по усилению роли отраслевых систем ЭК, в том числе угольной отрасли в энергетическом обеспечении экономики страны, предприняты меры по активизации геолого-разведочных работ по выявлению новых месторождений органического топлива;
- с участием финансовых институтов, авторитетных консалтинговых фирм и различного уровня экспертов достигнуто общественное и международное признание безопасности воздействия на страны низовья, обоснована экономическая эффективность и финансовая жизнеспособность проекта Рогунской ГЭС и осуществляется его реализация.

За годы независимости в электроэнергетике Таджикистана произошли определенные структурные и экономические изменения. Динамика наращивания установленной мощности электрических станций иллюстрируется 1.5.1. Суммарная мощность электростанций в 2019 г. составила – 6475 тыс. кВт. По сравнению с 4500,2 тыс. кВт в 1990 г. она увеличилась на 43,9%. Мощность дизельных электростанций (ДЭС) уменьшилась на 143,1 тыс. кВт. Демонтаж ДЭС вызван их высокой степенью износа а также ростом цен на импортируемое дизельное топливо.

Годовая выработка электроэнергии в стране составляет более 20,7 млрд кВт·ч. Имеет место выраженная зависимость использования установленных мощностей ГЭС от их соответствующей водообеспеченности в зимний период. Выработка электроэнергии по сравнению с 1990 г. (около 18 млрд кВт·ч.) увеличилось до 19,7–20,7 млрд кВт·ч. (1999–2019 гг.). Нурекская ГЭС с установленной мощностью 2,7 млн кВт летом вырабатывает необходимую для нужд республики электроэнергию, отпуская одновременно воду для ирригации и соседним республикам, а зимой в условиях ограниченной водообеспеченности снижается эффективность использования ее установленной мощности. Эти обстоятельства приводят к периодическому отключению потребителей от электросети в осенне-зимний период.



Рис. 1.5.1. Установленная мощность электростанций в 2007-2019 гг., тыс. кВт

*Источник: www.stat.tj

Прирост выработки электроэнергии в Таджикистане в 2019 г. по сравнению с 2007 г. составил 3,2 млрд кВт·ч, или 18,3%. Динамика производства электроэнергии приведена в табл. 1.5.1, а её графическая интерпретация на рис. 1.5.1.

Таблица 1.5.1

Производство электроэнергии в Республике Таджикистан*

Показатели	Годы												
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Производство	17,5	16,1	16,1	16,4	16,2	17,0	17,1	16,5	17,2	17,2	18,1	19,7	20,7
в том числе:													
ГЭС, млрд кВт·ч	17,1	15,8	15,9	16,4	16,2	16,9	17,07	16,31	16,9	16,8	17,2	18,4	19,2
ТЭЦ, млрд кВт·ч	0,4	0,3	0,2	-	0,04	0,1	0,04	0,16	0,04	0,04	0,04	1,3	1,5

*Источник: www.stat.tj

Основную нагрузку (96%¹) по обеспечению спроса на электроэнергию в стране несут ГЭС. До настоящего времени сохраняет свою актуальность проблема сезонной нестабильности спроса на внутреннем рынке электроэнергии: летом отсутствие спроса на электрическую энергию в объеме 5 млрд кВт·ч, а в осенне-зимний период ее дефицит в объеме 3–3,5 млрд кВт·час. При этом Таджикистан около 70% своих потребностей в топливных ресурсах покрывает за счет их дорогостоящего импорта.

Структура производства электроэнергии в стране значительно отличается от среднемировых показателей. Доля электрической энергии, выработанной ГЭС, в республике составляет 92–96% общего объема ее производства, в то время как доля гидроэлектроэнергии в структуре мирового энергопотребления занимает всего 2%. Динамика производства электрической энергии, представлена на рис. 1.5.2.

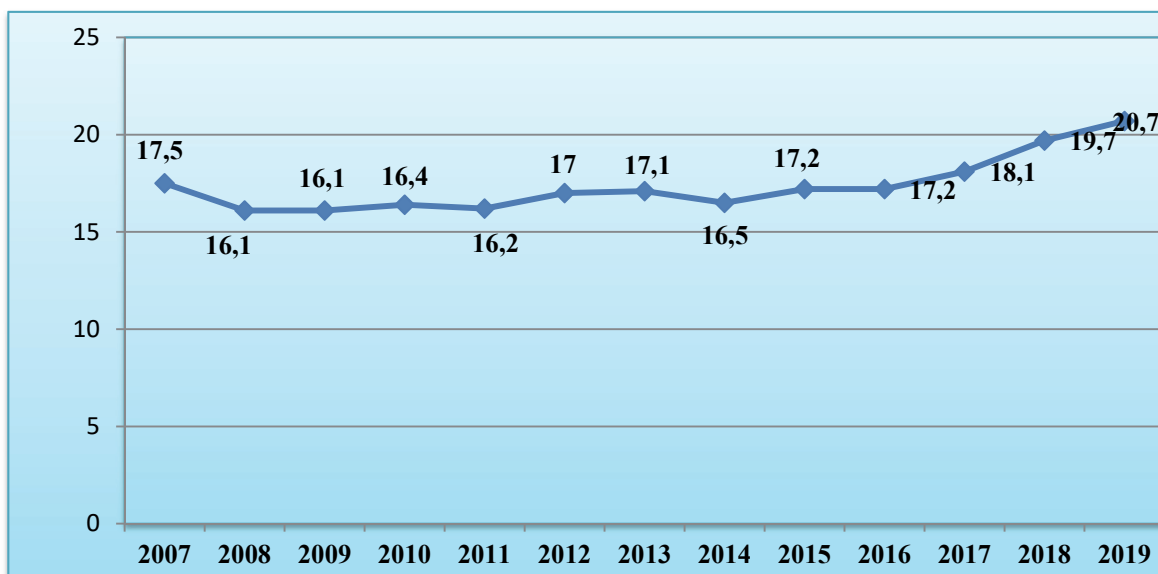


Рис. 1.5.2. Динамика производства электроэнергии 2007–2019 гг млрд кВт·ч.

С приобретением независимости в Таджикистане имели место существенные перебои с доступом к электроэнергии. Холодная зима 2007–2008 гг. усугубила региональные отношения, которые привели к разрыву энергетических связей между странами региона. Приостановление импорта природного газа оказало значительное влияние на экономику Таджикистана, существенно сократился объем промышленного производства и обострилась проблема с доступом населения к энергоносителям.

Потребление электроэнергии в 2019 г. достигло 15,1 млрд кВт·ч (рис. 1.5.3), что на 1,5 млрд кВт·ч, или на 11,0 % больше уровня ее потребления в 2013 г. В целом за последние двадцать лет в общем объеме используемых энергоносителей доля электроэнергии выросла с 45% до 75%, что связано с уменьшением использования природного газа.

¹ Национальная стратегия развития Республики Таджикистан на период до 2030 г. – Душанбе., 2016.

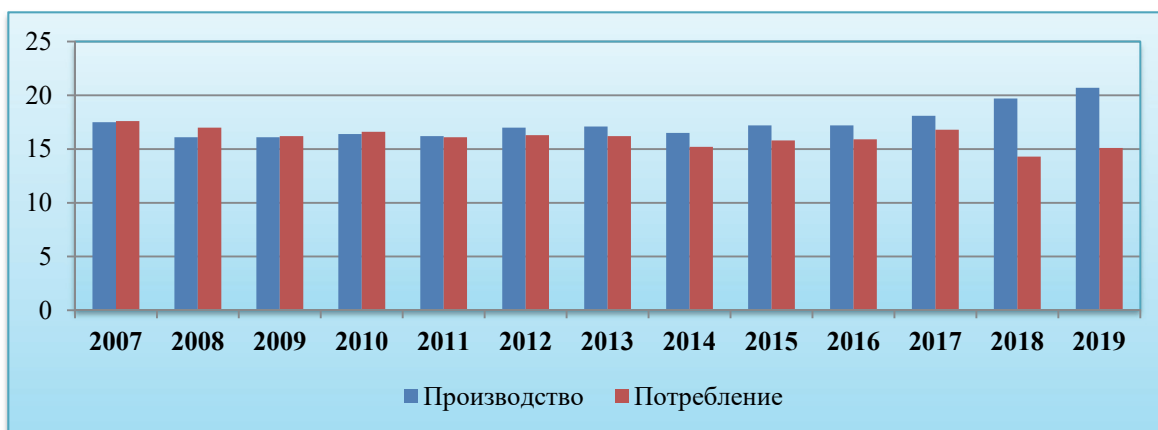


Рис. 1.5.3. Производство и потребление электроэнергии, млрд кВт·ч

Следует отметить, что в Таджикистане отмечается выраженные изменения в структуре (рис. 1.5.4) потребления электрической энергии. Объем промышленного электропотребления в 2019 г. составил 3,9 млрд кВт·ч, что в два раза меньше уровня 2007 года. Если в 2007 г. удельный вес промышленного электропотребления составлял 46%, то в 2019 г. он снизился до 22,4%.

Одной из причин этого снижения является уменьшение потребления электроэнергии алюминиевой компанией «ТАЛКО». Наибольший удельный вес в структуре потребления электрической энергии в 2019 г. составило население. Удельный вес электропотребления населением в рассматриваемом периоде увеличился с 13,6% до 34,5 %.

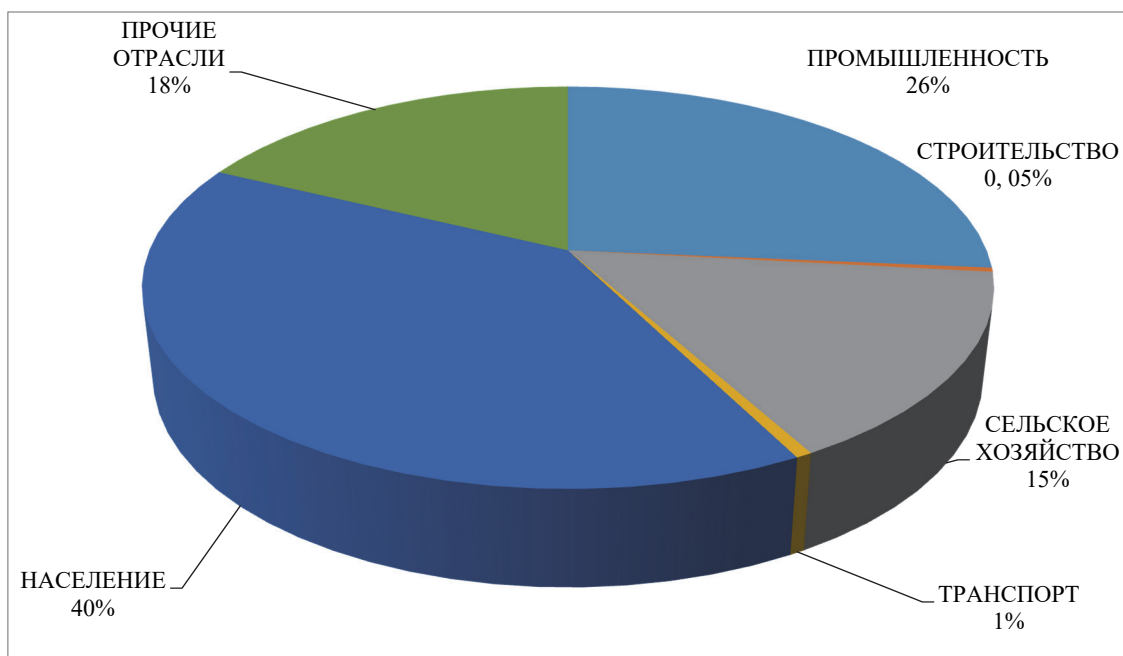


Рис. 1.5.4. Потребление электроэнергии внутри страны по секторам экономики в 2019 г., млрд кВт·ч

**Потребление электроэнергии по секторам экономики
в 2007-2019 гг., млрд кВт·ч ***

Показатели	Годы												
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Промышленность	8,1	7,8	7	7,3	6,3	6,2	5,30	3,90	4,2	4,1	3,8	3,7	3,9
Строительство	0,03	0,06	0,05	0,09	0,1	0,2	0,20	0,10	0,05	0,07	0,23	0,039	0,046
Сельское хозяйство	3,6	3,1	3,7	3,6	3,7	3,8	4,10	4,00	4,3	4,6	2,7	2,2	2,3
Транспорт	0,05	0,04	0,04	0,03	0,2	0,04	0,04	0,04	0,05	0,04	0,03	0,07	0,08
Прочие отрасли	0,5	0,6	0,5	0,3	0,5	1,0	1,10	1,30	1	4,3	5,1	2,6	2,7
Население	2,4	2,4	2,7	2,9	3,0	2,7	2,90	3,00	3	4	2,2	5,6	6,0
Потери	3	3	2,1	2,3	2,3	2,4	2,50	2,80	2,7	2,7	2,9	2,9	2,4
Всего	17,6	17	16,2	16,6	16,1	16,3	16,2	15,2	15,8	15,9	16,8	17,1	17,4

* Источник: www.stat.tj

Наблюдается уменьшение потребления электроэнергии в сельском хозяйстве. Если удельный вес данного сектора в общем объеме электропотребления в 2007 году составил 20,4%, то в 2019 г. он уменьшился до 13,2%.

Потребление электроэнергии на душу населения в рассматриваемом периоде иллюстрируется рис. 1.5.5. Исходя из приведённой диаграммы наблюдается сокращение потребления электроэнергии на душу населения. Если в 2007 году оно составляло 2441,05 кВт·ч./чел., то в 2019 году этот показатель уменьшился на 33,53 %, составив 1628,1 тыс. кВт·ч. Такая ситуация обусловлена увеличением численности населения, изменением климата и вводом в эксплуатацию Душанбинской ТЭЦ-2, а также вводимыми ограничениями по доступу населения к электроэнергии в сельской местности. В 1990 г. в стране на душу населения производилось электроэнергии 3426 кВт·ч и по этому показателю Таджикистан имел высокий рейтинг среди развитых стран мира, занимая 27-е место, опережая такие страны как Греция, Венгрия, Южная Корея, Малайзия Венесуэла, Португалия и др. Несмотря на приоритетное развитие энергоёмких отраслей цветной металлургии и химии, республика благодаря развитости энергетических связей в регионе не испытывала ограничений по доступу к электрической энергии.

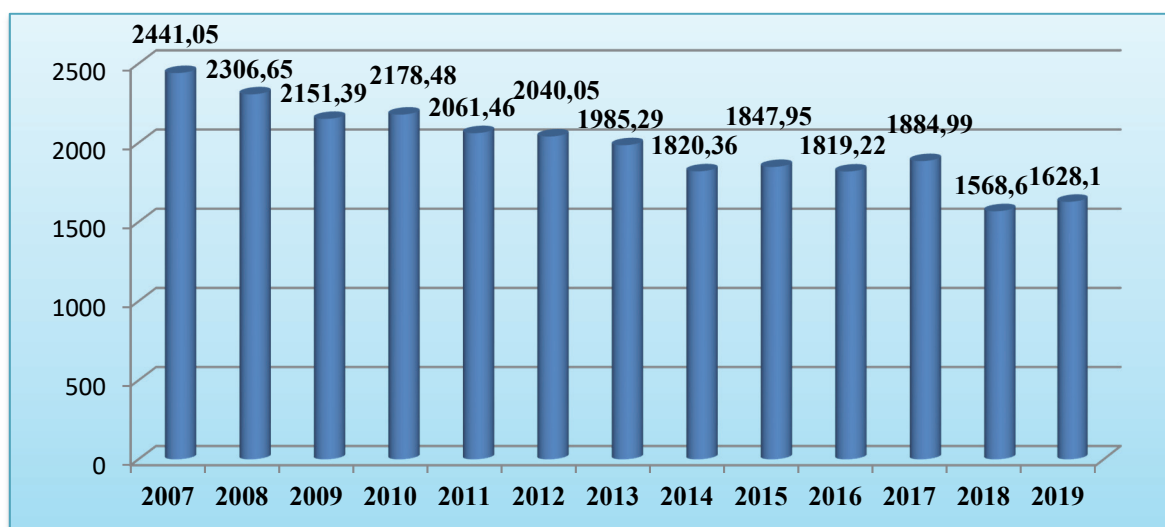


Рис. 1.5.5. Динамика потребления электроэнергии на душу населения, кВт·ч/чел

В осенне-зимний период, продолжительностью около 5 месяцев в году, наблюдается дефицит электроэнергии как в производственной, так и социальной сфере, что является сдерживающим фактором развития производительных сил страны.

В настоящее время по импорту и экспорту электроэнергии Таджикистан имеет отношения с соседними государствами Кыргызстан, Узбекистан и Афганистан. Однако, как видно из табл. 1.5.3, Таджикистан в рассматриваемом периоде существенно сократил объемы экспорта и импорта электроэнергии.

Таблица 1.5.3

Производство, импорт и экспорт электроэнергии, млрд. кВт·ч*

Показатели	Годы												
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Производство	17,5	16,1	16,1	16,4	16,2	17,0	17,1	16,5	17,2	17,2	18,1	19,7	20,7
Импорт	4,4	5,3	4,3	0,3	0,1	0,01	0,02	0,01	0,06	0,04	0,11	0,56	0,28
Экспорт	4,3	4,4	4,2	0,2	0,2	0,7	1,00	1,50	1,4	1,4	1,4	2,9	3,2

В анализируемом периоде импорт электроэнергии сократился на 93,6%, а экспорт на 25,6%. В денежном эквиваленте в 2019 г. экспорт электроэнергии составил \$93,1 млн, а импорт \$3,9 млн. Одной из причин сокращения экспорта электроэнергии является выход Узбекистана из Объединенной энергетической системы Центральной Азии (позже он опять вступил в эту организацию), а также технические проблемы на афганских энергетических объектах. Графическая интерпретация динамики внешних связей электроэнергетики страны иллюстрируется рис. 1.5.6.

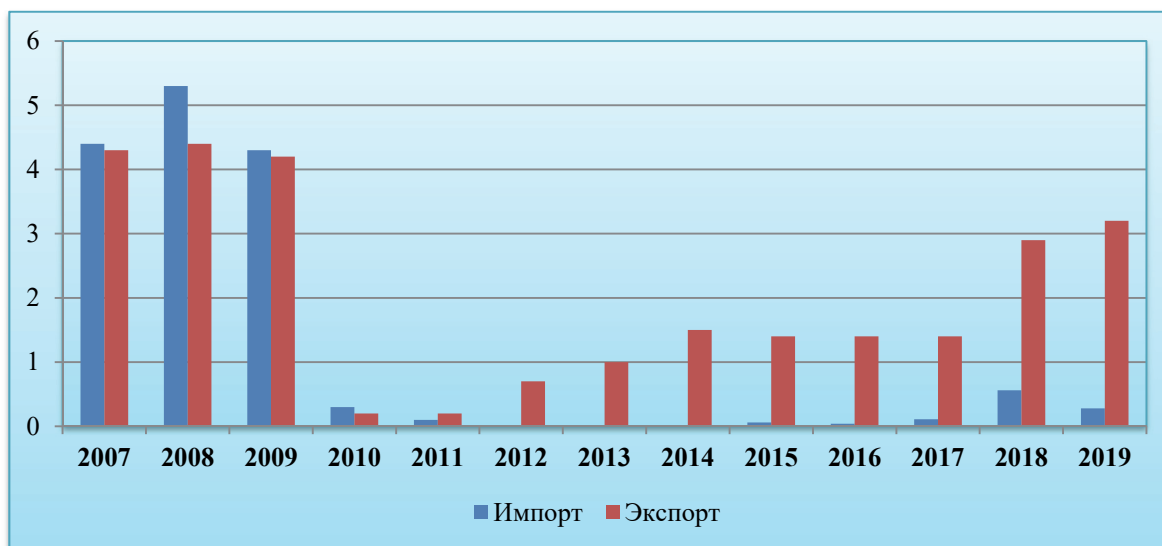


Рис. 1.5.6. Динамика импорта и экспорта электроэнергии РТ, млрд. кВт·ч

Существующие гидроэлектростанции функционируют уже более 30 лет, их технические возможности исчерпаны в значительной степени. Более 50% оборудования, распределительных сетей и подстанций нуждаются в капитальном ремонте. Потери электроэнергии в сетях в 2019 г. составили 16% (рис. 1.5.7), в то время, как правильно, они должны составлять 8–12%.

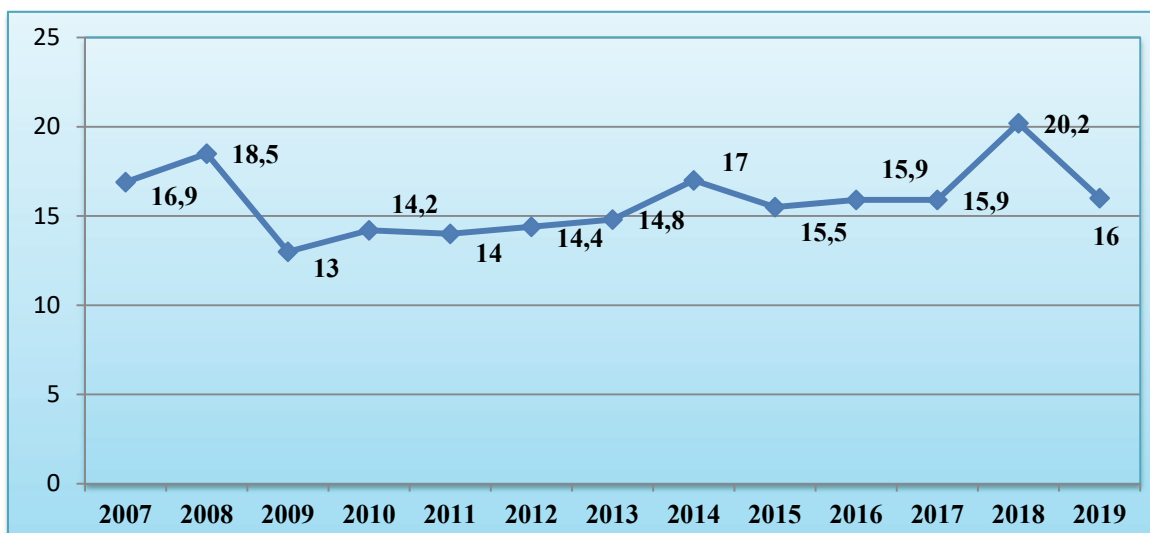


Рис. 1.5.7. Динамика потерь энергосистемы РТ, в % от общего производства

Источник: www.stat.tj

Электроэнергетика занимает доминирующую по сравнению с другими отраслями позицию в плане освоения инвестиционных ресурсов. Концентрируя большой объем иностранных инвестиционных ресурсов, электроэнергетика должна соответственно вносить соответствующий вклад в виде налогов в формирование государственного бюджета, рост ВВП страны, повышение уровня жизни населения независимо от места его проживания. Следует отметить, что большая часть иностранных инвестиций привлечена в электроэнергетику в виде кредитов, носящих в себе ряд обязательств, несвоевременное выполнение которых повлечёт за собой дополнительные проблемы. Это предопределяет необходимость усиления формирующих бюджет возможностей электроэнергетики. Слабая диверсификация генерирующих мощностей, низкие тарифы на электрическую энергию, деформированная структура потребления электрической энергии, низкий платежеспособный спрос на нее на внутреннем рынке, в том числе электроемкими предприятиями и ограничении возможности экспорта излишков электрической мощности в весенне-летний период не способствуют переходу отечественной электроэнергетики в бюджетно-формирующую отрасль национальной экономики и увеличению ее вклада в обслуживание внешнего долга. Действенным механизмом решения этой проблемы может явиться эффективная тарифная политика в электроэнергетике.

С целью обоснования актуальных для страны задач в области устойчивого энергетического развития Таджикистана нами предпринята попытка систематизировать факторы, влияющие на устойчивое развитие ЭК и выявить противоречия между ними, которые характеризуются:

- наличием огромного потенциала в развитии гидроэнергетики и слабым кадровым, финансовым и инвестиционным обеспечением создания новых и модернизации существующих электростанций, способствующих устойчивому энергетическому росту республики;

– целями общенационального значения, относящими гидроэнергетику к приоритетным отраслям развития, и отсутствие эффективных стратегических программ его инвестиционного обеспечения;

– огромными возможностями экономии электроэнергии и неразвитой системой контроля, отчетности и мониторинга за эффективным ее использованием;

– необходимостью формирования надежной сырьевой базы и материальным обеспечением энергетических предприятий и отсутствие в стране отечественных производителей технических средств для ЭК;

– увеличением дебиторского и кредиторского разрыва и недостаточным вниманием вопросам повышения эффективности финансового менеджмента в системе управления отраслью, что отрицательно влияет на финансовую устойчивость энергетической компании;

– относительным ростом объемов привлеченных инвестиций в сферу гидроэнергетики и недостаточной их отдачей в рамках проектных программ, что усложняет схему обслуживания внешнего долга, аккумулированного в сфере электроэнергетики.

Ключевые проблемы/вызовы Несмотря на достигнутые успехи значительная часть проблем отечественной энергетики сохраняет свою актуальность и масштабность. Основными из них являются:

- сохраняющиеся ограничения имеющихся возможностей реализации экспортного потенциала электроэнергетики в весенне-летний период и, как следствие, снижение эффективности использования установленных мощностей, что является дестабилизирующим фактором устойчивого развития экономики страны;

- слабая координация деятельности государственных органов управления ЭК;

- отсутствие специализированного государственного и общественного органов по контролю за эффективным использованием электроэнергии, разработке процедур сертифицирования и метрологии токоприемников, использование в деятельности существующих органов мер ограничительного характера, а не стимулирующих;

- отсутствие законов в законодательстве Таджикистана, непосредственно регулирующих сектор электроэнергетики, несмотря на его лидирующие позиции в ЭК страны;

- недостаточная эффективность энергетического менеджмента, отсутствие коммерческих и финансовых навыков управления, низкая прозрачность и подотчетность в электроэнергетике;

- слабая диверсификация генерирующих источников (удельный вес электроэнергии ГЭС в общем объеме ее потребления в стране составляет более 92–95%, для сравнения – доля гидроэнергии в структуре мирового энергопотребления занимает всего 2%);

- высокая степень концентрации внешнего долга и в электроэнергетике и проблематичность его обслуживания;

- низкая культура энергопотребления при высоком уровне потерь электроэнергии;

- выраженная уязвимость экономики страны от импорта продуктов нефтепереработки и газа;

- слабая вовлеченность в хозяйственный оборот энергии солнца, ветра, биомассы, обусловленная отсутствием отечественного производства установок ВИЭ, ограниченными возможностями населения приобретать импортное дорогостоящее оборудование, отсутствие стимулирующих мер;

- неадекватная тарифная политика в электроэнергетике, что при низкой культуре электропотребления усугубляет финансовую несостоятельность ОАХК «Барки Точик», является барьером развития частного предпринимательства, не стимулирует процессы энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

- ограниченный доступ к услугам электроснабжения сельского населения, составляющего 73% общей численности населения страны, что сохраняет выраженную сезонную энергетическую бедность, удовлетворенный спрос в период октябрь-март в отдельные годы составляет около 22,8% заявленного.

Полученные результаты анализа позволили сформулировать основные векторы и содержание последующих наших исследований, результаты некоторых из них изложены ниже.

Литература

1. Национальная стратегия развития Республики Таджикистан на период до 2030 года. – Душанбе., 2016. – 86с.
2. Официальный сайт www.stat.tj

1.6. Опыт передачи муниципальных объектов в Республике Татарстан с участием федерального финансирования на примере ОАО «Бугульминское ПТС»

Одной из основных задач государственной политики в сфере ЖКХ является обеспечение надежного и качественного теплоснабжения, достигаемого за счет энергетической эффективности производства, передачи и распределения тепловой энергии. Сегодня остро стоит вопрос модернизации в сфере жилищно-коммунального хозяйства, в большинстве регионов износ коммунальной инфраструктуры составляет более 60%. Модернизация коммунальной инфраструктуры требует существенных затрат, при этом возможности предприятий в сфере ЖКХ ограничены. Учитывая затруднительное финансовое положение большинства коммунальных организаций, единственным механизмом финансовой поддержки для модернизации систем в относительно небольших городах, по сути, остается получение денежных средств через Фонд содействия реформированию ЖКХ. Средства фонда направлены на поддержку малых и средних городов, которые более всего нуждаются в государственной поддержке при модернизации коммунальной инфраструктуры.

Между ОАО «Бугульминское предприятие тепловых сетей» (концессионер) и Исполнительным комитетом Бугульминского муниципального района (концедент) 24.12.2019 г. было заключено концессионное соглашение в отношении объектов теплоснабжения, расположенных на территории Бугульминского муниципального района. Указанное концессионное соглашение заключено в порядке частной концессионной инициативы сроком на 10 лет, на период с 24 декабря 2019 г. по 24 декабря 2029 г.

Планом модернизации объектов теплосетевого хозяйства предусмотрены мероприятия по:

- установке (замене) котлов (20 ед., в т.ч 4 ед- установка, 16 ед.-замена), в том числе на центральных тепловых пунктах в целях оптимизации работы оборудования в летний период;

- замене насосного оборудования (4 ед.);
- автоматизации котлов и т.д. (20 ед. котлов).

Освоить средства планируется в течение трех лет с 2020 по 2022 гг. Срок окупаемости проекта составит:

- без средств фонда более 10 лет;
- со средствами фонда – 5,4 лет.

Реализация проекта реконструкции и модернизации объектов концессии предусмотрена в объеме 45,7% – за счет заемных средств, и 54,3% – за счет средств Фонда содействия реформированию ЖКХ.

Экономический эффект за счет реализации мероприятий по реконструкции (техническому перевооружению) объектов теплоснабжения от экономии газа, электроэнергии, воды составит 72,7 млн руб. за 10 лет.

Одним из преимуществ данного концессионного соглашения является безвозмездное получение бюджетного финансирования из Фонда содействия реформированию ЖКХ. Защищенность долгосрочных параметров регулирования на весь период действия концессионного соглашения также дает предприятию возможность снизить риски неполучения необходимой валовой выручки в значениях, установленных концессионным соглашением.

Для подготовки конкурсной документации на право заключения концессионного соглашения Концессионеру было необходимо осуществить комплекс работ: подготовить инвестиционную программу, проектно-сметную документацию, экспертизу достоверности сводно-сметного расчета, оценку, проведение технического обследования передаваемого имущества, подготовку соответствующего отчета, формирование технического задания для проектирования на основании утвержденных схемы теплоснабжения, плана комплексного развития (ПКР), актуализированных на дату подготовки документации, расчет и согласование Органом регулирования минимально допустимых плановых значений показателей деятельности концессионера и долгосрочных параметров регулирования. Параллельно с подготовкой и заключением КС велась работа с Фондом содействия реформированию ЖКХ по подготовке приложений к Заявке Фонда.

При заключении концессионного соглашения в отношении объектов теплоснабжения ОАО «Бугульминское ПТС» столкнулось с рядом сложностей:

Отсутствие опыта работы в данном направлении, и как следствие, недочеты на этапе подготовки документов. Разработка документов и концессионное соглашение осуществлялась путем длительного изучения нормативной базы, обмена опытом с другими предприятиями, оказания консультации со стороны регулирующих и других органов.

Еще одной проблемой, возникающей при заключении концессионного соглашения – сроки. Подготовка и заключение КС - это длительный трудоемкий процесс. Сжатые сроки, огромный пакет документов, получение различных согласований в органах государственной власти субъектов Российской Федерации и иных уполномоченных органах предполагает определенные временные затраты. Длительность процедуры подготовки документов, проведения конкурса на заключение концессионного соглашения достигает полугода. Подготовка приложений к Заявке Фонда ЖКХ также сопряжена с оформлением огромного объема документов. Для того, чтобы правильно выполнить условия и требования Фонда ЖКХ, необходимо не только

предварительное ознакомление с требованиями Фонда, но и предварительное согласование инвестиционной программы, проектно-сметной документации, экспертизы достоверности сводно-сметного расчета, финансовой модели, долгосрочных параметров регулирования, которые являются одними из значимых документов при оформлении Заявки в Фонд ЖКХ. Фондом ЖКХ проводится оценка проект модернизации на соответствие установленным критериям эффективности и требованиям правил предоставления финансовой поддержки; Предприятие столкнулось с тем, что отсутствие определенных знаний и опыта нашими специалистами в области подготовки документов для заключения КС и требований по оформлению приложений к заявке Фонда привело к неоднократной корректировке финансовой модели, согласованию долгосрочных параметров регулирования и другой документации.

Еще одна из проблем – окупаемость понесённых в рамках исполнения концессии затрат концессионера. На момент подписания КС 24 декабря 2019 г., тариф на тепловую энергию на 2020 г. уже был утвержден без учета расходов на реконструкцию и модернизацию объектов соглашения за счет заемных средств из-за отсутствия обосновывающих документов по концессии на момент установления тарифов.

Еще одним важным пунктом является использование амортизации, начисляемой за счет средств Фонда. Для того чтобы при утверждении тарифа на тепловую энергию данные затраты были учтены в составе НВВ, необходимо разработать и утвердить инвестиционную программу и предусмотреть использование амортизации в концессионном соглашении.

При установлении долгосрочных параметров регулирования, из-за ограничения по предельному уровню повышения тарифа, нет возможности учесть в составе нормативной прибыли на период реализации программы в полном объеме, затраты на реализацию программы по реконструкции и модернизации объектов КС. Данные расходы частично учтены в составе нормативной прибыли на период реализации данного проекта, в нашем случае 2020–2022 гг., т.е. в течении трех лет. Возврат заемных средств будет осуществляться за счет средств амортизации. Законодательство не содержит четкого ответа на вопрос, каким образом должны компенсироваться затраты концессионера, заложенные в долгосрочные параметры регулирования, включённые в концессионное соглашение. Данные обстоятельства свидетельствуют о существенных финансовых рисках реализации теплоснабжающей организацией концессионных проектов.

Кроме того, в тарифе на тепловую энергию не учитываются единовременные затраты концессионера, понесенные при заключении концессионного соглашения, такие как: актуализация схемы теплоснабжения, обследование технического состояния объектов теплоснабжения, предусмотренных к реконструкции, согласование с газоснабжающей организацией ПСД раздела «Газоснабжение» проектов 14 объектов реконструкции, постановка объектов на кадастровый учет, авторский надзор, независимый строительный контроль и другие.

Очевидно, что ряд вопросов требует проработанности механизма реализации концессионных соглашений. Ввиду отсутствия законодательных гарантий возврата концессионером инвестиций в мероприятия по созданию и реконструкции объектов коммунальной инфраструктуры, осуществляемые в рамках концессии, это может существенно снизить экономическую привлекательность концессий в сфере теплоснабжения.

Успешная реализация концессионных соглашений в сфере ЖКХ сегодня напрямую зависит от размера регулируемых государством тарифов на производимые и реализуемые концессионером товары и оказываемые услуги.

Несмотря на вышеперечисленные трудности, сегодня привлечение средств Фонда содействия реформированию ЖКХ позволяют осуществить безвозмездное привлечение значительных средств на реализацию программы по реконструкции и модернизации объектов коммунальной инфраструктуры в случае, когда финансовые возможности предприятия сильно ограничены.

1.7. Модели формирования тарифов на тепловую энергию и особенности систем теплоснабжения в крупнейших городах Российской Федерации, странах Европы, США и Китая

Глобализация энергетики и объединение энергорынков повышает значимость исследований развития энергосистем на территориальном уровне ввиду изменения производства, распределения и потребления энергии в условиях интеграции, оказывающего существенное влияние на стабильность местного энергоснабжения. Либерализация энергетических рынков приводит к необходимости совершенствования методологии управления развитием энергосистем на основе определения рационального сочетания рыночных механизмов и государственного регулирования при возрастающей неопределенности условий функционирования энергетического комплекса.

Продолжающиеся процессы глобализации и либерализации энергетики приводят к усложнению системы управления и состава субъектов, принимающих решения, что повышает требования к управляемости общеэнергетических систем, особенно в аспекте управления их развитием.

Россия занимает первое место в мире по протяженности тепловых сетей, затратам топлива в системах теплоснабжения. Но в сфере теплоэнергетики сложилась неблагоприятная ситуация с инвестированием, с темпами замены оборудования, которое выработало свой ресурс. Большая энергоёмкость теплоэнергетики оказывает большое влияние на показатели высокой энергозатратности отечественной экономики. Платежи за тепло и горячую воду составляют самую большую часть в оплате коммунальных услуг.

Порождаемый рынком конфликт интересов, выраженный в различии представлений об эффективности энергетического хозяйства на различных уровнях управления, приводит к рассогласованию системы управления территориальной общеэнергетической системой. В то время как критерием эффективности энергосистемы со стороны государства является экономичность ее эксплуатации при обеспечении заданного уровня надежности, критерием со стороны энергопредприятий является прибыльность, то есть возможность извлечения дохода от использования объектов энергосистемы в различных торговых секторах энергорынков, в том числе, с применением рыночной силы. Для обеспечения энергетической безопасности важно учитывать современные модели теплоснабжения и системы ценообразования в разных странах. Применяя положительный опыт в модернизацию российской системы.

Степень разработанности проблемы. Проблемами исследования состояния общеэнергетических систем, их устойчивости к внешним и внутренним факторам, определяющим изменение условий функционирования энергетического хозяйства, а

также вопросами повышения эффективности и управляемости энергосистем на различных территориальных уровнях занимались многие исследователи как технических, так и экономических специальностей, что говорит о междисциплинарном характере работы и повышенной значимости для экономики и общества научных результатов в данной области знаний.

Проблемам организации системных исследований и оценки состояния энергосистем посвящены работы Мелентьева Preuss, S. Popravko, N, Hays, J., Holmberg, J., Bass, S. and Timberlake, L., Kremlis, G. Luken, R. and Hesp, P. Вопросами дискуссии является необходимость государственной поддержки рынка теплоснабжения, эффективной системы организации теплоснабжения в стране и соответствующей системы ценообразования в условиях ресурсных и временных ограничений, позволяющего обеспечить надежное и эффективное функционирование объектов энергетического хозяйства в средне- и долгосрочном периоде с учетом современных угроз энергетической безопасности.

Целью работы является исследование современных моделей теплоснабжения в корреляции с особенностью систем ценообразования и механизмов государственной поддержки в разрезе ряда стран и выявление факторов особенностей рынка энергетической системы в России.

Для достижения этой цели поставлены следующие основные задачи:

- идентифицировать основные признаки общеэнергетических систем в США, Китае, России, Европе,
- разработать методологический подход к типизации общеэнергетических систем и сформировать общие тенденции их развития сформировать основные методологические аспекты проблем управления развитием энергосистем с позиции выстраивания ценообразования
- провести сравнительный анализ энергосистем теплообеспечения по следующим показателям: Тарифы на тепловую энергию. Размеры коммунальных платежей за отопление., Уровень средней заработной платы., Доля коммунальных платежей за отопление в доходах населения в разрезе крупных городов России и зарубежных стран.

Научная новизна исследования заключается в предложении методологии исследования моделей организации систем теплоснабжения и социально-экономических критериев ценообразования энергосистем, что позволяет определить необходимый экономически обоснованный уровень эффективности энергорынков и моделей

Практическая значимость работы состоит в совершенствовании инструментов обоснования выбора направления структурно-технологической модернизации энергетического комплекса территориального образования на государственном и муниципальном уровне и его воплощения в виде механизма согласованного управления трансформацией территориальных энергосистем на основе принципов государственно-частного партнерства.

Методология исследования базируется на основных принципах системного подхода к исследованию процессов регионального развития и регулировании региональных социально-экономических систем, а также на научных исследованиях в области теории и практики организации процесса теплоснабжения и ценообразования.

Теория.

Энергетика как объект системных исследований. Развитие энергетического хозяйства определяется причинными связями, которые выражаются совокупностью

объективных тенденций трансформации энергетики, имеющими стохастически детерминированную природу. Изучаются причины формирования, количественное и качественное проявление данных тенденций в прошлом, выявляются характерные точки их переломов и возникновения новых тенденций, оценивается их влияние на качественные характеристики энергосистем в будущем.

Фактическая ситуация в системах теплоснабжения стран весьма разнообразна и существенно отличается друг от друга. Задачей исследования было оценить степень этих отклонений для разных типов энергетических систем городов, создать и апробировать методический инструментарий для этого. Важнейшие системные параметры – размер системы (целостности), особенности структуры, интенсивность взаимосвязей и взаимодействий оценивались с помощью различных подходов и методик. Принципиально важным является совместное использование теоретических моделей и фактических данных, согласование методик анализа «снизу» с синтетическими, типологическими подходами «сверху».

Рассматривая рынок центрального теплоснабжения, выделяют централизованной системы теплоснабжения и индивидуальные источники теплоснабжения. в разных странах выделяют системы централизованного теплоснабжения, каждая из которых формирует рынок тепловой энергии, и индивидуальные источники теплоснабжения. Потребность в тепловой энергии в России преимущественно удовлетворяется за счет поставок из систем централизованного теплоснабжения, при этом количество автономных источников теплоснабжения приблизительно около 13 млн. Действующая модель рынка тепловой энергии: в России потребителей не устраивает соотношение цена – качество услуг; производители испытывают недостаток средств для покрытия затрат на теплоснабжение; государство вынуждено осуществлять субсидирование производителей и потребителей для поддержания в работоспособном состоянии системы теплоснабжения

Результаты.

Рассмотрим модели рынков тепловой энергии в отдельных странах со схожими с Россией климатическими условиями: Канаде, Дании, Финляндии, Китае, США.

Таблица 1.7.1

Анализ существующих систем теплоснабжения и ценообразования энерготарифов

	Доминирующие формы теплоснабжения	Кол-во СЦТ	Доля централизованной тепловой энергии, %	Ценообразование на тепловую энергию	Площадь СЦТ
Финляндия, Дания, Китай	Системы централизованного теплоснабжения;	421 396 12465	35 42 55	Цены покрывают все производственные издержки	70% площади страны и 30% общего фонда зданий
США, Канада	Индивидуальные источники теплоснабжения	838 162	4 1	Цены покрывают производственные расходы и частично компенсируются государством	15% от суммарной площади всех зданий в стране, в том числе только 1,3% фонда коммерческих зданий
Россия	Централизованные системы теплоснабжения	50010	80	Субсидируется государством	75 % общего фонда зданий

В рамках данного исследования в качестве рынка тепловой энергии будем рассматривать систему централизованного теплоснабжения. С одной стороны, цена первичных энергоресурсов определяет основную долю затрат на тепловую энергию, получаемую в централизованных системах теплоснабжения, с другой стороны, совместно с ценой оборудования индивидуальных источников теплоснабжения задает предельный уровень цен на рынке тепловой энергии.

Китай. В Китае создана вторая по масштабам система централизованного теплоснабжения в мире. Системы централизованного теплоснабжения обслуживают 210–240 млн чел., или 15–17% от общей численности населения в стране [45]. Системы централизованного теплоснабжения в Китае создавались по советским стандартам, на основе ТЭЦ большой мощности. Системы теплоснабжения преимущественно были ориентированы на отопление, без предоставления услуг горячего водоснабжения, охватывают половину крупных городов (329 из 661) [31]. Счета за тепловую энергию выставляются по нормативу в расчете на 1 м². Соответственно у потребителей нет стимулов к энергосбережению. Цены на тепловую энергию субсидируются государством. Развитие системы централизованного теплоснабжения и строительство ТЭЦ осуществляются при активной государственной поддержке [45; 48]. Развитие систем централизованного теплоснабжения является одним из приоритетов национальной энергетической политики в Китае.

США. Развитые системы централизованного теплоснабжения в США существуют в некоторых городских центрах американских городов, таких как Филадельфия, Сан-Франциско, Бостон и Денвер, которые обслуживают от 200 до 500 зданий [31].

В последние годы преимущественно строятся ТЭЦ малой мощности (20 МВт и ниже), прежде всего в регионах страны с высокими розничными ценами на электроэнергию или благоприятной государственной политикой [31].

В Канаде системы централизованного теплоснабжения не получили широкомасштабного развития, за исключением крупных городов, таких как Монреаль, Оттава, Ванкувер, Виннипег [39]. Более половины установленной мощности систем централизованного теплоснабжения сконцентрировано в крупных населенных пунктах с численностью более 100 тыс. чел. (51%), а в сельских населенных пунктах с численностью менее 1 тыс. чел. – только 8%. Низкая плотность застройки в городах Канады не способствует развитию систем централизованного теплоснабжения. Относительно низкая стоимость первичных энергоресурсов, прежде всего природного газа, а также низкие цены на электроэнергию способствуют развитию индивидуальных источников теплоснабжения.

У потребителей установлены приборы учета и термостаты. Цены на тепловую энергию формируются на основе затрат и покрывают все издержки [8; 22; 39].

В Дании основной формой организации теплоснабжения являются системы централизованного теплоснабжения, которые обеспечивают тепловой энергией 63% населения страны [35]. Доминирующую долю в потреблении тепловой энергии занимает население (64%), общественный и коммерческий сектор (30%), промышленность (4%) [46]. Важным элементом систем централизованного теплоснабжения в Дании являются аккумуляторы тепловой энергии, которые позволяют оптимизировать работу ТЭЦ в соответствии со спросом на электроэнергию. В структуре топливной корзины наибольшую долю составляет биотопливо (33%), уголь – 24%, природный газ – 22%, отходы – 18% и прочие – 4%

Системы централизованного теплоснабжения функционируют в 165 городах [38]. К системам централизованного теплоснабжения. Цены на тепловую энергию в стране регулируются государством. Регулирование рынка тепловой энергии осуществляется в соответствии с Законом о тепле (1979), условия функционирования рынка сохраняются без изменений на протяжении более чем 30 лет [22; 36; 40; 43]. Цены на тепловую энергию устанавливаются для каждой теплоснабжающей организации, ежегодно пересматриваются. Цены на тепловую энергию, за исключением НДС, регулирует орган, ответственный за теплоснабжение. Для конечных потребителей задается предельный уровень цен, соответствующий минимальным издержкам по организации теплоснабжения. Цены на тепловую энергию покрывают все затраты производителей и поставщиков, отсутствует субсидирование потребителей в Финляндии подключено 2,7 млн чел. (50% населения в страны) и большая часть зданий (90% фонда многоквартирных домов, 70% фонда коммерческих и общественных зданий, 15% индивидуальных домов) [29; 41].

В структуре потребителей тепловой энергии основную долю занимают население (39%), промышленность (36%) и общественный и коммерческий сектора (25%) [46]. Можно выделить два периода ускоренного развития систем централизованного теплоснабжения в мире: 1970–1980 гг. и 1990–2004 гг. В первом периоде развитие систем централизованного теплоснабжения было обусловлено нефтяным кризисом. Европейские страны (такие как Дания и Финляндия) высокой зависимостью от экспорта энергоресурсов стремились снизить зависимость путем сокращения потребления первичных энергоресурсов и изменения топливной корзины в пользу угля, природного газа и возобновляемых источников энергии.

Цены на тепловую энергию не дифференцированы по группам потребителей. Цены на тепловую энергию покрывают все производственные издержки. Налоговая составляющая в цене тепловой энергии оценивается на уровне 30% [22; 36].

Потребители оплачивают три вида платежей за тепловую энергию: плата за подключение к системам централизованного теплоснабжения, плата за пользование и плата за тепловую энергию. Плата за подключение определяется площадью здания и расположением потребителя. Плата за пользование включает условно-постоянные издержки по организации теплоснабжения. Плата за тепловую энергию начисляется в соответствии с показаниями приборов учета, зависит от объема потребления и переменных затрат на тепло-снабжение, в том числе от типа топлива. В стране не осуществляется субсидирование потребителей или производителей тепловой энергии [8; 22; 36]. Развитие систем централизованного теплоснабжения в настоящее время не сопровождается государственной поддержкой. Однако существуют отдельные механизмы, способствующие развитию ТЭЦ: льгота (скидка 50%) на налог на выбросы углерода; благоприятные условия на рынке электро-энергии (разрешено строительство электростанций без лицензии (кроме АЭС и ГЭС) и имеется возможность сдавать излишки электроэнергии в общую сеть). в стране является высокая надежность теплоснабжения в условиях одного из самых низких тарифов на тепловую энергию в Финляндии из стран Евросоюза.

США. В США в данный период был принят Закон о политике регулирования общественных коммунальных предприятий (PURPA), который направлен на стимулирование энергосбережения и повышение энергоэффективности, способствовал развитию ТЭЦ и опосредованно – развитию систем централизованного теплоснаб-

жения [42]. В Канаде также получили развитие системы централизованного теплоснабжения. В США существует возможность выбора формы организации теплоснабжения, существует конкуренция производителей на оптовых рынках тепловой энергии.

В большинстве штатов отсутствует регулирование цен на тепловую энергию, однако, например, в Нью-Йорке цена на тепловую энергию регулируется государственной общественной комиссией [22]. У потребителей установлены приборы учета и термостаты. Цены на тепловую энергию формируются на основе затрат и покрывают все издержки [27].

В США функционируют две национальные программы, в рамках которых осуществляется развитие систем централизованного теплоснабжения, поддерживаемые Агентством по защите окружающей среды (грантовая программа изменения климата) и Департаментом энергетики (программа геотермальных технологий). Кроме того, Управление по энергоэффективности и возобновляемым источникам энергии финансирует ряд проектов развития систем централизованного теплоснабжения. Правительство США оказывает более серьезную поддержку строительству ТЭЦ, чем развитию систем централизованного теплоснабжения [22; 31].

Таблица 1.7.2

Особенности рынков теплоснабжения и влияние государства на их деятельность

	Характеристики рынка теплоснабжения	Влияния государства на ценообразование энергосистем
Дания	Неконкурентного, ориентированного на потребителя, зрелого рынка тепловой энергии	Принцип нулевой доходности производителей в условиях естественной монополии, Разработка муниципальных планов энергоснабжения позволяет избежать дублирующих сетей
Китай и Россия	Примерами неконкурентного, ориентированного на производителя, зрелого рынка тепловой энергии	Развитие систем централизованного теплоснабжения развивается в условиях масштабной государственной поддержки
Канада	Конкурентный растущий, ориентация на производителя	Отдельные проекты, государственная собственность
Финляндия	Конкурентный, ориентация на потребителя	Издержки плюс конкуренция производителей, цена покрывает все издержки

Китай и Россия являются примерами неконкурентного, ориентированного на производителя, зрелого рынка тепловой энергии, развитие систем централизованного теплоснабжения развивается в условиях масштабной государственной поддержки.

Есть варианты, как в Хельсинки, когда три компании, каждая из которых имеет свой источник и сети. Все компании имеют на месте стыковок сетей крупные теплообменные пункты и могут перекачивать энергию друг другу, покупая и продавая ее в зависимости от ситуации на рынке. А в Варшаве источники принадлежат разным владельцам, и с небольшой конкуренцией продают энергию в общую теплотель, которая является отдельным предприятием. Существует огромное количество смешанных схем, как например в Риге, когда энергия поступает от своих источников, а также покупается у ТЭЦ. Практически везде проблема, к сожалению, всегда одна – не-

урегулированность доступа третьих лиц. Имеется в виду возможность свободного входа в систему новых застройщиков, новых энергоисточников – ни в одной стране это не решено. И наблюдается такая ситуация, что теплосеть всячески стремится в противовес чужим источникам строить свои. Так, в Риге, на ТЭЦ «Латэнерго» идет крупная реконструкция со строительством парогазовых блоков, но все равно тепло-снабжающая организация свои котельные реконструирует тоже с устройством парогазовых установок мощностью 38 МВт. Такое существует сплошь и рядом, и выигрывает тот, кто владеет сетями.

В Китае очень хорошо развивается централизованное теплоснабжение. Хотя ограничений нет, можно строить локальные источники (и потребители строят), но при этом в год вводится 50–70 км только магистральных сетей. Очень жесткие ограничения по экологии, запрет на сжигание в черте города угля, а газ дорогой, поэтому четыре пиковые котельные в центре города работают буквально 20–30 дней в году. А за городом четыре крупные ТЭЦ, которые по магистралям 1 400 мм подают на весь город теплоноситель, при этом подпитка на весь город – 30 м³.

Все-таки продолжается развитие централизованного теплоснабжения в Казахстане. У них считаются энергосберегающими проекты по переводу котлов с газа на уголь, т. к. газ очень дорогой. В 1995–1996 годах все ТЭЦ и сети были проданы фирмам разных стран: израильским, американским, бельгийским. Постепенно доля иностранных владельцев сокращается, но там, где они остались, например в Альметьевске, основные проблемы решены. В Тимиртау индийская фирма владеет и комбинатом, и ТЭЦ, соответственно она командует и теплоснабжением, и электроснабжением города – по российским критериям они делают это замечательно.[4]

В бывших социалистических странах абсолютно везде начинают с одного – со снижения издержек: уменьшения потерь в сетях, осушения сетей, сокращения персонала, его обучения, подключения потребителей, где это возможно. Потребителей везде подключают бесплатно или на льготных условиях. В Вильнюсе, например, численность персонала теплоснабжающей организации – 900 чел., из них примерно 120 чел. Занимаются только потребителями (непосредственно жителями – ходят по квартирам, расспрашивают, проверяют приборы учета). Их задача – снимать жалобы, создавать имидж организации и т.д.

Итак, *Россия*. В России создана крупнейшая в мире система централизованного теплоснабжения. К системам централизованного теплоснабжения подключено порядка 100 млн.чел. Основными потребителями тепловой энергии в структуре конечного потребления тепла являются население и промышленность, соответственно 39,2 и 38,3%.

В России около 80% территории расположено в суровых климатических условиях, следовательно, требуется отопление жилищного, общественного производственного фондов для обеспечения жизнедеятельности населения и нормального функционирования экономики. Отрасль непривлекательна для инвесторов, а собственных средств у производителей тепловой энергии на модернизацию ТЭЦ, котельных и тепловых сетей нет. Ежегодный объем инвестиций в отрасль оценивается около 40 млрд руб., что составляет около 1/6 от требуемого объема (примерно 250 млрд в год) [11]. В итоге 31% источников теплоснабжения и 68% тепловых сетей эксплуатируются с превышением нормативного срока службы [14]. Рост изношенности тепловых сетей, старение оборудования ТЭЦ и котельных сопровождаются ро-

стом аварийности в системах теплоснабжения и увеличением доли потерь, соответственно ростом затрат на тепло-снабжение.

В случае высокой доли ТЭЦ рынки электрической и тепловой энергии связаны единством технологического процесса производства энергии (70% численности населения) и 82,2% от жилищного фонда энергии.

Затраты на тепловую энергию оказывают существенное влияние как на состояние экономики в целом, так и на отдельных экономических агентов. Если рассматривать рынок тепловой энергии как отраслевой, то он является одним из самых больших монопродуктовых рынков в России (около 2,5% от ВВП), ежегодный оборот оценивается в 1,5 трлн руб. [11]. Оплата услуг теплоснабжения составляет значительную долю: более 50% в структуре платежа за жилищно-коммунальные услуги у населения и до 15–20% в структуре расходов консолидированных бюджетов муниципальных образований субъектов РФ.

В России развитие систем централизованного теплоснабжения осуществлялось как составная часть плана электрификации страны [4]. До конца 1970-х гг. они развивались очень динамично, по техническому состоянию во многом опережали системы централизованного теплоснабжения евро-пейских стран. Однако прекращение инвестиций в энергомашиностроение и развитие систем в последующие годы привели к консервации энергетического оборудования в стране на техническом уровне начала 1980-х гг.

В результате российские системы централизованного теплоснабжения функционируют на технологической базе «предыдущего» поколения, что приводит к более высоким потерям в сетях, увеличенному расходу топлива на производство 1 Гкал, снижению надежности теплоснабжения и повышенным затратам на ремонт, в результате – к удорожанию тепловой энергии для конечных потребителей. Таким образом, первой причиной неблагоприятных тенденций, наблюдаемых на рынках тепловой энергии в России, является технологическая отсталость инженерных систем. Второй важный аспект, определяющий эффективность функционирования рынков тепловой энергии, – институциональная среда, в том числе меры государственной поддержки.

Потребители имеют право выбора формы организации тепло-снабжения, в том числе существует возможность отключиться от системы, в результате в условиях, когда себестоимость тепловой энергии от собственной котельной предприятия была в 2 раза ниже тарифа на централизованное теплоснабжение, осуществлялся массовый переход крупных производственных потребителей на индивидуальные источники теплоснабжения.

Регулирование тарифов на тепловую энергию производится региональными органами исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов (РЭК), являющимися структурными подразделениями администраций субъектов РФ.

При этом существующие городские отопительные (промышленно-отопительные) котельные обслуживают свой ареал потребителей, при этом перемишек между этими «кустами», как правило, нет. Преобразование «кустовых» систем теплоснабжения в единую централизованную сеть происходит, в основном, при достижении значений тепловых нагрузок в 200–300 Гкал/ч, т.е. при ориентировочной численности городских поселений в 90–120 тыс. чел. (в климатических условиях

средней полосы). Непосредственно развитые теплофикационные системы (т.е. появление ТЭЦ разной мощности) сооружались, как правило, уже практически при достижении городом численности населения 250–300 тыс. чел. Общее распределение современных городов по размеру (людности) в сопоставлении с их тепловыми нагрузками представлено в табл. 1.7.3.

Таблица 1.7.3

Характеристики городов и их тепловых нагрузок в России

Характеристика городов	Население городов, тыс.чел				
	До 100	100–300	300–490	500–1000	Свыше 1000
Количество городов	948	106	29	21	13
Доля в общем числе городов, %	84,9	9,5	2,6	1,9	1,1
Численность населения, млн.чел	40,5	17,5	11,02	12,4	27,4
Расчетная тепловая нагрузка, МВт	До 175	175–580	600–1200	1300–4000	Более 4000
Годовое количество тепла, млнГДж	До 1,6	1,7–6	6–8,5	9–15	Более 15
Доля в суммарной нагрузке, %	37,6	16	9,6	11,4	24,7

Поскольку доля централизованного сектора теплоснабжения, в среднем по стране, достигает 68–69%, это соответствует доле населения в городах с численностью свыше 100–120 тыс. человек. Таким образом, около 950 городов численностью до 100 тыс. чел. (это ~85% всех городов) имеют разрозненные «кустовые» схемы теплообеспечения, и потребляют до 40% производимой СЦТ тепловой энергии; чуть больше 100 городов численностью 100–300 тыс. чел. (~ 10%) развивают централизованные системы, потребляя около 16% тепловой энергии, 50 городов численностью до 1 млн чел. (~4,5%) в разной степени используют теплофикацию, их потребление достигает 21% всей тепловой энергии. И, наконец, 13 мегаполисов, составляя всего 1,1% от общего числа городов, имеют разветвленные системы энергообеспечения, их суммарное потребление тепловой энергии составляет около 25%.

Города с численностью до 300–350 тыс. человек имеют, как правило, невысокую долю теплофикации, т.е. участия ТЭЦ в покрытии графика тепловой и электрической нагрузки. Соответственно, всего 63 города (~ 6% общего числа) можно считать имеющими развитые СЦТ с теплофикацией. Эти 63 города потребляют на отопление, как можно видеть из таблицы 13, около 46% всей тепловой энергии.

В большей степени активное участие ТЭЦ проявляется в достаточно крупных городах с численностью 350–550 тыс. человек. Таких городов в стране, общая численность проживающего в них населения составляет 14,6 млн чел. Городов с численностью от 550 до 850 тыс. чел. всего 10, в них проживает 6,15 млн чел. Безусловно, существенную роль играют отопительные и промышленные ТЭЦ в энергообеспечении мегаполисов (15 городов с численностью ~14,7 млн чел) и двух «столиц» – Москвы и Санкт-Петербурга с суммарной численностью свыше 15 млн жителей. Можно с уверенностью сказать, что сложившаяся ситуация в теплоснабжении отражает сложившиеся во второй половине прошлого века подходы и особенности.

**Состав и параметры теплоэнергетического хозяйства городов
разного размера в России**

Тип городов (жителей)	Число городов	Общая численность населения, млн.чел.	Доля в общем числе городов, %	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/час	Годовой расход тепла, тыс.Гкал	Зданий в городе	Источники ТЭР
До 100 тыс.чел	948	~40	85	40-120	100-350	100-300	5-10 котельных
100-300 тыс.чел	106	~17,5	9,0	200-650	500-1500	500-1500	1 ТЭЦ, до 100 котельных
300-750 тыс.чел	48	~20	4,3	700-2000	2000-4000	2000-4000	1-3 ТЭЦ, пром.ТЭЦ, 100-250 котельных
900-1400 тыс.чел	14	~15,5	1,2	3000-4000	5000-7000	5000-7000	2-4 ТЭЦ, 2-3 пром.ТЭЦ, 300-500 котельных
Мегаполисы	2	~15,5	0,2	20000-35000	50000-100000	20000-50000	10-15 ТЭЦ, 5-9 пром.ТЭЦ, 1000 котельных

Цены на тепловую энергию регулируются в соответствии с основами ценообразования [12; 13]. Цены на тепловую энергию устанавливаются для каждого производителя, пересматриваются ежегодно. Часть потребителей до сих пор не оборудована приборами учета, счета за тепловую энергию выставляются по нормативу, в соответствии с площадью занимаемого помещения. Таким образом, потребитель оплачивает расходы за теплоснабжение независимо от количества и качества поставляемых услуг, соответственно у него нет стимулов для энергосбережения



Рис. 1.7.1. Совокупность изменений экзогенных и эндогенных факторов функционирования теплоэнергетических систем городов

Вместе с тем комплекс изменений 90-х годов, как отмечалось, привел к существенному изменению условий функционирования систем теплоснабжения. При этом необходимо отметить невероятное наложение изменений по 4 ключевым группам для систем теплоснабжения: внешние условия, внешняя и внутренняя конфигурация систем, новая техника и новые роли потребителей (рисунок 1.7.1). Все это вместе привело к невиданной трансформации систем теплоэнергоснабжения городов (в основном в части именно систем теплоснабжения). Только в тех городах, где еще сохранились промышленные потребители, системы теплоснабжения находятся в относительно благополучном состоянии. Если ранее совокупные значения теплопотребления жестко определялись промышленными потребителями, то в настоящее время потребление тепловой энергии в Российской Федерации в значительной степени коррелирует с численностью населения и климатическими параметрами (ГСОП) в городах и федеральных регионах

В данной работе было проведено исследование, на основании которого выполнен сравнительный анализ следующих показателей.

1. Тарифы на тепловую энергию.
2. Размеры коммунальных платежей за отопление.
3. Уровень средней заработной платы.
4. Доля коммунальных платежей за отопление в доходах населения.

Исследование проводилось на примере больших городов Российской Федерации, численность населения этих городов превышает 1 млн человек (табл. 1.7.5) и в странах Европы (Германия, Англия, Франция, Италия, Испания).

Таблица 1.7.5

Города-миллионеры России [1]

№	Город	Численность населения
1	Москва	12 506
2	Санкт-Петербург	5 352
3	Новосибирск	1 613
4	Екатеринбург	1 469
5	Нижний Новгород	1 259
6	Казань	1 244
7	Челябинск	1 202
8	Омск	1 172
9	Самара	1 163
10	Ростов-на-Дону	1 130
11	Уфа	1 121
12	Красноярск	1 091
13	Пермь	1 052
14	Воронеж	1 048
15	Волгоград	1 013

№	Город	Численность населения	Тариф, руб/Гкал
1	Берлин (Германия)	3 601	4900
2	Лондон (Великобритания)	8 788	4848
3	Париж (Франция)	2 141	3486
4	Рим (Италия)	2 873	2730
5	Мадрид (Испания)	3 223	1167

В таблице показаны исходные данные для определения стоимости отопления квартиры. Для примера мы взяли квартиру площадью 60 м².

В каждой стране уровень расходов свой. А стоимость энергоносителей может быть разной в зависимости от региона, города, поэтому невозможно назвать точную стоимость электричества, газа, воды и т.д. Однако можно определить, сколько денег тратят жители страны на коммуналку в сравнении с доходами. К примеру, жители Москвы, по статистике, на коммунальные платежи тратят в среднем 12-13% от своего дохода. В среднем по Европе – 8-10%. Самая дорогая коммуналка – в Германии и Великобритании, самая недорогая – в Греции и Испании, Скандинавских странах.

Одной из ключевых проблем теплоснабжения в Российской Федерации является снижение теплоотдачи отопительных приборов и теплообменных аппаратов из-за накопления окислов и солей металлов.

В результате:

2. Суммарные потери тепловой энергии в системе составляют до 30 %:

- растут потери тепловой энергии и теплоносителя;
- растут затраты электрической энергии на циркуляцию теплоносителя;
- снижается КПД источника тепловой энергии из-за повышения температуры обратной воды.

3. Сокращается нормативный срок эксплуатации внутридомовых тепловых сетей и оборудования с 30 до 10 лет.

В масштабах страны это приводит к вынужденным расходам на внеплановые капитальные ремонты на сумму более 23 млрд руб. ежегодно. Основные требования к любой отопительной системе – надежность, долговечность, эффективность, экономичность. Новые, только смонтированные и испытанные системы централизованного и индивидуального отопления работают без сбоев в соответствии с проектной мощностью. По прошествии некоторого времени наблюдается недостаточная теплоотдача, увеличивается расход топлива и электроэнергии.

Практика показывает, что трубопроводы систем отопления в зданиях, где не проводятся профилактические работы более 10 лет, на 40-50 % забиты окислами и солями металлов. Накипь создает термическое сопротивление теплоносителю, что ведет к снижению теплоотдачи, а это, в свою очередь, приводит к ухудшению комфортных условий для проживания жильцов. Поскольку теплопроводность накипи в 40 раз ниже теплопроводности металла в системах отопления, отложения толщиной всего 1 мм снижают теплоотдачу на 15 %. Если процесс не остановить вовремя, произойдет выход из строя теплообменников, трубопроводов, отопительных приборов. Из всех существующих методов, связанных с профилактическими работами по поддержанию теплового оборудования в рабочем состоянии, в России традиционно, уже на протяжении десятилетий, применяются:

- дисперсная промывка;
- механическая очистка;
- химическая промывка;
- гидравлическая промывка;
- гидропневматическая промывка.

Данные методы имеют достаточно низкий КПД и значительные ограничения по применению. Главное ограничение по применению состоит в том, что методы можно использовать только в межсезонный период, когда теплоноситель не подается

в теплоцентрали. В среднем по России этот период длится всего 3-5 месяцев. В северных территориях России осенне-зимний период заканчивается в конце июня и начинается в середине сентября. Помимо усовершенствования метода промывки внутридомовых тепловых сетей и теплообменного оборудования большое значение имеет реагент, которым промывается объект. В настоящее время шлак удаляется при помощи химической промывки с использованием кислотных и щелочных реагентов. Помимо экологической опасности данные реагенты негативно влияют на трубы, так как вступают в реакцию с металлом, что приводит к его разрушению.[5]

Сэкономить на отоплении в квартире получится, если установить индивидуальный счетчик тепловой энергии. В современных многоквартирных домах изначально смонтировано поквартирное персональное отопление. В старых домах придется выполнять установку самостоятельно.

Установить такие персональные счетчики можно только в тех домах, где горизонтальная разводка. Она предполагает единую трубу, которая идет по всем квартирам. В данном случае на выходе и входе устанавливают счетчики, которые высчитывают разницу между поставляемым и использованным теплом.

В многоквартирном доме с вертикальной разводкой, которых большинство, стоит вертикальный стояк. От данного стояка прокладывают трубы на один-два радиатора. В данном случае ставить счетчик на каждую батарею очень дорого.

Тогда устанавливают специальные распределители тепла. Однако показания таких устройств учитывают только, если в доме установлен общий счетчик, а приборы расположены в 75% квартирах строения.

Если в квартире установлены персональные счетчики или распределители тепла, снижать расходы можно за счет качественного утепления стен, полов и потолков, окон и дверей. Это сможет сберечь тепло внутри дома и уменьшить потребности в отоплении.

Работы по утеплению выполняют до того, как начинается отопительный сезон. Кроме того, после монтажа и подключения счетчиков или распределителей вы можете применить один из перечисленных ниже методов.

- Установка конструкции воздушного отопления. Воздух внутри такого устройства нагревается и позволяет задавать нужную температуру для каждой комнаты отдельно;

- Монтаж программируемых термоголовок или программаторов температуры. Современные приборы одновременно контролируют и устанавливают комфортную температуру в помещении, чем уменьшают расход тепла почти в два раза;

- Если отсутствуют программные контроллеры, то можно самостоятельно отключать или уменьшать температуру отопления, когда покидаете или уезжаете из помещения. Также можно снизить температуру в комнатах, которые редко используются в быту и для проживания. Например, в кладовой;

- Обязательно необходимо заменить старое отопительное оборудование, в том числе радиаторы. Современные модели, особенно европейские, включают различные функции экономии отопления;

- Утеплить дополнительно стены и полы, окна и двери, балконы и потолок. Таким образом, сокращаются потери тепла наполовину, а траты на отопление — на 25%. Особенно тщательное утепление оконных рам. Современные утеплители имеют преимущества, можно использовать теплоотражающую пленку на окна. Она сохраняет и отражает тепло, пропускает свет.

- Установка теплых водяных полов позволяет сэкономить до 20% отопления. Если водяной пол объединить с установкой теплового насоса или конденсационного газового котла, экономия отопления увеличится;

- Использование занавесок на окнах и длинных плотных штор тоже является неотъемлемой частью экономии тепла. Кроме того, помогут жалюзи и ставни. Они тоже сохраняют тепло в помещении.[6]

Но перед анализом нового российского законодательства рассмотрим опыт Германии по стимулированию теплофикации на базе ТЭЦ.

Начиная с 2002 г. там регулярно совершенствуется законодательство «О комбинированной выработке тепловой и электрической энергии».

С 1 августа 2012 г. вступил в действие со сроком окончания в 2020 г. уже четвертый вариант закона «Об объединенной выработке тепловой и электрической энергии».

Во-первых, в законе устанавливается гарантированная цена покупки комбинированной выработки электроэнергии от ТЭЦ на уровне базового тарифа на электроэнергию за предыдущий квартал на Лейпцигской бирже. Это означает, что ТЭЦ выведены из непосредственного участия в ежедневной ценовой конкуренции ОРЭМа.

Во-вторых, на комбинированную выработку электроэнергии ТЭЦ установлена надбавка для всех потребителей на сумму 750 миллионов евро (около 0,15 цента/кВт·ч). Надбавка формирует дотацию комбинированной выработки электроэнергии, которая зависит от установленной мощности ТЭЦ:

- до 50 кВт надбавка равна 5,41 цента/кВт·ч;
- от 50 до 200 кВт – 4,00 цента/кВт·ч;
- от 200 до 1950 кВт – 2,41 цента/кВт·ч;
- свыше 2000 кВт – 1,8 цента/кВт·ч.

В-третьих, сетевые операторы доплачивают владельцам ТЭЦ от 0,1 до 3,0 цента/кВт·ч в зависимости от объема выдачи электроэнергии на низком напряжении 6-10 кВ, не загружающей сеть высокого напряжения, где формируются основные потери в сетях

В-четвертых, если в системе теплоснабжения энергорайона доля отпуска тепловой энергии от ТЭЦ превышает 60%, то дотируется строительство новых тепломагистралей в размере 100 евро на 1,0 м длины для диаметра трубопровода до 100 мм, но не более 40% от инвестиционной стоимости проекта; для диаметра трубопровода свыше 100 мм – не более 30% от инвестиционной стоимости проекта. Общая стоимость каждого проекта ограничена величиной не более 5,0 миллионов евро.

В-пятых, в системе теплоснабжения стимулируется строительство баков-аккумуляторов тепла для повышения маневренности ТЭЦ и компенсации влияния нестабильной мощности ВИЭ. Объем дотаций составляет 250 евро за 1 м³, но не более 30 % от инвестиционной стоимости проекта. Общая величина каждого проекта также ограничивается величиной 5,0 млн евро.

Кроме этого, в законе предусмотрена возможность одновременного получения пятилетней дотации для проектов малого бизнеса, если сумма выплаты не превышает 30 тыс. евро. Если годовой лимит дотации полностью распределен, но какой-нибудь крупный проект не вошел в платежи финансового года, то объем выплат переносится на следующий год.

В целом немецкое законодательство поражает своей лаконичностью и конкретностью механизмов стимулирования. Очевидно, именно поэтому за десятилетний период выполнены все намеченные проекты, а ввод новых стимулов обеспечивает комплексное решение взаимозависимых проблем электро- и теплоснабжения потребителей.[7]

За рубежом обеспечивают приоритетную загрузку ТЭЦ по тепловой и по связанной с ней электрической мощности. Основанием для этого являются факторы, которые у нас фактически не принимаются во внимание:

- коэффициент использования топлива на ТЭЦ превышает 80%, что в два раза выше, чем на конденсационных электростанциях. Это дало основание экспертам многих стран относить ТЭЦ к генераторам «зеленой энергии» по выбросам CO₂, NO_x и твердых веществ. Исходя из этого, загрузка ТЭЦ проводится не по заявленной стоимости, а по факту подачи заявок на условиях энергоблоков, определяющих системную надежность;

- абсолютное большинство городских ТЭЦ расположены в центрах электрических нагрузок. Это значит, что транспорт выработанной электроэнергии от ТЭЦ до потребителя проходит кратчайшим путем, не загружая межсистемные линии. Кратное сокращение потерь в сетях и повышение готовности межсистемных связей для аварийных перетоков также являются доводом для загрузки ТЭЦ без ценовой конкуренции;

- кроме трех зимних месяцев на ТЭЦ в остальное время имеется значительный горячий резерв вращающейся мощности, который может быть быстро реализован по требованию Системного оператора. При этом следует повторить, что резервная мощность ТЭЦ расположена в центре нагрузок, относительно общесистемных резервов на крупных АЭС, ГЭС и ГРЭС, энергия от которых передается за сотни и тысячи километров. С учетом этого факта необходимо детально рассмотреть механизм оплаты горячего резерва электрической мощности ТЭЦ и величину тарифа. Эта величина так же, как и вынужденная генерация, должна быть заметным фактором дополнительной выручки, позволяющим исключить планово-убыточную деятельность ТЭЦ. Высокие доходы некоторых российских ТЭЦ за вновь введенные мощности по ДПМ не могут быть основанием для недооценки недостаточной прибыльности от продажи электрической и тепловой энергии;

- все вышеперечисленное дает основание пересмотреть систему оплаты мощности и электроэнергии ТЭЦ на оптовом рынке. При этом для исключения роста цен на ОРЭМе целесообразно снизить сверхприбыльность ГЭС, АЭС, ГРЭС (расположенных вблизи мест добычи топлива), увеличив оплату энергии (мощности) от ТЭЦ, прежде всего в режиме вынужденной генерации и резервной мощности;

- представляется серьезной ошибкой принятое решение о переводе всех ТЭЦ мощностью более 25 МВт на оптовый рынок. В результате полностью потерялась ответственность государства за необходимую валовую выручку наиболее социально значимого сектора генерации. Одновременно нанесен невосполнимый ущерб развитию теплофикации и когенерации как основного реального резерва энергосбережения в электроэнергетике. После принятия такого решения потерялась заинтересованность в строительстве ТЭЦ у регионов, муниципалитетов, потребителей и инвесторов. Финансовые институты закрыли возможности использования механизмов проектного финансирования. Причина одна – все они лишились прибыли за счет обязательной оплаты транспорта электроэнергии, составляющей 50 процентов общего та-

рифа. В результате российская экономика не только теряет возможность в два раза снизить расход топлива на отпущенную электроэнергию от новых ТЭЦ, но и лишается дешевой тепловой энергии от утилизации тепла газовых турбин или газопоршневых агрегатов.

По данным Минэнерго России, потенциал экономии за счет когенерации составляет 37 млн т условного топлива (т.у.т.), или 120 млрд руб./год. Это слишком значимая величина, чтобы не решать данную проблему.[7] Таким образом получен размер коммунальных платежей за отопление квартиры площадью 60 м кв² (табл. 1.7.6).

Таблица 1.7.6.

**Исходные данные для модели КРА рынка теплоснабжения
в городах России**

№	Город	Средний тариф, руб./Гкал	Норматив потребления тепла, Гкал/м ²	Среднемесячная стоимость оплаты тепла, руб.	Стоимость 1 Гкал, отпущенного тепла	Доля оплаты отопления в средней зарплате, %	Доля оплаты отопления в пенсии, %	Субвенции на душу населения, руб
1.	Москва	2200	0,01600	2112,00	801,00	5,1	21,3	588,6
2.	Уфа	2082	0,01920	2902,44	600,00	5,7	19,7	330,6
3.	Пермь	1805	0,02680	2406,252	1123,00	9,8	37,4	1198,9
4.	Волгоград	1777	0,01225	2398,46	850,00	4,9	18,4	462,0
5.	Казань	1735	0,01610	2025,00	752,00	5,1	20,5	326,3
6.	Красноярск	1678	0,02390	1716,33	713,00	4,6	17,8	307,3
7.	Санкт-Петербург	1678	0,01386	1676,16				
8.	Воронеж	1655	0,01225	1676,01	620,00	4,9	18,6	615,9
9.	Самара	1552	0,01800	1598,52	1058,00	11,3	40,6	751,5
10.	Омск	1500	0,02250	1395,42	1224,00	12,1	35,9	1403,6
11.	Екатеринбург	1486	0,01925	1306,09	685,00	5,3	22,2	477,4
12.	Новосибирск	1231	0,01286	1216,42	1200,00	15,6	40,6	2021,6
13.	Челябинск	1211	0,02200	1006,20	801,00	5,1	21,3	23
14.	Ростов-на-Дону	1118	0,01500	949,84	600,00	5,7	19,7	588,6
15.	Нижний Новгород	1006	0,01561	942,22	1123,00	9,8	37,4	330,6

В таблице 1.7.6 представлена соответствующая многомерная совокупность данных, которую нам предстоит проанализировать. В качестве переменной Y (объясняемой) мы будем рассматривать средний тариф, руб./Гкал.

Объясняющими переменными будут X_1 , ч норматив потребления тепла, Гкал/м², X_2 , среднемесячная стоимость оплаты тепла, руб., и X_3 , стоимость 1 Гкал, отпущенного тепла, далее X_4 , доля оплаты отопления в средней зарплате, % X_5 , доля оплаты отопления в пенсии, % X_6 , субвенции на душу населения, руб. Размер выборки $n = 15$.

**Результат множественной регрессионного анализа тарифов
на размещение рекламы в журналах (вычисления сделаны в Excel)**

ВЫВОД ИТОГОВ						
Регрессионная статистика						
Множествен. R	0,887					
R-квадрат	0,787					
Нормированный R-квадрат	0,775					
Стандартная ошибка	21577,870					
Наблюдения	55					
Дисперсионный анализ						
	df	SS	MS	F	Значимость F	
Регрессия	3	87780733202	29260044401	62,843	0,000000	
Остаток	51	23745829151	465604493			
Итого	54	111525962353				
	Коэффициенты	Стандартная ошибка	t-статистика	P-значение	Нижние 95%	Верхние 95%
Y-пересечение	4042,799	16884,039	0,239	0,812	-29853,298	37938,895
Переменная X 1	3,788	0,281	13,484	0,000	3,224	4,352
Переменная X 2	-123,634	137,849	-0,897	0,374	-400,377	153,108
Переменная X 3	0,903	0,370	2,442	0,018	0,161	1,645
Переменная X 4	4,2	0,81	12	0,012	3,224	5,342
Переменная X 5	22,4	27,849	23	0,124	23,377	45,128
Переменная X 6	23,3	20,370	22	0,018	5,161	3,615

Наиболее существенными являются факторы Норматив потребления тепла, Гкал/м², X₅, Доля оплаты отопления в пенсии, % X₆, Субвенции на душу населения, руб.

Сопоставление доходов населения за 1 полугодие 2018 г. [2] и размера коммунальных платежей за отопление представлено на рис. 1.7.2.

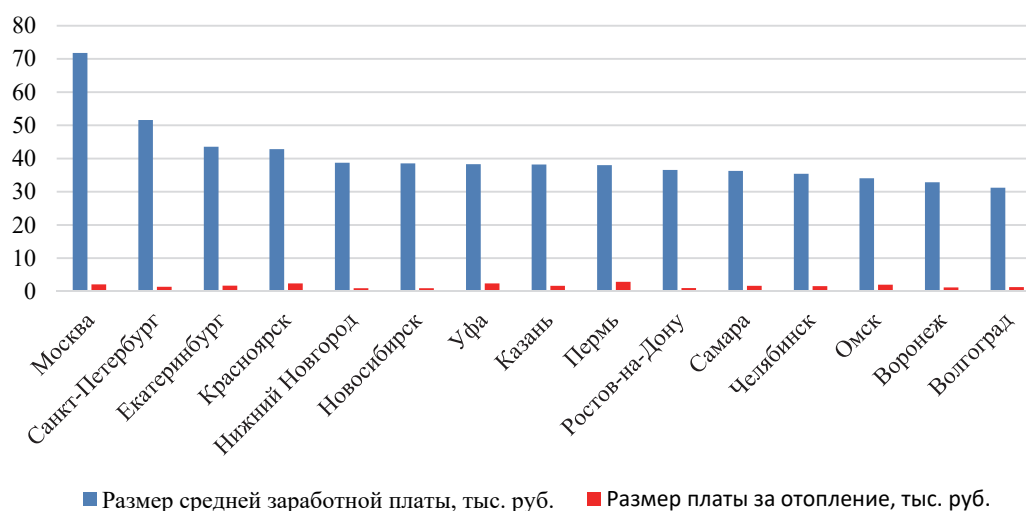


Рис. 1.7.2. Сопоставление доходов населения и размера коммунальных платежей за отопление

В результате нами была рассчитана доля, которую население городов-миллионников оплачивает коммунальные услуги за отопление из своих доходов (рис. 1.7.3).

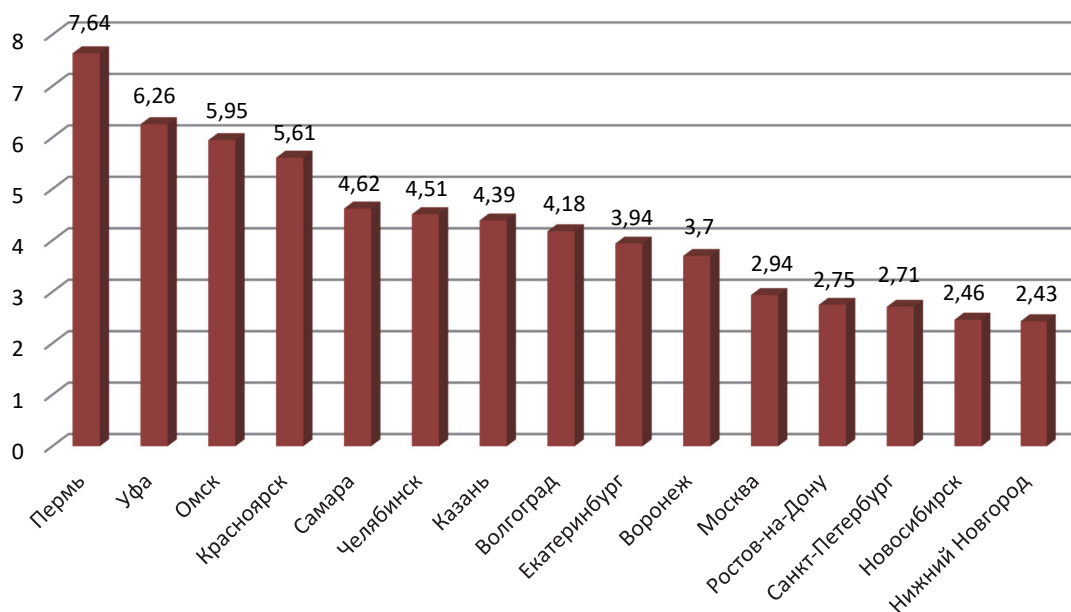


Рис. 1.7.3. Доля платы отопительных услуг в доходах населения

По результатам исследования видно, что результаты между городами очень отличаются: жители Перми почти 8% своих доходов ежемесячно тратят на оплату коммунальных услуг за отопление, а в Нижнем Новгороде эта величина составляет почти 2,5% – это в 3 раза меньше расходов жителей Перми.

Как сэкономить на отоплении.

Есть несколько способов уменьшить стоимость отопления в многоквартирном доме.

Во-первых, если больше половины жителей дома установят в квартирах индивидуальные теплосчетчики, управляющая компания будет обязана производить расчет стоимости отопления по показателям счетчиков, а не по нормативам. Например, в Москве разница между нормативными и реальными показателями может различаться почти в 2 раза в меньшую сторону. Таким образом можно сэкономить до 40% стоимости отопления.

Во-вторых, уменьшить расходы на отопление можно, если выбрать качественные батареи с хорошей теплоотдачей, которую можно узнать из технического паспорта прибора. Например, оптимальная теплоотдача алюминиевых радиаторов составляет 130–145 Вт/кг. Если указанные в техническом паспорте данные ниже, то для хорошего обогрева придется покупать больше секций радиатора, который в итоге обойдется дороже прибора с высокой теплоотдачей.

В-третьих, полезно установить на батареи автоматические регуляторы, которые позволят контролировать температуру в комнатах. В зависимости от погоды на улице регуляторы поддерживают установленную температуру, автоматически выключая или включая радиаторы. В результате, жильцы тратят ровно столько тепла, сколько им необходимо, что вкупе с качественными радиаторами и теплосчетчиками позволяет экономить на стоимости отопления.

Заключение

Тепло является неотъемлемой частью комфортного существования человека. Прошло огромное количество времени, прежде чем в домах появилось отопление, которое не требует от людей каких-либо усилий.

Теплоснабжение – система обеспечения теплом зданий и сооружений. Система теплоснабжения состоит из следующих функциональных частей:

- источник тепловой энергии (котельная, ТЭЦ);
- транспортирующие устройства тепловой энергии к помещениям (тепловые сети);
- теплопотребляющие приборы, которые передают тепловую энергию потребителю (радиаторы отопления, калориферы).

В России Государственное регулирование тарифов на тепловую энергию осуществляется на основе принципов, установленных Федеральным законом от 27.07.2010 г. №190-ФЗ (ред. От 29.07.2018) «О теплоснабжении» Ст. 10. Сущность и порядок государственного регулирования цен (тарифов) на тепловую энергию (мощность), в соответствии с основами ценообразования в сфере теплоснабжения.[3]

Настоящий Федеральный закон устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей, потреблением тепловой энергии, тепловой мощности, теплоносителя с использованием систем теплоснабжения, созданием, функционированием и развитием таких систем, а также определяет полномочия органов государственной власти, органов местного самоуправления по регулированию и контролю в сфере теплоснабжения, права и обязанности потребителей тепловой энергии, теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций.

Срок действия установленных тарифов в сфере теплоснабжения обычно составляет один финансовый год.

Если рассматривать зарубежные страны, то у них дела обстоят совсем по-другому. Роль играет, конечно же, ценовая политика, государственное регулирование, стоимость топлива, оборудования, рабочей силы, которая задействована в производстве тепловой энергии.

Очень редко бывают разделения на магистральные и разводящие сети, когда они у разных собственников. Поставщик энергии должен дойти до потребителя, это в первую очередь определяется самой структурой и особенностью теплоснабжения, когда режимы потребления одних пользователей определяют в свою очередь режимы потребления других. И должна быть одна структура, которая может принять на себя гарантии по обеспечению качественного теплоснабжения для одних, имея способы воздействия на других. Только в Китае осталось разделение на магистральные и разводящие сети, но почти все тепловые пункты построены по независимой схеме с коммерческим учетом переданного тепла, вплоть до того, что на каждом тепловом пункте отдельная водоподготовка, чтобы ничего не смешивалось. Принципиальнейший момент – сбыт. Надо понимать, теплоснабжение – это не оптовая торговля, а мелкая розница. Мы продаем товар (тепловую энергию, теплоноситель) не где-то непосредственно в котельной или на ТЭЦ. Потребитель его получает там, где можно проконтролировать качество и количество теплоносителя, т.е. непосредственно на вводе в дом. И, соответственно, организация, которая занимается продажей тепловой энергии и теплоносителя, должна быть создана таким образом, чтобы могла осуществлять мелкую розницу. И нигде, кроме России, нет такого, чтобы сбыт выделяли

в отдельное предприятие, которое занималось бы только сбором денег. Везде тепло-снабжающая организация помимо этого осуществляет весь комплекс рыночных услуг между продавцом и покупателем, взаимодействуя с ним по всем вопросам покупателя, идя ему навстречу и изыскивая возможности быть конкурентоспособной по отношению к другим проектам.

Величина тарифов (тарифы, как правило, многоставочные) разная. Если взять бывшие социалистические страны – это порядка 900–1 000 руб./Гкал. В развитых странах (Финляндия, Германия) – это 2–2,5 тыс. руб./Гкал. При этом надо учитывать у них стоимость топлива, т. Е. если мы вычтем затраты на топливо, оставим только транспортную составляющую, то эта часть равна существующим российским тарифам на передачу энергии, но при совершенно другом качестве теплоснабжения потребителей. Этих денег при снижении издержек оказывается достаточно для того, чтобы развиваться, строиться и совершенствовать систему.

В основном применяется тарифное меню, т. Е. сложные тарифы. В Вильнюсе используют одноставочный тариф. Также одноставочный тариф применяют в Китае, но он подобен плате за мощность, в данном случае измерение осуществляется в квадратных метрах – 28 юаней за 1 м² в год, и плата делится пропорционально между муниципальными предприятиями с разводящими сетями и тепловыми пунктами, теплоснабжающей организацией Пекина, владеющую магистральными сетями и ТЭЦ, которые также получают плату за квадратные метры. Они понимают несовершенство этого тарифа, хотя в теплом климате объемы теплопотребления по годам могут различаться в три раза, и такой тариф является выходом [4].

В данной работе было проведено исследование, на основании которого выполнен сравнительный анализ тарифов на тепловую энергию в крупнейших городах России и зарубежья. Изменение модели рынка тепловой энергии в России должно быть связано, прежде всего, с переходом к модели, ориентированной на потребителя, изменением принципа ценообразования, введением долгосрочных отношений между теплоснабжающими организациями, отказом от государственного регулирования цен и масштабной государственной поддерж-ки развития систем централизованного теплоснабжения. В итоге «целевая» модель рынка тепловой энергии представляет собой модель неконкурентного, ориентированного на потребителя, зрелого рынка тепловой энергии, развитие систем централизованного теплоснабжения осуществляется в условиях отсутствия масштабной государственной поддержки (примером которой служит Дания).

Изменение регулирования рынка тепловой энергии в России должно сопровождаться соответствующим изменением технологических параметров систем централизованного теплоснабжения, таких как переход к системам централизованного теплоснабжения на базе множества объектов малой и средней мощности; переход к независимой системе обеспечения потребителей; изменение топливной корзины в пользу ВИЭ; установка приборов учета и тепловых пунктов с теплообменниками у потребителей.

Литература

1. Satu Paiho and outh. Increasing flexibility of Finnish energy systems - A review of potential technologies and means // Sustainable Cities and Society, 2018. № 43. Pp. 509-523.

2. Analysis of the Energy Consumption and Economic for Combined Heating Supply System Based on Groundwater Heat Pump and Boiler Plant / Kang Zhiqiang [and etc.] // *Procedia Engineering*. 2016. № 146. Pp. 530-535.
3. Hailong Li, Qie Sun, Qi Zhang, Fredrik Wallin. A review of the pricing mechanisms for district heating systems // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015. № 42. Pp. 56-65
4. Пантелей, Н.В. Оценка состояния и анализ повреждаемости трубопроводов тепловых сетей/ Н.В. Пантелей // *Энергетика. Известия ВУЗов и энергетических объединений СНГ*. – 2018. – Т. 61. – № 2. – С. 179–188
5. Стенников, В.А. Проблемы энергоснабжения и энергоэффективности малонаселенных территорий/ В.А. Стенников // *Промышленная энергетика*. – 2017. – № 2. – С. 2–9.
6. Леу, В. Централизованные системы теплоснабжения в республике Молдова, реальность и перспективы/ В. Леу, М. Черней // *Проблемы региональной энергетики*. – 2019. – № S1-3(42). – С. 46–52.
7. Андриющенко, А.И., Повышение эффективности систем теплофикации при совместной работе районных ТЭЦ, котельных и малых ТЭЦ/ А.И. Андриющенко, Ю.Е. Николаев, С.В. Сизов // *Промышленная энергетика*. – 2008. – № 10. – С. 19–22.
8. Ахметова И. Г. Система комплексной оценки и повышения эффективности централизованного теплоснабжения ЖКХ и промышленных предприятий. Дисс. на соискание степени доктора технических наук. Казань, – 2017. – 374 с.
9. Шарков, Н.В., Состав автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии / Н.В. Шарков, Д.Ю. Руди, Н.А. Халитов // *Международный научно-исследовательский журнал*. – 2016. – №5-3(47). – С. 209–211. – doi:10.18454/IRJ.2016.47.075.
10. Системы диспетчерского управления и сбора данных (SCADA-системы). Мка. [Электронный ресурс]. URL:<http://www.mka.ru/?p=41524>.
11. Официальный сайт Федеральной службы государственной статистики. [Электронный ресурс]. URL:<http://www.gks.ru>
12. Официальный сайт ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы». [Электронный ресурс]. URL:<http://so-ups.ru>
15. District Heating Year 2015 / Finnish Energy. URL:
13. Energy Policies of IEA Countries: Canada – 2015 / OECD, IEA. 2016. 287 p.
14. Geletukha G., Zheliezna T., Bashtovyi A. Analysis of Tariff Setting in the District Heating Sector of EU Countries // UABio Position Paper No. 14. 2016. 09 February / URL: <http://uabio.org/img/files/docs/position-paper-uabio-14-en.pdf>
15. Odgaard O. China's Quest for New District Heating Reforms // Policy Brief. 2015. No. 3. 16 p. URL: http://www.thinkchina.ku.dk/documents/2015-12-01ThinkChina_PolicyBrief_DH_and_CHP_in_China.pdf
16. Statistics Search / OECD, IEA. 2016. URL: <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/>
17. Xin J.G. China // Country by Country. 2015 Survey / Euroheat & Power. URL: https://dbdh.dk/download/China_2015_27.10.15.pdf

1.8. Юридические аспекты тарифного регулирования в России

Наиболее соответствующими природе рыночных отношений являются свободные цены, складывающиеся на рынке под влиянием спроса и предложения независимо от какого-либо государственного влияния. Правовыми основами свободных цен кроме положений Конституции России, предусматривающей свободное перемещение товаров, услуг и финансовых средств, являются также нормы, изложенные в Гражданском кодексе Российской Федерации (далее – ГК РФ) и иных федеральных законах. Так, одним из основополагающих принципов гражданского права является принцип свободы договора (ст. 1 ГК РФ), содержание которого заключается в свободе выбора контрагента, вида договора и его условий. В соответствии с п. 1 ст. 424 ГК РФ исполнение договора оплачивается по цене, установленной соглашением сторон. ч.2 ст. 8 Федерального закона от 28.12.2009 г. №381-ФЗ (ред. от 30.12.2020 г.) «Об основах государственного регулирования торговой деятельности в Российской Федерации»² предусматривает, что хозяйствующие субъекты, осуществляющие торговую деятельность, при организации торговой деятельности и ее осуществлении, ... самостоятельно определяют: ... цены на продаваемые товары (п.8).

Однако от государственного регулирования цен и в условиях рыночной экономики отказаться невозможно. Необходимость государственного вмешательства объясняется тем, что свободный рынок не всегда гарантирует высокую эффективность экономической деятельности, и зачастую несовершенство рынка требует подобного вмешательства. Так, государственного вмешательства требует деятельность естественных монополий. Поскольку в этих отраслях конкуренция невозможна или неэффективна, в целях предупреждения потенциальных злоупотреблений своей рыночной силой со стороны субъектов естественных монополий (например, завышение цен на продукцию или сокращение объемов производства), необходимо государственное регулирование. Политика регулирования цен в сфере естественных монополий прежде всего необходима для поддержания низкого уровня инфляции в промышленности и создания условий для экономического роста.³

Государственное регулирование цен в Российской Федерации представляет собой совокупность принимаемых правительством мер, направленных на осуществление регулирования цен в различных сферах народного хозяйства и контроля за ними. Цель такого регулирования – стабильное развитие экономики посредством воздействия на рынок и цены с помощью законодательных, административных и бюджетно-финансовых мероприятий. Можно выделить следующие виды государственного регулирования цен:

- 1) фиксированные цены (определенная сумма на единицу или объем товара, тариф);
- 2) минимальные цены;
- 3) предельные цены;
- 4) предельные надбавки к оптовым и розничным ценам.

² Федеральный закон от 28.12.2009 г. №381-ФЗ «Об основах государственного регулирования торговой деятельности в Российской Федерации» с изм. и доп. // СЗ РФ. – от 4 января 2010 г. №1 ст. 2

³ Родин Е. Регулируемое ценообразование как способ защиты конкуренции / Е.Родин. Журнал Энергорынок – 01 (136) февраль. 2016. С. 50.

Одним из примеров фиксированных цен является установление на государственном уровне тарифов. Тарифное регулирование – это система ставок платы (платёж) за различные производственные и непроизводственные услуги, предоставляемые компаниями, организациями, фирмами и учреждениями. Федеральный закон «Об основах государственного регулирования внешнеторговой деятельности» определяет тарифное регулирование как метод государственного регулирования различных сфер деятельности⁴ (ст. 12 Федеральный закон от 08.12.2003 г. № 164-ФЗ (ред. от 22.12.2020 г.)).

К числу источников в сфере тарифного регулирования следует отнести Конституцию РФ, международные договоры РФ, федеральные законы и подзаконные нормативные правовые акты.

Конституция России предусматривает, что в Российской Федерации гарантируются свободное перемещение товаров, услуг и финансовых средств, поддержка конкуренции, свобода экономической деятельности (ст. 8). Установление правовых основ единого рынка и основ ценовой политики в соответствии с Конституцией России находится в ведении Российской Федерации. Среди международных договоров в рассматриваемой сфере необходимо выделить Договор о Евразийском экономическом союзе⁵ (подписан в г. Астане 29.05.2014), который в частности содержит положения о таможенно-тарифном регулировании (п.2 раздела IX), а также ст. 77. Государственное ценовое регулирование и раздел VII. Введение государственного ценового регулирования на товары и услуги на территориях государств-членов Приложения №19 (Протокол об общих принципах и правилах конкуренции).

В настоящее время в Российской Федерации действует более 150 нормативно-правовых актов в области государственного регулирования цен (тарифов), включая федеральные законы, постановления правительства России и ведомственные нормативные правовые акты. Пункт 1 ст.424 Гражданского Кодекса Российской Федерации содержит положение, согласно которому в предусмотренных законом случаях применяются цены (тарифы, расценки, ставки и т.п.), устанавливаемые или регулируемые уполномоченными на то государственными органами. Основы тарифного регулирования заложены в Указе Президента РФ от 28 февраля 1995 г. №221 «О мерах по упорядочению государственного регулирования цен (тарифов)»⁶. В настоящее время регулирование тарифов (цен, расценок, ставок и т.п.) на газ, электрическую и тепловую энергию, услуги по передаче электрической и тепловой энергии, перевозки на железнодорожном транспорте, почтовой и электрической связи, коммунальные услуги и на другие товары и услуги осуществляется разными федеральными законами, в частности, федеральными законами: «Об электроэнергетике»⁷, «О связи»⁸, «О газо-

⁴ Федеральный закон от 08.12.2003 г. №164-ФЗ «Об основах государственного регулирования внешнеторговой деятельности» с изм. и доп. // СЗ РФ. – от 15 декабря 2003 г. №50 ст. 4850

⁵ Договор о Евразийском экономическом союзе (подписан в г. Астане 29.05.2014) // Электронный текст. Режим доступа: Официальный интернет-портал правовой информации" (www.pravo.gov.ru) 16 января 2015 г.

⁶ Указ Президента РФ от 28 февраля 1995 г. №221 «О мерах по упорядочению государственного регулирования цен (тарифов)»// СЗ РФ. – от 6 марта 1995 г. №10 Ст. 859

⁷Федеральный закон от 26 марта 2003 г. №35-ФЗ «Об электроэнергетике»// СЗ РФ. от 31 марта 2003 г. №13 Ст. 1177

⁸Федеральный закон от 7 июля 2003 г. №126-ФЗ «О связи»// СЗ РФ. от 14 июля 2003 г. №28 ст. 289

снабжении в Российской Федерации»⁹, «О железнодорожном транспорте в Российской Федерации»¹⁰, «О естественных монополиях»¹¹, «О государственном регулировании производства и оборота этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции»¹², рядом иных нормативных актов. Таким образом, на сегодняшний день в российском законодательстве не обеспечено единство правового тарифного регулирования, не определены основы государственного регулирования цен (тарифов, расценок, ставок и т.п.), а также основные принципы и случаи государственного регулирования цен по перечню продукции производственно-технического назначения, товаров народного потребления и услуг, в отношении которых осуществляется данное регулирование. В связи с этим неоднократно ставился вопрос о необходимости определения единого порядка осуществления государственного регулирования тарифов (цен, расценок, ставок и т.п.), закрепления указанного порядка, а также принципов государственного регулирования тарифов (цен, расценок, ставок и т.п.) в едином законодательном акте.

Важным событием в истории правового регулирования тарифов явился проект федерального закона «Об основах государственного регулирования тарифов на продукцию естественных монополий»¹³. Законопроектом предлагалось установить основы государственного регулирования цен (тарифов, расценок, ставок и т.п.), определить основные принципы и случаи государственного регулирования цен, по перечню продукции производственно-технического назначения, товаров народного потребления и услуг, в отношении которых осуществляется данное регулирование, и закрепить в едином законодательном акте, определить единый порядок осуществления государственного регулирования тарифов (цен, расценок, ставок и т.п.). Законопроектом планировалось закрепить в едином законодательном акте основные принципы государственного регулирования тарифов (цен, расценок, ставок и т.п.) на продукцию производственно-технического назначения, товары народного потребления и услуги, а также установить их исчерпывающий перечень, определить единый порядок осуществления государственного регулирования тарифов (цен, расценок, ставок и т.п.). При рассмотрении законопроекта в первом чтении Комитет Государственной Думы по жилищной политике и жилищно-коммунальному хозяйству представил отрицательное заключение на законопроект, аргументируя свою позицию тем, что законопроект не учитывает особенности правового регулирования в той или иной сфере установленные соответствующими федеральными законами и, соответственно, способен будет внести лишь дезорганизацию в сложившуюся систему правового регулирования и потребуются большое количество времени для изменения отраслевого законодательства.

⁹ Федеральный закон от 31 марта 1999 г. №69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации»// СЗ РФ. от 5 апреля 1999 г. №14. Ст. 1667

¹⁰ Федеральный закон от 10 января 2003 г. №17-ФЗ «О железнодорожном транспорте в Российской Федерации»// СЗ РФ. от 13 января 2003 г. №2 Ст. 169

¹¹ Федеральный закон от 17 августа 1995 г. №147-ФЗ «О естественных монополиях»// СЗ РФ. от 21 августа 1995 г. №34 Ст. 3426

¹² Федеральный закон от 22 ноября 1995 г. №171-ФЗ «О государственном регулировании производства и оборота этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции»// СЗ РФ. от 27 ноября 1995 г. №48 Ст. 4553

¹³ Проект федерального закона «Об основах государственного регулирования тарифов на продукцию естественных монополий»// Электронный текст. Режим доступа: <http://base.garant.ru/56747947/> (дата обращения 20 апреля 2021)

В настоящее время в рамках реализации указания Президента Российской Федерации от 24.04.2017 № Пр-818, Указа Президента РФ от 21 декабря 2017 г. № 618 «Об основных направлениях государственной политики по развитию конкуренции»¹⁴ и Поручения Председателя Правительства Российской Федерации от 26.01.2018 № ДМ-П13-367 ведется работа над еще одним законопроектом – проектом Федерального закона «Об основах государственного регулирования цен (тарифов)», подготовленным ФАС России 28.03.2018). Как отмечается в пояснительной записке к проекту закона¹⁵ законопроект совершенствует систему государственного регулирования цен (тарифов), определяет правовые, экономические и организационные основы государственного регулирования цен (тарифов), законопроект станет комплексным и ключевым нормативным правовым актом, регулирующим отношения в сфере государственного регулирования цен (тарифов). Правовое регулирование цен (тарифов) характеризуется отсутствием единого понятийного аппарата, разностью подходов регулирования по одному и тому же вопросу, нечеткостью прав и обязанностей участников соответствующих правовых отношений.

Как отмечают разработчики законопроекта, он займет в системе законодательства Российской Федерации положение системообразующего закона, регулирующего отношения в сфере государственного регулирования цен (тарифов), на основании норм которого будет осуществляться дальнейшее развитие системы государственного регулирования указанных отношений с учетом отраслевой специфики¹⁶.

1.9. Проблемы функционирования электроэнергетического рынка Армении в условиях либерализации

Общая характеристика энергетической системы Армении

Согласно разработанной в 1970-ые годы модели энергетического развития Армении, производство электроэнергии в республике осуществлялось на четырех типах электростанций – ГЭС, ТЭЦ, ГРЭС и АЭС. С запуском Армянской АЭС в Армянской ССР образовался избыток электроэнергии, и ввиду снижения темпа ввода в эксплуатацию новых мощностей в Закавказье энергосистема Армении стала позиционироваться как системообразующая для всего региона. Распад СССР на пятнадцать независимых республик привел к расщеплению единого топливно-энергетического комплекса (ТЭК), что породило дезорганизацию взаимного энергетического обмена. Отсутствие собственных углеводородных запасов, зависимость от поставляемых энергоресурсов, достигшая к 1991 г. 96%, максимальная блокада железнодорожных и трубопроводных коммуникаций, закрытие АЭС в 1988 г., отсутствие импорта электроэнергии, резкие скачки цен на продовольственные товары и геополитическая напряженность в регионе в целом усугубили энергетический кризис в Армении.

С повторным запуском 2-го энергоблока Армянской АЭС в 1994 г. республика начала поэтапно выходить из состояния энергетического кризиса. Сегодня энергетика является одной из ключевых отраслей экономики Армении. С целью системного понимания ее особенностей обратимся к ее структуре.

¹⁴ Указ Президента РФ от 21 декабря 2017 г. № 618 «Об основных направлениях государственной политики по развитию конкуренции»// СЗ РФ. от 25 декабря 2017 г. №52 (часть I) Ст. 8111

¹⁵ Электронный документ. Режим доступа: <https://fas.gov.ru/documents/684286>.

¹⁶ Электронный документ. Режим доступа: <https://fas.gov.ru/documents/684286>.

В последние годы наибольшая доля генерируемой в республике электроэнергии приходится на теплоэлектростанции (Ереванская и Разданская ТЭС) – около 40%, гидроэнергостанции (включая малые ГЭС) – около 30%, атомную станцию – 30%. При этом Армения располагает избытком генерирующих мощностей: из установленной мощности 3555 МВт сегодня используются лишь 2320 МВт, что свидетельствует о большом экспортном потенциале страны¹⁷. Ежегодное производство электроэнергии в Армении составляет порядка 7,5-7,7 млрд кВт·ч.

Атомная энергетика. Армянская АЭС (ААЭС) состоит из двух энергоблоков с реакторами ВВЭР – 440. Мощность каждого энергоблока составляет 407,50 МВт. В 2016 г. был исчерпан срок эксплуатации второго действующего энергоблока. В связи с этим в 2014 г. было подписано Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения о предоставлении Правительству Республики Армения государственного экспортного кредита для финансирования работ по продлению срока эксплуатации атомной электростанции на территории Республики Армения¹⁸. По этому соглашению Россия предоставила Армении кредит в сумме до 270 млн долл. по ставке 3% годовых для финансирования работ по продлению срока эксплуатации ААЭС на десять лет (до 2027 г.). Также для проведения работ армянской стороне был предоставлен грант в размере 30 млн долл. Однако, как стало известно в июне 2020 г., армянская сторона отказалась от оставшейся части российского кредита (107 млн долл. США). Вместо этого правительство Армении выделило из государственного бюджета более 63 млрд драмов на модернизацию 2-го энергоблока ААЭС.

Теплоэнергетика. Строительство тепловых электростанций (ТЭС) в Армении началось в 1950-е годы. При власти было построено 3 ТЭС – в Ереване, Ванадзоре (выведена из эксплуатации) и Раздане. Разданская ТЭС – крупнейшая по мощности электростанция в Армении: ее установленная мощность составляет 1100 МВт, из которых 800 МВт – блочная, 300 МВт – внеблочная мощность¹⁹.

Сегодня ведутся работы по совершенствованию работы Ереванской ТЭС. Модернизированная станция с новым современным парогазовым энергоблоком комбинированного цикла была введена в эксплуатацию в апреле 2010 г. В марте 2019 г. правительство Армении и ряд крупнейших международных компаний (Renco, Siemens) подписали соглашение о строительстве ТЭС в Ереване. Согласно проекту, мощность объекта составит 250 МВт, при этом весь объем производимой энергии будет закупать государство. Ожидаемый объем инвестиций составит 250 млн долл. США²⁰

¹⁷ Концепция обеспечения энергетической безопасности Армении / Приложение к решению правительства РА № 50 от 22 декабря 2011 г. // https://www.e-gov.am/u_files/file/decrees/arc_voroshum/12/MAR50-14_1.pdf

¹⁸ Соглашение между правительством Российской Федерации и правительством Республики Армения о предоставлении правительству Республики Армения государственного экспортного кредита для финансирования работ по продлению срока эксплуатации атомной электростанции на территории республики Армения от 05.02.2015 г. // Бюллетень международных договоров, сентябрь. 2015. № 9, стр. 67–73.

¹⁹ 100 лет энергетике Армении / Под ред. Л. В. Егиазаряна. Ереван: Изд-во «Медиа Модель». – 2003. – С. 98.

²⁰ Подписано прямое соглашение о строительстве в Ереване новой ТЭС // URL: <http://minenergy.am/article/1677>

Гидроэнергетика. Гидроэнергетика играет важную роль в обеспечении энергетической безопасности Армении. Потенциальные энергетические ресурсы Армении оцениваются в 21,8 млрд кВт·ч, учитывая потенциал крупных и средних (18,6 млрд кВт·ч) и малых рек (3,2 млрд кВт·ч). Реализовать полностью этот потенциал возможно при обеспечении полноценной работы двух комплексов гидроэлектростанций – «Севан-Раздан» и «Воротан», построив три новые крупные гидроэлектростанции и используя потенциал малых ГЭС.

Согласно статье 59 «Закона об энергетике», электроэнергия, производимая малыми ГЭС в течение 15 лет и электростанциями, использующими другие источники возобновляемой энергии (ветровая, солнечная, геотермальная, биомассовая) – в течение 20-и лет по установленному порядку подлежит обязательному закупу²¹. При этом в настоящее время государственная энергетическая политика в Армении направлена на либерализацию рынка гидроэнергетики с целью вовлечения инвестиций для строительства новых малых ГЭС и модернизацию имеющихся каскадов²².

Возобновляемая энергетика. Армения обладает богатым потенциалом развития солнечной энергетики. Четверть территории страны располагает ресурсами солнечной энергии с интенсивностью не менее 1850 кВт·ч в год. На данный момент в стране действует 12 местных лицензированных компаний, которые уже производят энергию или находятся на этапе строительства. Общая мощность составляет приблизительно 10 МВт. Планируется, что к 2022 г. в структуре внутреннего потребления удельный вес солнечных электростанций (СЭС) составит 10%²³, что с учётом темпов строительства СЭС в Армении, а также гармонизированного законодательства, является вполне достижимым показателем. В настоящее время в республике строится крупнейшая в регионе СЭС – Масрик-1 (55 МВт), которая, как ожидается, существенно изменит структуру внутреннего энергетического рынка Армении. Совместно с Европейским банком реконструкции и развития начаты подготовительные работы по строительству в Армении пяти СЭС суммарной мощностью 120 МВт. Правительством была утверждена инвестиционная программа компании «Масдар» (ОАЭ) по строительству в Арагоцотнской и Котайской областях Армении СЭС суммарной мощностью 400 МВт. Инвестиции в данный проект превысят 300 млн долл. США.

Экономически обоснованный ветроэнергетический потенциал в Армении оценивается в 450 МВт суммарной установленной мощности и с выработкой электроэнергии в 1,26 млрд кВт·ч в год. Первая ветроэнергетическая станция была сдана в эксплуатацию в 2005 г., её мощность составила 2,6 МВт²⁴. Станция размещена на Пушкинском перевале в Лорийской области на высоте 2060 м над уровнем моря и обеспечивает среднюю ежегодную выработку электроэнергии 5 млн кВт·ч²⁵. Ряд европейских компаний задействованы в процессе мониторинга местности и оценки

²¹ Закон РА об энергетике / Принят 7 марта 2001 г. // URL: <http://www.irtek.am/views/act.aspx?aid=150007>

²² Программа стратегического развития гидроэнергетики в Республике Армения / Приложение к решению правительства РА №35 от 8 сентября 2011 г. // URL: <http://www.irtek.am/views/act.aspx?aid=61880>

²³ Программа правительства республики Армения / Приложение к решению правительства РА №65-А от 8 февраля 2019 г. // URL: <https://www.gov.am/files/docs/3133.pdf>

²⁴ Программы по ветроэнергетике в Республике Армения // URL: Ошибка! Недопустимый объект гиперссылки.

²⁵ Одабашян, В. Возобновляемая энергетика в Республике Армения/ В. Одабашян, С. Хачатрян // 21-й век: Информационно-аналитический журнал. – 2007. – № 2. – С. 152.

ветрового потенциала Армении в разных регионах и привлечения инвестиций для строительства ветровых электростанций, в том числе итальянская частная компания *ArEnergy*, *ZodWind*, Испанская Компания *AccionaEnergiaGlobal S.L* и т. д.

Армения обладает также потенциалом развития геотермальной энергии. Выработка электроэнергии в данном секторе в объеме 150–200 МВт считается вполне реальной. Геологические изыскания в центральной вулканической зоне позволили обнаружить перспективные геотермальные и минеральные месторождения (Джермахпюр, Сисиан и др). Потенциал Джермахпюрского источника составляет 25–30 МВт мощности и 195 млн кВт·ч выработки электроэнергии. В рамках финансирования правительства Армении и международного Банка Реконструкции и Развития (8 млн долл.) осуществлены геологические и геофизические исследования на геотермальных площадках «Гридзор» и «Каркар».

Особенности функционирования электроэнергетического рынка Армении

При СССР Армения располагала единственной ВЛ 330 кВ, которая соединяла Разданскую ГЭС с ПС «Акстафа» (Азербайджан). Сегодня данная линия электропередачи не эксплуатируется, хотя по технической части со стороны Республики Армения она готова к эксплуатации. Не функционируют также ВЛ 220 кВ и две ВЛ 110 кВ, связывавшие Армению с Нахичеваном (Азербайджан). Сеть линий электропередачи напряжением 220 кВ охватывает практически всю территорию республики, располагая протяженностью более 1400 км. Данные ВЛ преимущественно являются одноцепными. Двухцепными являются лишь линии, которые соединяют Армянскую АЭС с подстанцией «Ашнак» и Разданскую ТЭС с Разданской ГЭС²⁶.

Коммерческая деятельность энергосистемы Армении ограничивается в целом операциями купли-продажи электроэнергии, реализуемыми по договорам с энергосистемами Грузии, Ирана и Республики Арцах (Нагорный Карабах). При этом, если с энергосистемами Грузии и Арцаха осуществляется купля-продажа электроэнергии, то с Ираном ведутся нетто-обмены «экспорт электроэнергии летом – импорт того же количества зимой», также осуществляется бартер: 3 кВт·ч электроэнергии за 1 куб.м природного газа, поставляемого в Армению по газопроводу Иран-Армения.

В Армении рыночные отношения на энергетическом рынке регламентируются в соответствии с законом «Об энергетике», который регулирует взаимоотношения государственных органов республики и хозяйствующих субъектов, задействованных в электроэнергетической отрасли, включая ценообразование на электрическую энергию, лицензирование, отношения между поставщиком и потребителями энергии и пр. Выделим субъектов электроэнергетического рынка:

- генерирующие предприятия (ЗАО «Армянская АЭС», ЗАО «Разданская ТЭС», ЗАО «Ереванская ТЭС», ЗАО «МЭК», ЗАО "Воротанская система ГЭС», а также малые ГЭС);
- ЗАО «Высоковольтная электрическая сеть»;
- ЗАО «Оператор электроэнергетической системы».
- ЗАО «Расчетный центр»;
- ЗАО «Армянские электрические сети»;

²⁶ Электроэнергетика Республики Армения // Электроэнергетический совет СНГ / <http://energo-cis.ru/wyswyg/file/armeniya.pdf>

Экономические отношения между хозяйствующими субъектами электроэнергетической отрасли Армении строятся по схеме «единственный покупатель–продавец». Роль последнего выполняет ЗАО «Армянские электрические сети». На рынке действует система прямых договоров купли-продажи между генерирующими компаниями и компаниями, занимающимися распределением электроэнергии²⁷.

Государственная политика в области электроэнергетики осуществляется правительством Республики Армения в лице Министерства территориального управления и инфраструктур, а также Комиссией по регулированию общественных услуг (КРОУ). Регулирование области энергетики – это часть государственной политики, целью которой является сбалансирование интересов потребителей и лицензиатов, создание равных условий для деятельности лицензиатов и содействие формированию и развитию конкурентного рынка путем установления правил функционирования рынков электрической и тепловой энергии, регулируемых тарифов и лицензионных условий.

Лицо, владеющее лицензией на импорт электроэнергии, имеет право импортировать и продавать электрическую энергию в соответствии с правилами рынка, условиями лицензии и договорами. Владеющему лицензией на экспорт электроэнергии лицу предоставляется право экспорта в соответствии с правилами рынка и условиями лицензии, закупленной им у лиц, имеющих лицензию на производство электрической энергии, и (или) произведенной им самой электрической энергии. Лицензия на экспорт электрической энергии выдается только в случае насыщенности внутреннего рынка, когда экспорт электроэнергии не противоречит интересам потребителей внутреннего рынка.

Лицу, владеющему лицензией оператора электроэнергетической системы, предоставляются исключительные права:

- на оперативно-технологическое и экономическое диспетчирование электроэнергетической системы;
- на системное планирование и координирование функций (производства, импорта, экспорта и транзита) электроэнергетической системы согласно заключенным договорам;
- на расчет установок защитных устройств и управления системного значения электроэнергетической системы, на их представление лицензиатам и на контроль за их работой в соответствии с условиями лицензии и правилами рынка;
- на обеспечение параллельной работы электроэнергетической системы Республики Армения с региональными электроэнергетическими системами²⁸.

Принимая за основу требования правил технического регламента и сотрудничая с лицами, имеющими лицензию на деятельность, оператор электроэнергетической системы разрабатывает показатели безопасности и надежности системы, которые утверждаются комиссией и уполномоченным Правительством Республики Армения органом. В процессах планирования оператор электроэнергетической системы, координирования и диспетчирования обеспечивает показатели безопасности и надежности системы, закрепленные в правилах энергетического рынка²⁹.

²⁷ Электроэнергетика Республики Армения // Электроэнергетический совет СНГ / <http://energo-cis.ru/wyswyg/file/armeniya.pdf>

²⁸ Электроэнергетика Республики Армения // Электроэнергетический совет СНГ / <http://energo-cis.ru/wyswyg/file/armeniya.pdf>

²⁹ Электроэнергетика Республики Армения // Электроэнергетический совет СНГ / <http://energo-cis.ru/wyswyg/file/armeniya.pdf>

Базовые принципы осуществления тарифной политики на электроэнергетическом рынке Армении

Согласно Закону РА «Об органе по регулированию общественных услуг», основными принципами регулирования являются

- самостоятельное осуществление регулирования государственным органом в пределах полномочий, предоставленных ему законами;
- коллегиальность принятия решений регулирующим органом;
- обеспечение прозрачности регулирования для общества;
- исключение дискриминации в отношении потребителей или какого-либо регулируемого лица;
- обеспечение баланса интересов потребителей и регулируемых лиц;
- ограничение пределов регулирования одновременно с развитием конкурентных рынков³⁰.

Ключевой функцией Комиссии по регулированию общественных услуг Армении является установление тарифов и оплат за услуги. Порядок установления и пересмотра тарифов, формы и перечень представляемых необходимых документов устанавливается Комиссией. Установленный тариф может выражать как числовую величину, так и расчетную формулу, которая зависит от определенных величин. Установленный тариф может быть пересмотрен как инициативе лицензиатам так и самой Комиссии.

Основными принципами формирования регулируемых тарифов, на которые опирается КРОУ, являются:

- обеспечение возмещения обоснованных затрат на эксплуатацию и содержание, износа средств и амортизации нематериальных активов;
- обеспечение возможности получения разумной прибыли;
- включение затрат по обслуживанию обоснованных кредитов;
- дифференциация тарифов по объемам потребления, заявленной мощности, сезонам года, по часам в течение суток, условиям подключения видам услуг;
- включение необходимых и обоснованных страховых расходов;
- включение обоснованных затрат, необходимых для соблюдения природоохранных норм;
- включение затрат по консервации и содержанию энергоустановок, предусмотренных в утвержденной правительством программе развития энергетики;
- включение обоснованных технических и коммерческих потерь;
- включение обоснованных и необходимых прочих затрат, предусмотренных законодательством и пр.

В электроэнергетической отрасли КРОУ разработан ряд методик по расчетам тарифов. Среди них можно выделить методику расчета тарифов на электроэнергию, поставляемую производителями электроэнергии, методологию расчета тарифной маржи, методику расчета тарифов на предоставление электроэнергетической системе услуг передачи электроэнергии и услуг, оказываемых лицензированными лицами электроэнергетическому рынку; методику расчета тарифов на электрическую и тепловую энергию при

³⁰ Закон РА «Об органе по регулированию общественных услуг» (принят 25 декабря 2003 г.) / <https://www.arlis.am/documentview.aspx?docid=62189>

комбинированном производстве на основе полезной потребности тепла; методику расчета тарифов на электроэнергию, поставляемую компаниями, производящими электроэнергию с использованием возобновляемых энергоресурсов и пр³¹.

В основе расчетов регулируемых тарифов лежит принцип обеспечения необходимого дохода (*НД*), согласно которому доход, полученный компанией, должен обеспечивать осуществление разрешенных затрат (*РЗ*) для обеспечения надежного и безопасного производства; возмещение износа (*И*) полезных и используемых основных средств компании, а также получение разумной прибыли (*П*) для обеспечения доходности инвестиций:

$$НД = РЗ + И + П.$$

С 1 мая 2001 г. в Армении для всех крупных производителей электроэнергии была введена система *двуставочных* тарифов (вместо ранее действующих *одноставочных* тарифов) с разделением ставки за мощность и за энергию. Цель внедрения двуставочных тарифов заключалась в обеспечении возмещения постоянных затрат независимо от количества производимой электроэнергии. Другой целью внедрения двуставочных тарифов было смягчение влияния разницы между фактическим и расчетным количеством производимой электроэнергии на прибыль, получаемую компанией.

В 2004 г. КРОУ приняла решение перейти от *расчетных* к *предельным* тарифам, что позволило привлечь многих инвесторов, особенно в сфере малой гидроэнергетики. Вместе с тем внедрение предельных тарифов имело и ряд недостатков, среди которых можно выделить возможность получения более высоких фактических тарифов по сравнению с расчетными, невозможность влияния экономических методов на оптимальное использование потенциальных мощностей, сокращение реальных объемов инвестиций и пр. Учитывая указанные проблемы, в 2007 г. КРОУ разработала новую методику расчета электроэнергии для станций, производящих электроэнергию на основе возобновляемых источников энергии. Таким образом, тарифы начали рассчитываться по формуле, учитывающей темпы инфляции, индекс потребительских цен, курс доллара и другие факторы³².

Проблемы регулирования в условиях либерализации электроэнергетического рынка Армении

Один из ключевых вопросов, возникающих при осуществлении политики либерализации электроэнергетического рынка, заключается в том, насколько радикально необходимо подходить к разделению генерации от передачи и распределения. Так, во Франции и Германии выступают против модели разделения по принципу собственности, ограничиваясь разделением по юридическим лицам. В Великобритании и скандинавских странах наблюдается резкое разделение. За пределами Евросоюза относительно радикальные модели отделения генерации от передачи и распределения действуют в Австралии, Китае, Бразилии, Канаде, Японии и пр. По мнению реформаторов российской электроэнергетической системы Е. Гайдара и А. Чубайса, такие рыночные преобразования сегодня осуществлены либо осуществляются в абсолютном большинстве стран с развитой электроэнергетикой³³.

³¹Казарян А. Тарифные модели и стимулы регулирования в Республике Армения // CouncilofEuropeanEnergyRegulators / <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/99cc0b2e-7ea8-00cf-3e07-fff9e87d640f>

³²Там же.

³³Гайдар Е. Экономические записки / Е. Гайдар, А. Чубайс – М.: Российская политическая энциклопедия, 2008. – с. 102.

С таким подходом согласны далеко не все исследователи. Согласно заслуженному энергетик России, профессору В.В. Кудрявому, реальным итогом реформ электроэнергетики в России стали следующие угрозы энергетической безопасности:

- снижение дееспособности управления в центре и на местах;
- развал системы технического обслуживания;
- массовое использование нелокализованного зарубежного оборудования;
- потери ответственности за надежность энергоснабжения;
- назначение первыми руководителями «управленцев», не имеющих технологических компетенций и опыта успешной работы и пр.³⁴

Как уже было отмечено, сегодня электроэнергетический рынок Армении функционирует по модели «единственный покупатель-продавец», которая была внедрена в 2004 г. Согласно модели, право приобретения электроэнергии у производителей и ее продажи потребителям на оптовом рынке сохраняется за лицом, располагающим лицензией на распределение.

В 2017 г. правительство Армении утвердило программу либерализации рынка электроэнергии, что было продиктовано также перспективами подключения к общим энергетическим рынкам Евразийского экономического союза (ЕАЭС)³⁵. 7 февраля 2018 г. Национальное собрание Армении внесло поправки в закон «Об энергетике», согласно которым предусмотрено либерализовать электроэнергетический рынок³⁶.

Целью программы является как повышение эффективности внутреннего рынка, так и стимулирование экспорта. Предусмотрено создание механизмов для экспорта всего объема невостребованной на внутреннем рынке электроэнергии при условии синхронизации правил межгосударственной торговли с соседними странами. Ожидается, что это может привести к формированию конкурентной среды на внутреннем рынке, что преимущественно может быть достигнуто путем формирования института электроэнергетических трейдеров. Последние будут приобретать у производителей электроэнергию и продавать ее потребителям, выплачивая ЗАО «Электрические сети Армении» (ЭСА) маржу за распределительные услуги. При этом в сфере распределения монополия ЭСА будет сохранена. Предполагается, что это не приведет к росту внутренних тарифов, так как компания фактически освободится от затрат на поставки. Затраты на распределение будут осуществляться ЭСА, при этом себестоимость за поставки будет покрываться самими трейдерами³⁷.

Программой предусмотрено создание оператора рынка. Последний будет выступать основным институтом, ответственным за торговлю электроэнергией. В рамках новой модели планируется формирование электронной биржи, на которой ква-

³⁴Кудрявый, В.В. Риски и угрозы российской электроэнергетики. Пути преодоления. – М.: МЭИ, 2015. – с. 2.

³⁵ Программа либерализации рынка электроэнергии и мероприятий по развитию межгосударственной торговли Республики Армения: Приложение к протоколу Правительства РА 32-10 от 27 июля 2017 г. / <https://www.e-gov.am/protocols/item/774/> .

³⁶ Электроэнергетический рынок Армении в преддверии либерализации / <https://regnum.ru/news/economy/2328243.html> .

³⁷Давтян, В.С. Либерализация национальных электроэнергетических рынков как необходимое условие энергетической интеграции в ЕАЭС/ В.С. Давтян, А.Р. Барсегян, Т.Г. Зорина / Устойчивое развитие энергетики Республики Беларусь: состояние и перспективы. – Сборник докладов Международной научной конференции (Минск, 1-2 октября 2020 г.). – С. 223.

лифицированный потребитель сможет приобретать электроэнергию на нерегулируемом рынке по свободной цене в том случае, если будет нуждаться в объемах, превышающих ранее спрогнозированные³⁸.

Отмечается, что либерализация электроэнергетического рынка позволит проводить в стране социально ориентированную тарифную политику путем внедрения ночных и дневных тарифов. В целях установления новых тарифов будет также рассматриваться сезонное, пиковое или ночное загруженное время.

Сегодня программа либерализации электроэнергетического рынка Армении осуществляется при содействии Агентства международного развития США (USAID), на финансовые ресурсы которого разработано программное обеспечение, позволяющее всем участникам рынка получать информацию о своих правах и обязанностях. Согласно официальным заявлениям, «отныне не будет ситуаций, при которых компании, работавшие с убытком, будут перекладывать разницу на конечный тариф для потребителей»³⁹. В соответствии с программой, новая модель внутреннего электроэнергетического рынка будет запущена в 2021 г.

Что касается либерализации рынка экспорта, то имеющиеся здесь проблемы имеют преимущественно инфраструктурный характер. В частности, при поставках электроэнергии из Грузии Армения должна отключить электроснабжение на «островке» своей территории, которая расположена в областях Тавуш или Лори ввиду того, что у сторон сегодня нет возможности работать в параллельном режиме. Параллельный режим может быть задействован в 2023-2024 гг., когда завершится строительство линий электропередачи Иран-Армения и Армения-Грузия⁴⁰ (в рамках программы строительства международного электроэнергетического коридора «Север-Юг», призванного обеспечивать взаимные перетоки электроэнергией между Ираном, Арменией, Грузией и Россией).

Либерализации электроэнергетического рынка Армении несет в себе также потенциальные риски и угрозы. В рамках реформ предусмотрено свободное вхождение крупных производителей на рынок, предоставление возможности поставлять в Армению дешевую электроэнергию. Угроза заключается в том, что Армения, будучи страной с избыточными генерирующими мощностями, будет вынуждена постепенно сокращать объемы экспорта с увеличением доли импортной (в основном грузинской) электроэнергии на внутреннем рынке. Увеличению доли произведенной в Грузии электроэнергии на рынке в Армении может способствовать низкая себестоимость грузинской генерации, обеспечиваемая, прежде всего, благодаря интенсивному развитию гидроэнергетики. Уже сегодня в торговле электроэнергией с Грузией в Армении наблюдается отрицательное сальдо.

Указанная тенденция противоречит базовой модели обеспечения энергетической безопасности Армении, выстроенной на принципе активизации экспорта на внешние рынки, ослабление позиций на которых неизбежно приведет к потере геост-

³⁸ О внесении поправок и дополнений к Закону РА «Об энергетике» / Принято 7 февраля 2018 г. / <https://www.arlis.am/documentview.aspx?docid=119953>

³⁹ В Армении продолжается работа по либерализации рынка электроэнергии / https://finport.am/full_news.php?id=40523&lang=2

⁴⁰ Замминистра: Либерализация внутреннего рынка электроэнергетики Армении произойдет с февраля 2021 года / https://finport.am/full_news.php?id=41046&lang=2

ратегического ресурса. Следовательно, проблемы регулирования электроэнергетического рынка Армении необходимо рассматривать не только с сугубо коммерческих, но и геополитических позиций.

Таким образом, запущенный в 2017 г. процесс либерализации армянского рынка электроэнергии хотя и нацелен на смягчение тарифов для населения и бизнеса, однако создает серьезные геэкономические риски для Армении, которая, располагая профицитом генерирующих мощностей, должна быть нацелена на увеличение объемов экспорта электроэнергии с целью закрепления позиций на региональных рынках⁴¹.

1.10. Механизмы контроля потребления электроэнергии производственными предприятиями в Республике Узбекистан

При введении тарифов, разделяющих платежи за потребленную электроэнергию по периодам дня, дням недели и сезонам, важно контролировать режимы потребления энергии, чтобы снизить производственные затраты потребителей.

Рассмотрим некоторые важные механизмы мониторинга режимов работы производственных предприятий с учетом тарифов на электроэнергию.

Определение энергопотребления промышленных предприятий, разработка пошаговых тарифов на суточные периоды (зоны) электроэнергии, дни недели и сезоны (например, определение «пика» электроэнергии, т.е. периода оплаты максимальной электроэнергии потребление, или простой тариф и т.д.). выход обязателен. Путем более подробного наблюдения за процессом определяется минимальное и максимальное время потребления энергии.

Математическая форма каждого тарифного цикла выражается следующим образом:

$$\begin{aligned} 1) \quad n_{\min} \leq n_i \leq n_{\max}, i = \overline{1, m}; \\ 2) \quad 0 \leq d_i n_i P, i = \overline{1, m}; \\ 3) \quad \Pi - \varepsilon_1 \leq \sum_{i=1}^m n_i t_i < \Pi + \varepsilon_2. \end{aligned} \quad (1.10.1)$$

где: n_i – установленный тариф на необходимый период; m – количество тарифных периодов; n_{\min} , n_{\max} – потребляемая мощность в минимальном и максимальном периодах, кВт; t_i – продолжительность тарифных периодов, часов; $d_i = d_i(n_i)$ – электроэнергия, потребленная за тарифный период, кВт·ч; P – количество электроэнергии (по мощности электроснабжения), кВт; Π – суточная добыча по плану.

В этом случае стоимость единицы продукции выражается следующим образом:

$$Z_i = d_i(n_i) b_i + \sum_{k=1}^l a^k \alpha_k + C; \quad (10.1.2)$$

где: Z_i – затраты на единицу продукции (для технологических процессов); $b_i > 0$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии за указанный тарифный период, сумах; a^1, a^2, \dots, a^k – расход сырья, топлива, воды и т. д. (для управления технологическим процессом) на единицу продукции;

⁴¹Давтян, В.С. Либерализация национальных электроэнергетических рынков как необходимое условие энергетической интеграции в ЕАЭС/ В.С. Давтян, А.Р. Барсегян, Т.Г. Зорина / Устойчивое развитие энергетики Республики Беларусь: состояние и перспективы. – Сборник докладов Международной научной конференции (Минск, 1–2 октября 2020 г.). – С. 225.

$$\alpha^k = f(n_i), \alpha^k > 0; \quad (10.1.3)$$

где $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_l$ – цена единицы a^k ; $C > 0$ – постоянные затраты на единицу продукции;

Целесообразно снизить потребление производственных предприятий при максимальной загрузке, что снизит затраты предприятия (ДЗ) на выполнение производственного плана.

Математическое выражение для этого:

$$\Delta Z = a \Delta P - V(\Delta P); \quad (10.1.4)$$

$$0 \leq \Delta P \leq \Delta P_{кор}; \quad (10.1.5)$$

где: a – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии при максимальной нагрузке энергосистемы; $V(\Delta P)$ – дополнительные затраты предприятия, связанные с регулированием энергопотребления технологического оборудования;

Изменение тарифных режимов на «пиковые» (максимальные) периоды потребления электроэнергии зависит от годовых затрат предприятия:

$$Z_0 = X_0 + n_0 T_0 \gamma_0 + P_0 a + n_0 T_0 d_0; \quad (10.1.6)$$

где: X_0 – годовые производственные затраты, сум/год; n_0 – период смены часов в рабочем режиме, часы; T_0 – планирование годового рабочего времени на предприятии; γ_0 – стоимость потребленной электроэнергии на единицу продукции до изменения тарифа, сумах; P_0 – мощность, потребляемая при максимальной нагрузке энергосистемы до изменения напряжения, кВт; a – размер платы за 1 кВт·ч при максимальной нагрузке, кВт·ч/сум; d_0 – потребляемая мощность на единицу мощности до смены режима, кВт·ч.

Если потребление электроэнергии (ΔP), потребляемой в максимальные периоды, уменьшается за счет изменения режима работы предприятия, годовая потребляемая мощность ($a \Delta P$) предприятия также уменьшается. Однако это может привести к снижению производства. Чтобы поддерживать общий производственный план, можно будет заменить продукцию с низким уровнем производства в периоды максимального потребления, производя больше продукции в ночные (непиковые) периоды.

$$n_0 T_0 = n_1 (T_0 - T_3) + n_3 T_3 = n_0 \alpha_1 (T_0 - T_3) + n_3 \alpha_3 T_3; \quad (10.1.7)$$

где: T_3 – продолжительность потребления электроэнергии предприятием в «пиковый» период энергосистемы; α_1 – коэффициент электрической энергии, потребляемой энергосистемой на максимальную часовую мощность в максимальные периоды; α_3 – коэффициент электрической энергии, потребляемой для продукта, произведенного минимум за час во время максимальных циклов энергосистемы.

Изменение режима работы предприятия приводит к изменению общих годовых затрат (при сохранении годового плана). Эти затраты можно выразить следующим образом:

$$Z_1 = \Delta K(E + p) + \Delta \Phi + X_0 + n_0 \gamma_0 \times [\alpha_1 \beta_1 (T_0 - T_3) + \alpha_3 \beta_3 T_3] + \\ + (P_0 - \Delta P) a + n_0 d_0 [\alpha_1 \beta_4 (T_0 - T_3) + \alpha_3 \beta_6 T_3] b; \quad (10.1.8)$$

где: ΔK – величина добавочного капитала после смены режима работы; E – коэффициент эффективности капитальных вложений с учетом выплат; p –

коэффициент амортизации; $\Delta\Phi$ – изменение режима работы; β_1 – коэффициент, учитывающий объем потребления сырья и материалов на единицу продукции в измененное рабочее время; β_3 – коэффициент, учитывающий объем расхода сырья и материалов на единицу продукции при максимальных нагрузках; β_4 – коэффициент, учитывающий изменение энергозатрат при изменении производства в диапазоне T_0 – T_3 ; β_6 – коэффициент, учитывающий изменение потребления энергии при изменении производства в момент времени T_3 .

Годовой экономический эффект от снижения нагрузки на энергосистему в максимальное время определяется следующим выражением:

$$\Delta Z = a\Delta P + n_0\gamma_0 [T_0(1 - \alpha_1\beta_1) + T_3(\alpha_1\beta_1 - \alpha_3\beta_3)] + n_0d_0 [T_0(1 - \alpha_1\beta_4) + T_3(\alpha_1\beta_4 - \alpha_3\beta_6)]b - \Delta K(E + p) - \Delta\Phi. \quad (10.1.9)$$

Если $\Delta Z > 0$, целесообразно уменьшить количество потребляемой электроэнергии при максимальной загрузке энергосистемы предприятия.

После ряда преобразований целесообразность энергосистемы предприятия в периоды максимальной нагрузки выражается следующим образом:

$$a > \frac{\Delta K(E+p) + \Delta\Phi}{\Delta P} + \frac{n_0\gamma_0}{\Delta P} [T_0(\alpha_1\beta_1 - 1) + T_3(\alpha_3\beta_3 - \alpha_1\beta_1)] + \frac{n_0d_0}{\Delta P} [T_0(\alpha_3\beta_4 - 1) + T_3(\alpha_3\beta_6 - \alpha_1\beta_4)]b. \quad (1.10.10)$$

Снижение энергопотребления в ночное время или в периоды пиковой нагрузки ($T_0 - T_3$) меняет потребление электроэнергии:

$$\Delta\mathcal{E}_{1,2} = n_0d_0(T_0 - T_3)(1 - \alpha_1\beta_4). \quad (1.10.11)$$

В период максимального потребления (T_3) энергосистемы:

$$\Delta\mathcal{E}_3 = n_0d_0T_3(1 - \alpha_3\beta_6). \quad (1.10.12)$$

Изменения в общем потреблении электроэнергии:

$$\Delta\mathcal{E}_\Sigma = n_0d_0[(T_0 - T_3)(1 - \alpha_1\beta_4) + T_3(1 - \alpha_3\beta_6)]. \quad (1.10.13)$$

Если $\Delta E > 0$ в выражениях (4.11) – (4.13), то в рабочем режиме нагрузочная способность, т.е. потребляемая мощность, уменьшается, если $\Delta E < 0$, то потребляемая мощность увеличивается.

Годовые затраты предприятия до перехода на стратифицированный тарифный режим на суточные (годовые, сезонные) периоды выражаются следующим образом:

$$Z_0 = X_0 + n_0\gamma_0(T_1 + T_2 + T_3) + n_0d_0(T_1b_1 + T_2b_2 + T_3b_3); \quad (1.10.14)$$

где: T_1 – продолжительность ночного периода; T_2 – продолжительность полупикового периода; T_3 – «пик», т.е. продолжительность максимального времени загрузки энергосистемы; b_1, b_2, b_3 – цены за 1 кВт·ч электроэнергии в ночное, полупиковое и пиковое время;

После изменения периодов потребления электроэнергии (из-за роста цен на электроэнергию в «пиковые» периоды) период максимальных нагрузок уменьшается:

$$Z_1 \Delta K(E + p) + X_0 + \Delta \Phi + n_0 \gamma_0 (\alpha_1 \beta_1 T_1 + \alpha_2 \beta_2 T_2 + \alpha_3 \beta_3 T_3) + n_0 d_0 (\alpha_1 \beta_4 T_1 b_1 + \alpha_2 \beta_5 T_2 b_2 + \alpha_3 \beta_6 T_3 b_3); \quad (1.10.15)$$

где: $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ – коэффициент, учитывающий добычу в часовых циклах загрузки T_1, T_2 и T_3 ; b_1, b_2, b_3 – коэффициент, учитывающий изменение расхода сырья и материалов в производстве за T_1, T_2 и T_3 часовые периоды загрузки; b_4, b_5, b_6 – коэффициенты, которые учитывают изменение определенного потребления энергии при изменении во время почасовых циклов нагрузки T_1, T_2 и T_3 .

Годовая экономическая эффективность достигается за счет преобразования 1 кВт·ч потребления (T_3, T_2) во время загрузки в менее ценное время (T_1, T_2):

$$\Delta Z = n_0 d_0 [T_1 b_1 (1 - \alpha_1 \beta_4) + T_2 b_2 (1 - \alpha_2 \beta_5) + T_3 b_3 (1 - \alpha_3 \beta_6)] + n_0 \gamma_0 [T_1 (1 - \alpha_1 \beta_1) + T_2 (1 - \alpha_2 \beta_1) + T_2 (1 - \alpha_2 \beta_2) + T_3 (1 - \alpha_3 \beta_3)] - \Delta K(E+p) - \Delta \Phi; \quad (1.10.16)$$

В этом случае энергопотребление в ночное, среднее и пиковое время (T_1, T_2, T_3) изменяется до следующих значений:

$$\Delta \mathcal{E}_1 = n_0 d_0 T_1 (1 - \alpha_1 \beta_4); \quad (1.10.17)$$

$$\Delta \mathcal{E}_2 = n_0 d_0 T_2 (1 - \alpha_2 \beta_5); \quad (1.10.18)$$

$$\Delta \mathcal{E}_3 = n_0 d_0 T_3 (1 - \alpha_3 \beta_6); \quad (1.10.19)$$

Общее изменение электроэнергии выражается следующим образом:

$$\Delta \mathcal{E}_\Sigma = n_0 d_0 [T_1 (1 - \alpha_1 \beta_4) + T_2 (1 - \alpha_2 \beta_5) + T_3 (1 - \alpha_3 \beta_6)]; \quad (1.10.20)$$

Если изменение режимов выражений (3.17) – (3.19) умножить, то потребление энергии снизится [32, стр.143-164].

Мониторинг графиков потребления электроэнергии в мин. и макс. кВт·ч часов и сумм платежей с помощью компьютерной программы по потреблению электроэнергии по тарифным периодам.

У любого потребителя электроэнергии существует определенный период времени потребления, т.е. минимальный и максимальный периоды. Это, в свою очередь, напрямую связано с дифференцированными по времени тарифами.

Программное обеспечение VBA (Visual basic for Applications) использовалось для регулярного мониторинга ежедневного потребления электроэнергии производственными предприятиями.

Программный алгоритм, позволяющий отслеживать потребление электроэнергии в минимальной и максимальной мощности (кВт) и затраты на оплату по тарифным периодам, дифференцированных по времени (рис. 1.10.1).

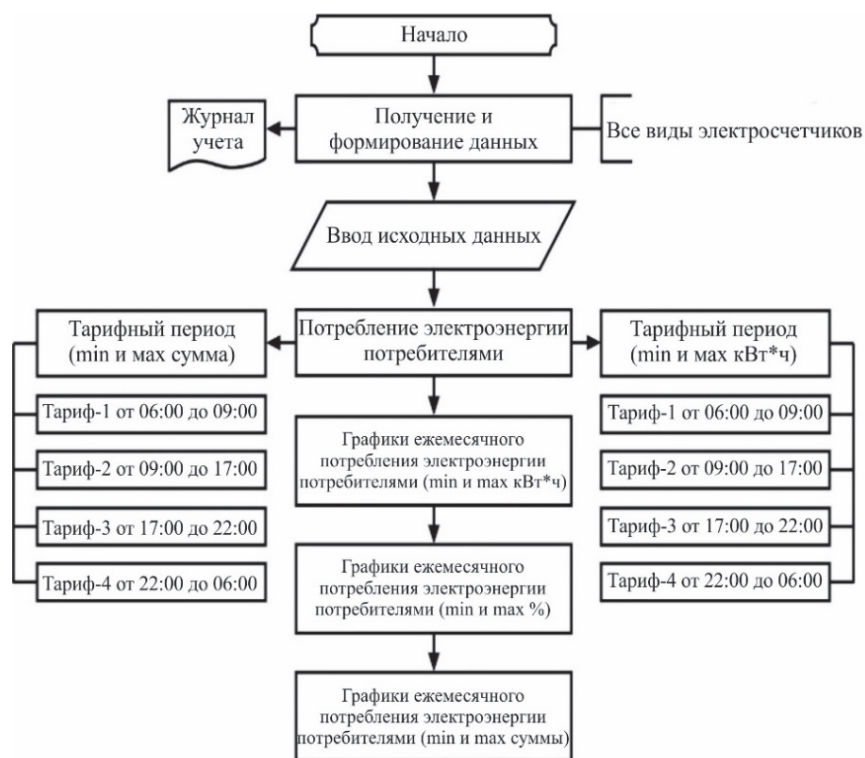


Рис. 1.10.1. Алгоритм расчета минимальной и максимальной мощности (кВт) потребления электроэнергии и затрат на оплату

Регулярно отслеживать циклы потребления электроэнергии можно, меняя наименования, месяцы и годы потребителей электроэнергии.

Минимальные и максимальные мощности (кВт), а также минимальные и максимальные общие затраты потребителей на ежемесячное потребление электроэнергии по временным тарифным периодам отслеживаются в следующем разделе программы (рис. 1.20.2).

Эта программа имеет возможность одновременно просматривать следующую информацию:

- потребление электроэнергии несколькими предприятиями;
- информация о годовом, месячном, суточном и почасовом потреблении электроэнергии каждым предприятием.

Эта программа отличается от других программ следующим образом:

- минимальная и максимальная мощность (кВт) ежемесячно потребляемой электроэнергии на каждом предприятии согласно временным тарифным периодам;
- минимальные, максимальные и суммарные затраты на оплату ежемесячных тарифных периодов с указанием времени на электроэнергию, потребляемую предприятием;
- предприятия, графики месячного и максимального суточного потребления электроэнергии;
- у предприятий есть возможность отображать суточное потребление электроэнергии в % в изменяющихся во времени тарифных периодах.

Сбор и анализ данных, определяющих реальное состояние потребления электроэнергии производственными предприятиями, определяет характер энергетических мероприятий.

Июль		Месяц		Вангда												Предприятие			Годы	
		01.07.2018	02.07.2018	03.07.2018	04.07.2018	05.07.2018	06.07.2018	07.07.2018	08.07.2018	09.07.2018	10.07.2018	11.07.2018	12.07.2018	2018	2018					
соат		01.07.2018	02.07.2018	03.07.2018	04.07.2018	05.07.2018	06.07.2018	07.07.2018	08.07.2018	09.07.2018	10.07.2018	11.07.2018	12.07.2018							
		4151,0	4001,7	23,2	3896,6	3496,5	3119,5	3313,4	3347,4	1141,4	3927,4	3658,3	4128,9							
1	0:00	4151,0	4001,7	23,2	3896,6	3496,5	3119,5	3313,4	3347,4	1141,4	3927,4	3658,3	4128,9							
2	1:00	4379,2	3754,7	48,4	3790,0	3683,8	4084,3	3834,1	3708,9	1197,7	4043,5	3731,6	4186,7							
3	2:00	4362,6	4035,0	46,0	3542,8	3842,7	4066,7	3992,8	4077,7	1238,9	4120,0	3516,8	4380,9							
4	3:00	4268,4	1402,7	44,2	3294,2	4012,6	4216,1	4103,3	4033,5	1407,9	4158,3	3901,9	2221,4							
5	4:00	4165,0	106,7	22,3	2861,4	3925,7	4109,9	4220,4	3938,0	81,9	3082,5	4016,2	3160,6							
6	5:00	3729,8	75,4	24,6	3874,9	4073,9	4125,3	4122,9	2053,7	53,0	4130,6	3882,5	3422,3							
7	6:00	618,0	74,5	13,2	848,7	868,4	1097,3	907,9	59,4	65,2	640,7	1630,5	1242,7							
8	7:00	67,7	72,2	21,9	83,7	72,5	74,1	101,8	94,0	68,3	93,4	131,4	104,5							
9	8:00	80,0	70,4	35,6	79,6	76,4	79,1	90,0	80,6	56,4	80,7	67,8	106,4							
10	9:00	69,5	51,8	30,0	74,1	76,2	70,4	86,8	71,1	50,5	72,2	59,8	97,4							
11	10:00	65,6	70,7	31,5	68,5	102,4	73,7	80,7	68,1	50,2	72,6	62,0	98,6							
12	11:00	31,8	58,4	29,0	52,9	86,4	65,6	69,7	51,4	48,6	67,9	50,5	93,7							
13	12:00	22,1	24,0	13,7	40,3	49,1	40,4	31,5	19,2	22,1	47,6	25,1	73,8							
14	13:00	38,3	38,3	65,7	49,1	74,4	68,2	23,5	20,0	19,9	45,4	19,5	77,6							
15	14:00	40,6	42,6	35,6	27,8	60,3	66,5	43,1	24,0	39,9	50,0	42,8	62,0							
16	15:00	41,0	86,8	50,2	23,6	44,0	50,7	52,6	42,0	61,0	41,5	38,5	63,4							
17	16:00	697,0	36,5	612,7	265,6	602,9	590,7	699,9	650,5	593,5	813,9	446,3	1271,7							
18	17:00	3580,4	34,4	2695,2	358,5	3498,9	3111,2	3493,9	3040,3	2999,3	3028,9	457,2	2801,1							
19	18:00	3294,1	25,4	3697,4	2712,2	3713,3	3519,3	3711,7	3445,6	2301,2	3222,3	3104,1	3202,1							
20	19:00	3836,8	27,6	3731,8	2757,4	3636,8	3860,5	3793,5	2629,2	1965,1	3438,9	3410,2	3689,3							
21	20:00	3567,2	19,1	3755,6	3496,4	4081,2	3673,0	3663,8	1665,5	2999,6	3374,1	4048,3	2593,3							
22	21:00	3716,8	31,1	3565,2	3651,8	3875,5	3908,6	3902,6	1399,7	3378,6	3398,9	4111,0	3375,7							
23	22:00	3779,9	33,1	4051,4	3965,6	4121,2	4036,5	4013,5	1429,0	3558,7	3962,0	3948,6	3633,3							
24	23:00	4250,2	33,1	3382,6	3733,5	4366,6	3719,7	2450,5	1476,2	3715,0	4007,3	4167,3	3807,0							
сумма		52853,0	14206,4	26027,1	43548,9	52441,7	51827,3	50803,9	37425,0	27113,8	49921,0	48528,1	47894,4							

Рис. 1.10.2. Возможность регулярно контролировать циклы потребления электроэнергии, меняя наименования, дни и месяцы потребителей

сoат	1,5		342,9		1		228,6		1,5		342,9		0,667		152,4	
	Тариф 1				Тариф 2				Тариф 3				Тариф 4			
	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
1:00														9,8	5207,9	
2:00														29,6	4754,4	
3:00														26,5	4380,9	
4:00														25,5	4920,2	
5:00														22,3	5042,5	
6:00														22,9	4347,6	
7:00	13,2	1630,5														
8:00	21,9	131,4														
9:00	35,6	106,4														
10:00			30,0	101,1												
11:00			31,3	103,4												
12:00			25,8	93,7												
13:00			7,6	73,8												
14:00			0,0	77,6												
15:00			24,0	84,0												
16:00			23,6	457,3												
17:00			29,0	1271,7												
18:00									28,1	3580,4						
19:00									18,5	3740,1						
20:00									27,6	4125,4						
21:00									19,1	4560,4						
22:00									25,8	4663,9						
23:00											23,1	4970,9				
0:00											27,3	4652,0				
сумма, кВт·с	70,7	1 868,3	171,4	2 262,6	119,1	20 670,1	187,0	38 276,5								
%%	2,96	12,89	3,59	31,27	21,72	32,77	34,12	60,68								
сумма, с\м	24 233,8	640 631,8	39 184,8	517 232,0	40 835,3	7 087 787,9	28 502,8	5 833 331,7								

Рис. 1.10.3. Минимальная и максимальная мощности (кВт) и общие суммы платежей в мин. и макс. для дифференцированных по времени тарифных периодов в ООО «Wangda Meta»

Программа мероприятий по экономии электроэнергии показывает рациональную организацию предприятия на основе мероприятий организационного, правового, технического характера.

Эффективность исследований по энергосбережению на производственных предприятиях во многом будет зависеть от степени детализации энергетических балансов. Балансы мощности, обнаруженные на всех элементах цепи питания потока мощности, позволяют быстрее обнаруживать неправильно потребляемую мощность [33].

Одна из наиболее актуальных проблем, с которыми сегодня сталкивается любое производственное предприятие – это эффективное использование электроэнергии, которое помогает не отставать от конкуренции в условиях постоянно растущего спроса на энергоресурсы. Если завод-производитель не обеспечивает точных расчетов потребления электроэнергии, невозможно провести работы по энергоэффективности.

Можно построить график нагрузки по потреблению электроэнергии предприятиями. Для этого должна быть известна максимальная проектная мощность P_x предприятия. В этом случае:

$$P_n = \frac{n\% \cdot P_x}{100} \text{ кВт}; \quad (1.10.21)$$

где: P_n – мощность в кВт в определенное время суток; $n\%$ – ордината, соответствующая желаемому шагу на графике выборки; P_x – расчетная мощность предприятия.

Например, если максимальная потребляемая мощность ОАО «Кварц» в 9:00 в день максимального потребления электроэнергии в январе 2018 года составляет 80% в стандартной программе, а для предприятия $P_p = 5400$ кВт, нагрузка на 4 часа $P_9 = \frac{80 \cdot 5400}{100} = 4320$ кВт.

Как правило, количество P_{cp} и P_m берется на время периода сверхмощной смены.

Величина, на которую максимальный коэффициент потребления электроэнергии промышленных предприятий обратно пропорционален коэффициенту заполнения графика, выражается следующим образом:

$$K_{Ma} = \frac{1}{K_{Ta}} = \frac{P_m}{P_{Ta}} = \frac{P_m}{P_{cp}}; \quad (1.10.22)$$

Значение этого коэффициента определено для тяжелой смены и распространяется на групповых потребителей. Если максимальная мощность принимается во внимание принятием номинальной мощности,

$$K_{Ma} = \frac{P_x}{P_{cp}}; \quad (1.10.23)$$

Следовательно, максимальный коэффициент определяет соотношение между двумя основными величинами, определяемыми из графика – расчетной и средней нагрузками. Коэффициент K_m показывает, насколько рассчитанная мощность больше средней мощности. Его количество вместе может быть равным или большим. Для потребителей с постоянной нагрузкой (вентиляторы, насосы и т.д.) $K_m = 1$, т.е. $P_x = P_{cp}$. [34].

В то время как максимальная точность контроля электроэнергии на производственных предприятиях обеспечивает прозрачность выставления счетов между поставщиком и потребителем, внедрение этой системы создает основу для экономии энергии, а инвестиции, согласно мировой практике, обычно окупаются в течение года. Система предоставляет точные данные об энергопотреблении любого

объекта через PLS, GPRS, RS и другие сети связи. Обеспечивая своевременную и точную передачу данных, он передает информацию о различных неисправностях, идентифицирует доказательства и удаленно отключает питание от потребителя, который не произвел платеж. Масштабное внедрение системы в стране даст следующие результаты:

- переход на многотарифную систему расчета платежей;
- снижение затрат на супервайзеров;
- снижать стоимость системы учета и контроля за счет использования интеллектуальных и комплексных решений в системе;
- минимизация потерь энергии за счет жесткого контроля.

Для физических лиц:

- удобство автоматизации расчетного счета абонента;
- минимизация ручного труда;
- необходимость для потребителя регулярно приобретать дорогие устройства, возможность адаптации к программному обеспечению устраняются [35].

Например, следующие данные были получены в результате исследования, проведенного “Wangda Metal” ООО по изменяющейся во времени тарифной системе.

Энергопотребление предприятия преимущественно в ночное время, при этом предприятие находится в период полураспада, т.е. днем основное энергопотребляющее оборудование полностью отключено. Работает только кадровая служба предприятия и цех крупных металлорежущих станков, печно-формовочных прессов, то есть упаковочных прессов. Это 3% от суточного потребления электроэнергии компанией.

Ежемесячный график “Wangda Metal” ООО в результате применения дифференцированных по времени тарифных периодов на максимальное и минимальное потребление электроэнергии в июле 2020 г. показан на следующем графике (рис. 1.10.4).

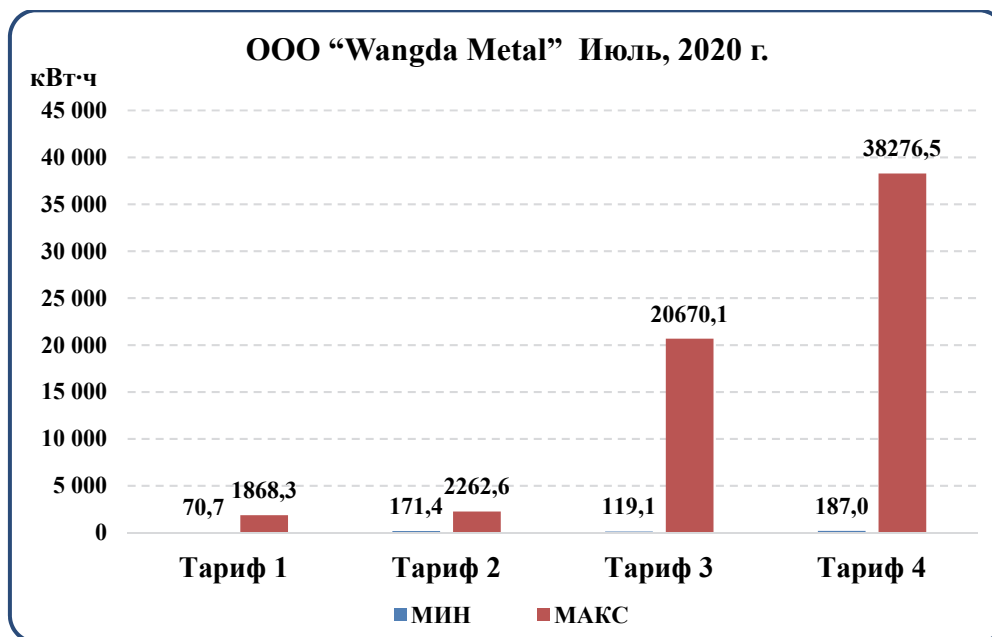


Рис. 1.10.4. Максимальное и минимальное потребление электроэнергии в ООО Wangda Metal в июле 2020 г.

В результате применения системы изменяющихся во времени тарифов на потребление электроэнергии предприятия, размер максимальной и минимальной платы за потребленную электроэнергию по тарифным периодам (зонам) можно увидеть на следующем графике (рис. 1.10.5).

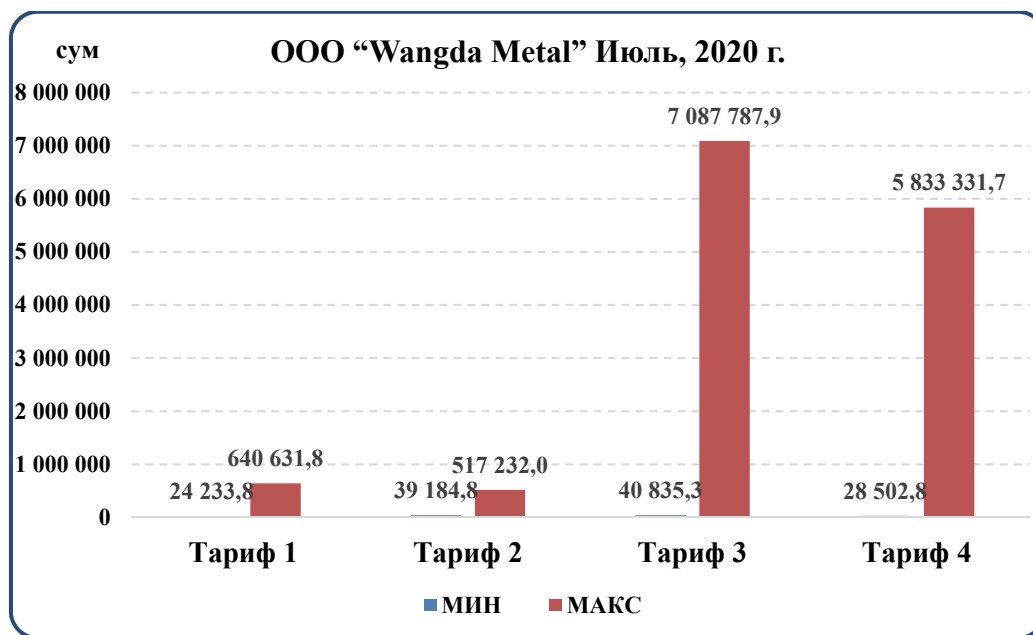


Рис. 1.10.5. Размер оплаты ООО «Wangda Metal» за максимальный и минимальный тарифные периоды (зоны) в июле 2020 г.

Компания оплачивает потребление электроэнергии по изменяющейся во времени системе тарифов. Размер платы за электроэнергию предприятия значительно дешевле, чем при единой тарифной системе. При этом размер платы за электроэнергию данного предприятия, в свою очередь, характеризуется невысокой себестоимостью продукции. При низком энергопотреблении в дневное время на предприятии способствует сокращению периода нагрузки в энергосистеме и бесперебойной работе системы.

В результате перевода потребления электроэнергии на ночные периоды производственные предприятия смогут сэкономить электроэнергию, повысить надежность существующих устройств в системе и потребителей, вывести потребление электроэнергии в другие периоды дня на бесперебойную работу. Это обеспечит энергоэффективность потребителей.

Литература

1. Михайлов, В.В. Тарифы и режимы электропотребления / В.В. Михайлов. – М.: «Энергия», 1974. С. 128.
2. Раджабов, А. «Энергия тежамкорлик асослари» / А. Раджабов, М. Ибрагимов, А. Бердышев. – Т.: 2009. 153-бет.
3. Ўзбекистон Республикаси Вазирлар Маҳкамасининг «Электр энергиясидан фойдаланиш қодалари» тўғрисидаги 2009 йил 22 августдаги 245 - сон қарори.

4. Ўзбекистон Республикаси Вазирлар Маҳкамасининг «Электр энергиясидан фойдаланиш қоидалари» тўғрисидаги 2018 йил 12 январдаги 22-сон қарори.

5. Ўзбекистон Республикаси Вазирлар Маҳкамасининг «Электр энергияси истеъмолини ҳисобга олиш ва назорат қилиш тизимини такомиллаштиришга доир қўшимча чора-тадбирлар тўғрисида» Тошкент ш., 2009 йил 5 июнь, 150-сон қарори.

6. Ўзбекистон Республикаси Президентининг “Энергия ресурсларидан оқилона фойдаланишни таъминлаш чора-тадбирлари тўғрисида” ги Тошкент ш., 2017 йил 8 ноябрь, ПҚ-3379-сон қарори.

7. Муратов Х.М. Халқ сўзи. 2014 й., 12 июл, №135 3-бет.

8. Кадилов К.Ш. «Тошкентдонмахсулотлари» АЖ да электр энергияси истеъмоли режимларининг таҳлили // Ўзбекистон республикаси Олий ва ўрта махсус таълим вазирлиги Фарғона политехника институти илмий – техника журнали, Фарғона, 2017, Том 21, №1, 177-179 бет.

9. Саидходжаев А.Ғ. Шаҳарларнинг электр таъминоти муаммолари ва ривожланиш истикболлари. – Тошкент: Фан, 2012. 256-бет.

10. Боткин, О.И. Экономика региона / О.И. Боткин, И.В. Орефков. – №1/2010, Екатеринбург. – С. 149.

11. Юсупов, Д.Т. Циркуляционный метод восстановления твёрдой и жидкой изоляции силовых трансформаторов/ Д.Т. Юсупов, , К.Ш. Кадилов // Ўзбекистон Республикаси Фанлар Академияси, ёш олимлар илмий-амалий конференция, Маъруза тезислари тўплами – Тошкент. 2015. – 22-декабрь. 185-бет.

12. Kadirov, K.Sh., Yusupov D.T. Analysis of the modes of the power consumption the enterprises for the purpose of detection of advantages of use of the differentiated tariff for the electric power // European science review (Scientific journal), Австрия (Вена), 2016, №3-4, 286-288 page.

13. Кадилов, К.Ш. Анализ энергетической эффективности использования энергоресурсов в текстильной промышленности/ К.Ш. Кадилов // Ўзбекистон республикаси Олий ва ўрта махсус таълим вазирлиги Қарши муҳандислик-иқтисодиёт институти “Ишлаб чиқариш корхоналарининг энергиятежамкорлик ва энергия самарадорлик муаммоларини ечишда инновацион технологияларнинг аҳамияти” мавзусида республика илмий-амалий анжумани. 1-китоб, Қарши, 2016, 319-бет.

14. Кадилов, К.Ш. Снижение инвестиций на освоение генерирующей мощности при применении дифференцированного тарифа на электроэнергию // Ўзбекистон Республикаси Фанлар Академияси, Ўзбекистон алоқа ва ахборотлаштириш агентлиги, Информатика ва Энергетика муаммолари Ўзбекистон журнали. 2014 йил, №6, 93-97 бет.

15. Муратов, Х.М. Особенности электропотребления в АПК при применении дифференцированного тарифа/ Х.М. Муратов, К.Ш. Кадилов, Ж.Н. Толипов // Международная научно-практическая конференция «Проблемы повышения эффективности использования электрической энергии в отраслях агропромышленного комплекса». – Ташкент. – 2015. – 25–26 май. – С. 28.

16. Георг Захман и Александр Заборовский, Перспективы применения дифференцированных по времени тарифов на электроэнергию Берлин/Минск. – Октябрь 2008. – С. – 20.

17. Муратов, Х.М. Дифференцированный тариф на электроэнергию в Узбекистане: предпосылки и перспективы внедрения/ Х.М. Муратов, К.Ш. Кадилов/

Х.М. Муратов, // Ўзбекистон Республикаси Фанлар Академияси, Ўзбекистон алоқа ва ахборотлаштириш агентлиги, Информатика ва Энергетика муаммолари Ўзбекистон журнали. 2014 йил, №1-2, 85-88 бет.

18. Раджабов, А. Электротехнология / А. Раджабов, Х.М. Муратов. – Тошкент. – 2001. – С. 274.

19. Закон Республики Узбекистан «О рациональном использовании энергии». – Т., 1997.

20. Кадиров, К.Ш. Внедрение дифференцированного тарифа на электроэнергию/ К.Ш. Кадиров, М.Х. Махмудов // Ўзбекистон Республикаси Фанлар Академиясининг 70-йиллигига бағишланган Республика ёш олимлар илмий-амалий конференцияси маъруза тезислар тўплами 2013 йил 26-декабр. С. 127.

21. Сытдыков, Р.А. Ситуационное оперативное управление электроэнергетическими системами и станциями / Р.А. Сытдыков, А.И. Марченко /Труды научно-практической конференции «Фан ва техника ёшлар». Ч. 1. – Т. – 2002. – 67–71 с.

22. Х.М. Эралиев Фарғона водийси подстанцияларига ўрнатилган электр энергиясини автоматик ҳисоблаш ва назорат қилиш қурилмаларини таҳлил қилиш: Дис. Фарғона, 2013. – 99 б.

23. Тукунов, А.А. «Рынок электроэнергии: от монополии к конкуренции» / А.А. Тукунов// Энергорынок – 2005. – № 9, 10, 11, 12.

24. Цапелик, В.Е. Регулирование естественных монополий на оптовом рынке электроэнергии. Общество и экономика. – 1996. – №8.

25. Хамракулова, Х.А. Корхоналарни электр энергияси сарфини тежамловчи оддий ва арзон техник қурилмаларни лойихалаш. Дисс. маг. – Фарғона, 2012. 30-31бет.

26. Ошурков, М.Г. Суточное и почасовое прогнозирование электропотребления металлургического предприятия для задач работы на оптовом рынке электроэнергии / М.Г. Ошурков, С.С. Новиков, П.А. Ширяев // Электрометаллургия. 2008. – № 10. – С. 39–43.

27. Kolcun M., Griger V., Muhlbacher J. Electric power system operation control. Bratislava, Mercury-Smecal. 2004. 299-page.

28. <http://www.xabar.uz/iqtisodiyot/jamshid-qochqorov-elektr-energiya-narxi>.

29. [www.infoterra.ru/sbornik/?fl=1998/3\(12\)/](http://www.infoterra.ru/sbornik/?fl=1998/3(12)/).

30. <http://www.uzbekenergo.uz>

31. <https://kun.uz/80688280>

32. Михайлов В.В. Тарифы и режимы электропотребления / В.В. Михайлов. – М., 1986, С. 143–164

33. Болотов В.В. Выбор экономического критерия при составлении вариантов перспективного развития энергетической системы // Техничко-экономические вопросы проектирования энергосистем и электростанций. – М.: 1964. – С. 45–52.

34. Таслимов, А.Д. // А.Д. Таслимов, А.Н. Расулов / Саноат корхоналарининг электр таъминоти. – Тошкент, – 2013. – Б. 25–28.

35. Васильев, И.Е. Математическая модель расчета и прогнозирования удельного расхода электроэнергии при производстве водорода Текст. / И.Е. Васильев, Р.В. Ключев // Известия вузов. Электромеханика. 2002. – № 3. – С. 59 – 62.

Глава 2. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТАРИФНОЙ ПОЛИТИКИ НА РЫНКАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

2.1. Методологические проблемы формирования «справедливого тарифа» (на примере тепловой энергии)

В определении методологии есть несколько различных точек зрения.

Мы придерживаемся того мнения, что методология – это соединение различных методов (способов), принципов и технологических особенностей для осуществления исследовательской деятельности организации.

Организация же представляет собой совокупность процессов, ведущих к образованию и совершенствованию.

Основная задача методологии как науки – обеспечить эвристический подход познания, включающий выверенные и прошедшие апробацию принципы, методы, правила и нормы, то есть найти оптимальный, но не являющийся гарантированным, практический алгоритм решения поставленной задачи.

В этом направлении в энергетике работа ведется очень давно, накопив в своем арсенале методы установления различных видов тарифов на энергию, выделив отдельно оптовый и розничный рынки, определив субъектов на этих рынках и принципы их функционирования.

Субъекты энергетического рынка России, который начал свое становление в 1996 г., взаимозависимы, а когда потребители привязаны к электрическим и тепловым сетям, возникает естественная монополия производителей, которая затрудняет развитие рыночных отношений.

В энергетике из-за технологического единства процесса производства и потребления имеются очень тесные информационные связи между различными предприятиями.

В современных условиях происходит еще большее организационное обособление отдельных частей ТЭК с образованием локальных хозяйственных единиц, как правило, акционерных обществ с участием государственного капитала и капитала вышестоящих административно-производственных структур.

Торговля электрической энергией осуществляется на рынке по регулируемым (РД) и свободным двусторонним договорам (СДД).

В рамках свободных двусторонних договоров участники рынка сами определяют контрагентов, цены и объемы поставки.

Государственным регулированием определены основные условия функционирования предприятий и организаций, то есть разработана методология, включающая в себя:

- принципы и правила функционирования общероссийского рынка энергии и мощности;
- методы тарифного регулирования;
- основные положения деятельности производителей электрической энергии на розничных рынках;
- основные положения по учету электроэнергии, и ответственность потребителей за нарушения.

Принципы и правила функционирования формирующегося рынка энергии менялись по мере перехода к более совершенной модели рынка.

Новая модель рынка электроэнергии предполагает существование трёх секторов торговли электроэнергией:

- долгосрочных двусторонних договоров;
- рынок «на сутки вперёд» (РСВ);
- балансирующий рынок (БР);
- рынок системных услуг.

Методы тарифного регулирования разделились на две группы.

Первая – методы регулирования на основе экономически обоснованных затрат регулируемой организации.

Вторая – методы стимулирующего регулирования.

С 1 января 2011 г. в пределах ценовых зон оптового рынка регулируемые договоры заключаются только в отношении объёмов электроэнергии и мощности, предназначенных для поставок населению, а также гарантирующим поставщикам, действующим на территории республик Северного Кавказа, Республики Тува и Бурятии.

Разнообразие методов расчета тарифа и их дифференциация по различным параметрам позволит прийти в условиях реформирования к установлению тарифов на продуманной основе.

Реформа принесла в энергетику новый менталитет специалистов, новейшие технологии производства, транспорта и оперативно-диспетчерского управления, прозрачность финансовых и юридических механизмов, инвестиционную привлекательность энергопроцессов. Все это при регулируемом государственном контроле и увеличении частного инвестирования приведет, как было обещано, к формированию настоящего конкурентного рынка и, как следствие, к снижению тарифов на энергию.

M. Armstrong, D. E. Sappington полагают, что регуляторы имеют меньше информации и ключевых данных, чем регулируемая фирма. Проблема заключается в том, как регулятор может заставить регулируемую фирму использовать свою привилегированную (скрытую) информацию для интересов общества, а не преследовать свои собственные интересы [1].

Возникающую асимметрию информации попытались решить J.-J. Laffont, J. Tirole, построив модель, основанную на стимулирующих методах регулирования тарифов.

Тариф, назначаемый регулятором для предприятия (организации), состоит из двух частей – постоянной и переменной. Контракт с большей постоянной частью тарифа будут выбирать хозяйствующие субъекты, имеющие высокую производственную эффективность с целью экономии издержек и получения прибыли. Контракт с большей переменной частью тарифа будут выбирать хозяйствующие субъекты, имеющие низкую производственную эффективность. Снижать затраты, вследствие покрытия их регулятором, не нужно. Увеличивать объемы производства в этом случае можно, что и является стимулирующим фактором.

Тариф, назначаемый регулятором для естественной монополии, имеет следующий вид:

$$t(C, Ca) = a(Ca) + b(Ca)(C - Ca), \quad (2.1.1)$$

где C – фактические затраты; Ca – заявленные затраты фирмы; $a(Ca)$ – постоянная часть тарифа, которая не зависит от усилий предприятия и его фактических затрат; $b(Ca)$ – доля превышения фактических затрат над заявленными, которые компенсирует регулятор; $b(Ca)(C - Ca)$ – переменная часть тарифа, которая зависит от усилий предприятия и ее фактических затрат [4].

Данная модель показывает, что регулятор одновременно не может решить проблему снижения издержек и увеличения производительности с приемлемой наценкой. Однако и в том, и в другом случае борьба регулятора и естественной монополии будет находиться на этапе утверждения заявленных затрат фирмы Ca , т.е., согласно российскому законодательству, регулятор будет пытаться снизить необходимую валовую выручку, а естественный монополист будет ее отстаивать.

ФАС России также подтверждает указанные выводы, приводя статистические данные 2019 г., в которых указывается на уменьшение объема финансовых средств, исключенных из состава регулируемых цен (тарифов) ввиду их экономической необоснованности. В 2018 г. это была сумма более 17,5 млрд руб., в 2019 г. порядка 9,5 млрд руб.

Далее на основе информации за 2016, 2017 г. рассмотрим «провал» в тарифном регулировании, ведущий к угрозам развития товарного рынка на примере двух судебных экспертиз.

Исследования касаются назначенных экспертиз в Верховном Суде Российской Федерации по делам № 12-АПГ16-2 и 12АПГ16-3, связанным с вопросом установления размера уровня тарифа ООО «Марийская Теплосетевая Компания» (далее – ООО «МТсК») на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в открытой системе теплоснабжения (горячее водоснабжение) на период с 01.07.2016 по 30.06.2017.

Принципы и правила функционирования общероссийского рынка энергии и мощности требуют разобраться с понятием «справедливого тарифа».

Под «справедливым тарифом», следует понимать тариф, основанный на балансе интересов государства, хозяйствующих субъектов (ресурсоснабжающих компаний) и потребителей, т.е. он должен быть экономически обоснован и способствовать повышению энергетической эффективности [14, с. 368].

Порядок установления «справедливого тарифа» на примере услуг теплоснабжающих компаний представлен на рис. 2.1.1.

I уровень – методологические основы установления «справедливого тарифа» на услуги естественных монополий, в основе которых лежит достижение баланса интересов за счет реализации целей в сфере обеспечения экономической безопасности страны (государства), максимизации прибыли (естественные монополии), сохранения благосостояния (потребители);

II уровень – алгоритм, обеспечивающий экономическое обоснование «справедливого тарифа» на услуги естественных монополий;

III уровень – установление «справедливого тарифа» на услуги естественных монополий.



Рис. 2.1.1. Модель установления «справедливого тарифа» на примере услуг теплоснабжающих организаций

По пункту 22 Основ ценообразования в сфере теплоснабжения, тарифы устанавливаются на основании необходимой валовой выручки, определенной для соответствующего регулируемого вида деятельности, и расчетного объема полезного отпуска соответствующего вида продукции (услуг) на расчетный период регулирования, определенного в соответствии со схемой теплоснабжения, а в случае отсутствия такой схемы теплоснабжения – на основании программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования. Расчет цен (тарифов) осуществляется органом регулирования в соответствии с Методическими указаниями [31].

Согласно абзацу 1 пункта 12 Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, определение состава расходов, включаемых в необходимую валовую выручку, и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с законодательством Российской Федерации и нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского

учета, а также в соответствии с настоящими Методическими указаниями. Расходы, включаемые в необходимую валовую выручку, формируются в том числе с учетом выполнения программ регулируемой организации в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности [34].

При расчете тарифа необходимо в первую очередь обосновать размер «необходимой валовой выручки» (далее – НВВ), т.е. заявляемых затрат Са (Laffont J.-J., Tirole J.), для осуществления обществом с ограниченной ответственностью «Марийская Теплосетевая Компания» в период регулирования с 01 июля 2016 г. по 30 июня 2017 г. (первый год регулирования) деятельности по снабжению потребителей г. Волжска Республики Марий Эл теплоносителем в объеме полезного отпуска 676 506,2 куб.м в разрезе статей затрат «выпадающие доходы», «расходы по налогу на прибыль».

В рамках дела № 12-АПГ16-3 Верховным Судом России был поставлен вопрос: является ли экономически обоснованной необходимая валовая выручка в размере 35 756 170 руб.

Плановый полезный отпуск теплоносителя принят органом регулирования в размере 676 506,2 куб.м.

Между регулятором и ООО «МТсК» возник спор при расчете необходимой валовой выручки, формируемой от поставки теплоносителя в разрезе статей затрат «выпадающие доходы» и «расходы по налогу на прибыль». Расчет на 2016 г. в разрезе спорных статей затрат представлен в табл. 2.1.1.

Таблица 2.1.1

Расчет необходимой валовой выручки (НВВ) от поставки теплоносителя

Показатели	Ед.изм.	Тариф 1 (вариант регулятора)	Тариф 2 (вариант ООО «МТсК»)	Отклонение тарифа ООО МТсК» от тарифа регулятора
Объем теплоносителя, отпущенного потребителям	тыс. куб.м	676,5062	676,5062	-
Расходы на производство воды	тыс. руб.	35756,17	35756,17	-
Выпадающие доходы	тыс. руб.	0	6494,70	6494,70
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	1623,68	1623,68
НВВ	тыс. руб.	35756,17	43874,54	8118,37
Тариф на теплоноситель за 1 куб.м	руб.	52,85	64,85	12,00

Источник: рассчитано Прониной Н.Н по материалам судебной экспертизы

Регулятор свел прибыль организации к нулю и не учел убытков прошлых лет. Для того чтобы восстановить равновесие в расчете тарифа, ООО «МТсК» заявило о необходимости проведения экспертизы, и данная необходимость была удовлетворена Верховным Судом России.

Недополученный доход, представленный ООО «МТсК» в материалах тарифа на 2016 г., определен с учетом экономии затрат на покупку воды, расходов на подогрев воды и расходов на материалы, связанных со снижением объема производства, и составляет 6494,7 тыс. рублей.

При этом необходимо учесть, что нормативно порядок расчета недополученный доход не закреплен и поэтому включение в НВВ недополученного дохода, связанного с превышением планового полезного отпуска над фактическим, обосновано. В таблице 2.1.2 представлен подробнейший расчет этого параметра, с которым судебная коллегия согласилась и представила это в определении Верховного суда РФ от 09.02.2017 по делу № 12-АПГ16-3 [36].

Таблица 2.1.2

Расчет недополученных (выпадающих) доходов на теплоноситель

Показатели	Ед.изм.	План РСТ	Факт	Отклонение
Объем горячей воды, отпущенной потребителям	куб.м	997712,0	696430,3	301281,7
1 полугодие	куб.м	510429,46	351235,8	159193,66
2 полугодие	куб.м	487282,54	345194,5	142088,04
Тариф 1 полугодие	руб/куб.м	108,71		
Тариф 2 полугодие	руб/куб.м	113,28		
Выручка	тыс.руб.	110688,153	77102,099*	33586,054
Расчет экономии		1 полугодие	2 полугодие	Год
Отклонение отпуска по холодной воде	куб.м	159193,66	142088,04	301281,7
Тариф на холодную воду		12,73	13,37	
Снижение расходов на покупку воды	тыс.руб.	2026,535	1899,717	3926,252
Количество тепловой энергии на подогрев 1 куб.м воды**	Гкал/куб.м	0,04863		
Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1404,85	1452,12	
Экономия на подогреве (Отклонение отпуска по холодной воде × количество тепловой энергии на подогрев 1 куб.м воды × тариф/1000)	тыс.руб.	10876,663	10034,598	20911,262
Расход материалов (соль, химреактивы)	тыс.руб.			8556,71
Плановый объем химически очищенной воды	куб.м			984895,0
Фактический объем химически очищенной воды	куб.м	345744,4	339601,8	685346,2
Отклонение план (факт)	куб.м			299548,8
Снижение материалоемкости (Расход материалов/ плановый объем химически очищенной воды × отклонение план (факт))	тыс.руб.			2602,462***
Итого экономия	тыс.руб.			27439,976
Недополученные (выпадающие) доходы	тыс.руб.			6146,077

Источник: рассчитано Прониной Н.Н по материалам судебной экспертизы.

* Выручка по реализации горячей воды согласно счету 90.01.1 без НДС.

** Для расчета экономии на подогрев необходимо знать количество тепловой энергии на подогрев 1 куб.м воды, которое рассчитывается делением количества тепловой энергии 47899,38 Гкал на отпуск в сеть, в том числе с химической очисткой 984895 куб.м

*** Расчет произведен за год ввиду отсутствия в материалах тарифного дела месячного плана отпуска горячей воды.

В определении Верховного суда РФ от 09.02.2017 по делу № 12-АПГ16-3 суд апелляционной инстанции также согласился с выводом относительно необходимости включения в состав необходимой валовой выручки налога на прибыль [36].

В таблице 2.1.3 приведен сравнительный расчет основного финансового результата, исходя из требований регулятора и экспертного расчета.

Таблица 2.1.3

Сравнительный расчет НВВ от поставки теплоносителя для ООО «МТСК»

Показатели	Ед.изм.	Тариф (вариант регулятора)	Экспертный расчет
Объем теплоносителя, отпущенного потребителям	тыс. куб.м	676,5062	676,5062
Тариф на теплоноситель за 1 куб.м	руб.	52,85	64,21
Выручка от реализации теплоносителя	тыс.руб.	35756,17	43438,766
Производственные расходы	тыс. руб.	35756,17	35756,17
Прибыль (убыток)	тыс. руб.	0	7682,596
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	1536,519

Источник: рассчитано Прониной Н.Н по материалам судебной экспертизы.

Из таблицы видно, что если принять тариф по варианту регулятора, то ООО «МТСК» получит нулевую прибыль по данному виду деятельности, которая не позволит в дальнейшем продолжить модернизацию производства и покрыть убытки прошлых лет, что наносит ущерб хозяйствующему субъекту, а следовательно, является угрозой экономической безопасности, а увеличение выручки на недополученный доказанный доход приведет к положительному финансовому результату.

Определением Верховного Суда РФ от 09.02.2017 г. по делу №12-АПГ16-3 требования общества с ограниченной ответственностью «Марийская Теплосетевая Компания» удовлетворены и на Министерство экономического развития и торговли Республики Марий Эл возложена обязанность по принятию нового нормативного правового акта.

По результатам рассмотрения регулятором с 01.07.2017 был установлен тариф на теплоноситель в размере 65,16 руб./куб.м, следовательно, необходимая валовая выручка составила 44 081 144 тыс.руб., т.е. превышает на 8324,974 тыс.руб. изначально принятую.

Аналогичные выводы сделаны и по вопросу, поставленному Верховным Судом России в рамках дела 12-АПГ16-2: является ли экономически обоснованной необходимая валовая выручка в размере 422 187 640 рублей для осуществления обществом с ограниченной ответственностью «Марийская Теплосетевая Компания» в период регулирования деятельности по снабжению потребителей г. Волжска Республики Марий Эл тепловой энергией (мощностью) в объеме полезного отпуска 249 009,5 Гкал в разрезе статей затрат «выпадающие доходы», «расходы на электрическую энергию», «расходы на обучение персонала», «расходы на горюче-смазочные материалы», «расходы на обслуживание заемных средств», «расходы на проезд в общественном транспорте», «расходы по налогу на прибыль», «расходы по сомнительным долгам»? [37].

Сравнительный анализ финансовых результатов деятельности предприятия за регулируемый период с учетом спорных статей затрат и без них представлен в таблице 2.1.4.

Таблица 2.1.4

Сравнительный анализ от поставки тепловой энергии (мощности)

Показатели	Ед.изм.	Тариф (вариант регулятора)	Экспертный расчет
Объем тепловой энергии, отпущенной в сеть	тыс. Гкал	249,0095	249,0095
Тариф на тепловую энергию за 1 Гкал	руб.	1695,47	1834,71
Выручка от реализации теплоносителя	тыс.руб.	422187,64	456860,82
Производственные и внереализационные расходы	тыс. руб.	421248,24	430059,222
Прибыль (убыток)	тыс. руб.	939,4	26801,598
Налог на прибыль	тыс. руб.	187,88	5360,319

Источник: рассчитано Прониной Н.Н по материалам судебной экспертизы.

Определением Верховного Суда России от 16.02.2017 по делу № 12-АПГ16-2 требования общества с ограниченной ответственностью «Марийская Теплосетевая Компания» удовлетворены и на Министерство экономического развития и торговли Республики Марий Эл возложена обязанность по принятию нового нормативного правового акта.

По результатам рассмотрения регулятором с 01.07.2017 г. установлен новый тариф на тепловую энергию в размере 1926,56 руб./Гкал, следовательно, необходимая валовая выручка составила 479 731 742 тыс. руб., т.е. превышает на 57544,102 тыс. руб. изначально принятую.

Однако после устранения в судебном порядке одного пробела в государственном регулировании тарифов, ведущего к угрозе экономической безопасности, появляется второй.

Закон о защите конкуренции устанавливает запрет на действия (бездействие), занимающего доминирующее положение хозяйствующего субъекта, результатом которых являются или могут являться недопущение, ограничение, устранение конкуренции и (или) ущемление интересов других лиц (хозяйствующих субъектов) в сфере предпринимательской деятельности либо неопределенного круга потребителей, в том числе нарушение установленного нормативными правовыми актами порядка ценообразования (п. 10 ч. 1 ст. 10) [25].

Следовательно, хозяйствующий субъект, осуществляющий деятельность в сферах, определенных для субъектов естественных монополий, не может производить расчеты с покупателями вне тарифа. Согласно Кодексу об административных правонарушениях РФ, за данный вид нарушений для юридических лиц предусмотрен оборотный штраф (часть 2 ст. 14.31 КоАП РФ) [13]. В антимонопольной и судебной практике указанный вид нарушения касается организаций, которые вели расчеты с покупателями, не обратившись за тарифом к регулятору, либо неправильно применяли установленный тариф. При этом, согласно пункту 4 Постановления Пленума ВАС РФ от 30.06.2008 № 30 «О некоторых вопросах, возникающих в связи с применением

арбитражными судами антимонопольного законодательства», в отношении действий (бездействия), прямо поименованных в ч. 1 ст. 10 Закона о защите конкуренции, наличие или угроза наступления соответствующих последствий (недопущение, ограничение, устранение конкуренции или ущемление интересов других лиц) предполагается и не требует доказывания антимонопольным органом [27]. Следовательно, нарушение установленного нормативными правовыми актами порядка ценообразования является формальным.

Таким образом, с момента отмены тарифа Верховным Судом России возникла нормативно неурегулированная и отсутствующая в практике ситуация, когда старый тариф отменен (момент получения решения суда организацией), а регулятор еще не успел разработать новый. Разрыв в регулировании может составить один-два месяца.

Возможны следующие дальнейшие действия естественного монополиста:

- продолжать выставлять квитанции для потребителей по старым тарифам;
- дождаться нового тарифа и в дальнейшем произвести для населения перерасчет за неоплаченные месяцы.

Итогом первого варианта может стать, как было указано выше, ответственность, по антимонопольному законодательству, в виде оборотного штрафа, что приведет к потере благосостояния хозяйствующего субъекта, даже несмотря на тот факт, что старый тариф ниже нового и применение старого тарифа не несет дополнительной нагрузки на потребителей и не ущемляет их интересы. Однако антимонопольному органу, как было указано, не нужно доказывать последствия, состав правонарушения формален.

Данный вывод абсурден, так как с передачей полномочий от федеральной службы по тарифам ФАС России последняя и должна была урегулировать этот пробел; кроме того, целью ресурсоснабжающей организации было покрытие своих убытков в результате ошибки регулятора, а не получение новых.

Второй вариант неприемлем для поставщика ресурсов, так как в разгар сезона хозяйствующий субъект несет постоянные производственные расходы, с трудом справляясь с выплатами контрагентам ввиду непокрытых «выпадающих доходов» прошлых лет и просрочкой по оплате потребителями оказанных услуг в новом году. В данный период невозможно прекратить расчеты с населением, так как нехватка оборотных средств создаст задолженность перед поставщиками самой регулируемой организации, выставлению пеней за просрочки по оплате. Кроме того, некоторые контрагенты могут перестать поставлять необходимые ресурсы, что может привести к еще более серьезному последствию – недопустимой остановке снабжения потребителей теплом. Следовательно, для ресурсоснабжающей организации возможен только единственный логичный вариант – продолжать выставлять квитанции для потребителей по старым тарифам до разработки регулятором нового, и это не должно признаваться нарушением антимонопольного законодательства.

По результатам исследования выявлен и решен ряд провалов в государственном регулировании тарифов, ведущих к потере благосостояния хозяйствующих субъектов, а следовательно, к угрозам экономической безопасности на товарных рынках, которым необходимо противодействовать.

1. Дано авторское определение понятия «справедливый тариф» на услуги естественных монополий и определены методологические основы его установления. На основе разработанного подхода установлена методика расчета «выпадающих доходов»

при определении необходимой валовой выручки на теплоноситель. Данный подход позволяет решить один из актуальных ранее нормативно неурегулированных вопросов в области установления тарифа на отдельный вид услуг естественных монополий.

2. Выявлен пробел в регулировании, связанный с порядком производимых расчетов с потребителями в межтарифном промежутке, и определен путь дальнейших действий для естественного монополиста и антимонопольных органов [16].

Литература

1. Armstrong, M. Recent Developments in the Theory of Regulation / M. Armstrong, D. Sappington. – The Handbook of Industrial Organization, 2005. – 137 p.

2. Averch, H. Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint / H. Averch, L.L. Johnson. // American Economic Review. – 1962. – Vol. 52(5). – P. 1052–1069.

3. Carlton, D. Modern Industrial Organization / D. Carlton, G. Perloff. – Addison-Wesley, Massachusetts, California, 2000.

4. Laffont, J. J. A Theory of Incentives in Procurement and Regulation / J. J. Laffont, J. A. Tirole. – MIT Press, Cambridge, MA. 1993.

5. Авдашева, С. Б. Задачи и ограничения антимонопольного контроля регулирования тарифов / С. Б. Авдашева, Д. В. Цыцулина. // Вопросы государственного и муниципального управления. – 2014. – № 4. – С. 27-46.

6. Авдашева, С. Б. Эффекты реформ тарифного регулирования естественных монополий: опыт российских электросетевых компаний / С. Б. Авдашева, Ю. А. Орлова. // Энергетическая политика. – 2014. – № 4. – С. 12-22.

7. Битва за конкуренцию / под ред. И.Ю. Артемьева. – Москва: ООО «ТМ-Менеджмент», 2009.

8. Договор о Евразийском экономическом союзе» (Подписан в г. Астане 29.05.2014). – URL: <http://www.consultant.ru/online/> (дата обращения 27.10.2017). – Текст: электронный.

9. Доклад о состоянии конкуренции в Российской Федерации за 2016 г. – URL: <http://www.consultant.ru/online/> (дата обращения 01.07.2017). – Текст: электронный.

10. Доклад о состоянии конкуренции в Российской Федерации за 2019 г. – URL: <https://fas.gov.ru/documents/686911> (дата обращения 02.03.2021). – Текст: электронный.

11. Заключение Счетной палаты Российской Федерации на отчет об исполнении федерального бюджета за 2014 год. – URL: <http://audit.gov.ru/upload/iblock/310/310102e46eed959280e9cc8a16620c51.pdf> (дата обращения 01.09.2017). – Текст: электронный.

12. Игошина, Д. Р. Реформирование системы антимонопольных органов в России / Д. Р. Игошина. // Фундаментальные исследования. – 2016. – № 5. – С. 579–583.

13. Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях от 30.12.2001 № 195-ФЗ. – URL: <http://www.consultant.ru/online/> (дата обращения 27.10.2017). – Текст: электронный.

14. Кудрявцев, К. А. Исследование и устранение пробелов в государственном регулировании тарифа на теплоноситель в регионе / К. А. Кудрявцев. // Регионоведение. – 2017. – Т. 25, № 3. – С. 364-378.

15. Кудрявцев, К.А. Развитие антимонопольного регулирования: нужен ли единый мегарегулятор? / К.А. Кудрявцев. // Вестник Института экономики РАН. – 2018. – № 1. – С. 126-133.

16. Кудрявцев, К.А. Экономическая безопасность системы антимонопольного регулирования товарных рынков Российской Федерации: дис. ... д-ра экон. наук: 08.00.05 / К. А. Кудрявцев. – Йошкар-Ола, 2020. – 365 с. – Текст: непосредственный.

17. Курнышева, И. Р. Барьеры конкуренции: пути и возможности их преодоления / И. Р. Курнышева, Н. Г. Матора. // Институциональная среда российской конкуренции: преодоление структурно-дисфункциональных стереотипов в государственном управлении: сборник научных трудов / науч. ред. А.Е. Городецкий, отв. ред. И.Р. Курнышева. – Москва: ИЭ РАН, 2014. – С. 30-32.

18. Курс экономической теории / под общ. ред. М.Н. Чепурина, Е.А. Киселевой. – Киров: АСА, 2000. – 752 с. – Текст: непосредственный.

19. Кутернин, М. И. Естественные монополии как инструмент государственного регулирования экономики: автореф. дис. ... д-ра экон. наук / М. И. Кутернин. – Москва, 2010.

20. О внесении изменений в Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях: Федеральный закон от 06.12.2011 № 404-ФЗ. – URL: <http://www.consultant.ru/online/> (дата обращения 26.10.2017). – Текст: электронный.

21. О внесении изменений в Федеральный закон «О защите конкуренции» и отдельные законодательные акты Российской Федерации»: Федеральный закон от 05.10.2015 №275-ФЗ. – URL: <http://www.consultant.ru/online/> (дата обращения 26.10.2017). – Текст: электронный.

22. О внесении изменений в Федеральный закон «О защите конкуренции» и отдельные законодательные акты Российской Федерации»: Федеральный закон от 06.12.2011 №401-ФЗ. – URL: <http://www.consultant.ru/online/> (дата обращения 26.10.2017). – Текст: электронный.

23. О внесении изменения в статью 19.8 Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях: Федеральный закон от 02.12.2013 N 343-ФЗ. – URL: <http://www.consultant.ru/online/> (дата обращения 26.10.2017). – Текст: электронный.

24. О естественных монополиях: Федеральный закон от 17.08.1995 г. №147-ФЗ. – URL: <http://www.consultant.ru/online/> (дата обращения 17.04.2015 г.). – Текст: электронный.

25. О защите конкуренции: Федеральный закон от 26.07.2006 г. № 135-ФЗ. – URL: <http://www.consultant.ru/online/> (дата обращения 23.07.2020 г.). – Текст: электронный.

26. О Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года: Распоряжение Правительства РФ от 17.11.2008 г. № 1662-р (ред. от 10.02.2017). – URL: <http://www.consultant.ru/online/> (дата обращения 26.10.2017). – Текст: электронный.

27. О некоторых вопросах, возникающих в связи с применением арбитражными судами антимонопольного законодательства: постановление Пленума ВАС РФ от 30.06.2008 г. № 30. – URL: <http://www.consultant.ru/online/> (дата обращения 04.01.2013 г.). – Текст: электронный.

28. О структуре федеральных органов исполнительной власти: Указ Президента РФ от 22.09.1998 г. № 1142. – URL: <http://www.consultant.ru/online/> (дата обращения 27.10.2017 г.). – Текст: электронный.

29. О теплоснабжении: Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ. – URL: <http://www.consultant.ru/online/> (дата обращения 27.10.2017). – Текст: электронный.

30. О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии: Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 г. № 442. – URL: <http://www.consultant.ru/online/> (дата обращения 25.10.2017 г.). – Текст: электронный.

31. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике: Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 г. № 1178. – URL: <http://www.consultant.ru/online/> (дата обращения 25.10.2017 г.). – Текст: электронный.

32. О ценообразовании в сфере теплоснабжения: Постановление Правительства РФ от 22.10.2012 г. № 1075. – URL: <http://www.consultant.ru/online/> (дата обращения 04.05.2017 г.). – Текст: электронный.

33. Об определении и применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность): Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 г. № 1179. – URL: <http://www.consultant.ru/online/> (дата обращения 25.10.2017 г.). – Текст: электронный.

34. Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения: Приказ ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760-э. – URL: <http://www.consultant.ru/online/> (дата обращения 25.10.2017 г.). – Текст: электронный.

35. Об электроэнергетике: Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ. – URL: <http://www.consultant.ru/online/> (дата обращения 25.10.2017 г.). – Текст: электронный.

36. Определение Верховного суда РФ от 09.02.2017 г. по делу № 12-АПГ16-3. – URL: http://www.supcourt.ru/stor_pdf.php?id=1525746 (дата обращения 04.05.2017 г.). – Текст: электронный.

37. Определение Верховного суда РФ от 16.02.2017 г. по делу № 12-АПГ16-2. – URL: http://www.supcourt.ru/stor_pdf.php?id=1525786 (дата обращения 04.05.2017). – Текст: электронный.

38. Отчет об исполнении бюджета ФАС России за 2015 г. – URL: <http://fas.gov.ru/about/list-of-reports/report.html?id=1673> (дата обращения 01.09.2017). – Текст: электронный.

39. Положение о Федеральной антимонопольной службе, утв. Постановлением Правительства РФ от 30.06.2004 г. № 331. – URL: <http://www.consultant.ru/online/> (дата обращения 27.10.2017). – Текст: электронный.

40. Постановление Федерального арбитражного суда Московского округа от 07.02.2012 по делу № А40-12125/11-146-118. – URL: <http://kad.arbitr.ru/> (дата обращения 17.04.2015). – Текст: электронный.

41. Путин подписал указ о присоединении ФСТ к ФАС. – URL: <https://www.vedomosti.ru/politics/articles/2015/07/21/601496-putin-podpisal-ukaz-o-prisoedinenii-fst-k-fas> (дата обращения 09.07.2017). – Текст: электронный.

42. Решения Арбитражного суда Тюменской области от 14.07.2015 г. по делу № А70-5571/2015. – URL: <http://kad.arbitr.ru/> (дата обращения 17.04.2015 г.). – Текст: электронный.

43. Рыженков, А.Я. Принципы правового регулирования естественных монополий в рамках Евразийского экономического союза / А. Я. Рыженков. // Евразийская адвокатура. – 2016. – № 1 (20). – С. 107–111.

44. Савченко, П.В. Российская общественная система как выражение противоречивых исторических тенденций развития России / П.В. Савченко, М. Н. Федорова. // Общество и экономика. – 2011. – № 8-9. – С. 58-75.

2.2. Экономические предпосылки изменений в энергетике и переход к новой модели рынка

ТЭК представляет собой сложную и развитую систему добычи природных энергетических ресурсов, их обогащения, преобразования в мобильные виды энергии и энергоносителей, передачи и распределения, потребления и использования во всех отраслях хозяйства. Объединение таких разнородных частей в единый национально-хозяйственный комплекс объясняется их технологическим единством, организационными взаимосвязями и экономической взаимозависимостью.

Неразрывная цепь добычи-преобразования-передачи-распределения-потребления-использования энергоресурсов определяет технологическое единство ТЭК. Организационно комплекс разделяется на отрасли, системы и предприятия ТЭК:

1) добывающие:

угледобыча, нефтедобыча, газодобыча, добыча торфов и сланцев, добыча урана и др. ядерных материалов;

2) преобразующие (перерабатывающие):

углепереработка, нефтепереработка, газопереработка, переработка торфа и сланцев, электроэнергетика, атомная энергетика, котельные, получение местных энергоносителей – сжатого воздуха и газов, холода и т.п.;

3) передающие и распределяющие:

перевозка угля, торфа, сланцев, нефтепроводы и другие способы транспорта нефти и нефтепродуктов, газопроводы, транспорт газовых баллонов, электрические сети, включая высоковольтные линии электропередач и низковольтные распределительные электросети, паро и тепло проводы, трубопроводы местных энергоносителей, газобаллонное хозяйство;

4) потребление и использование:

во всех отраслях хозяйства на технологические, санитарно-технические и коммунально-бытовые нужды, объединяемые понятием «Энергетика отраслей национального хозяйства», разделяемой на промышленную энергетику, энергетику транспорта, энергетику сельского хозяйства, коммунальную энергетику и т.п. Организационного единства у ТЭК нет, хотя руководит значительным количеством его отраслей «Министерство топлива и энергетики».

Изменение политического и экономического устройства России не смогло затронуть электроэнергетику. В 1991-1993г. осуществлялись приватизация, акционирование предприятий электроэнергетического комплекса и структурные преобразования. В итоге получили 72 электроэнергетические системы АО-энерго, из которых 13 были сбалансированы по мощности и потреблению энергии, 19 оказались энергоизбыточными, а 40 – энергодефицитными. 52% акций самого РАО «ЕЭС Россия» были переданы государству, а 48% проданы за приватизационные чеки.

Что касается атомных электрических станций, то они остались в ведении Федерального Государственного унитарного предприятия «Росэнергоатом» под полным государственным контролем.

В современных условиях произошло еще большее организационное обособление отдельных частей ТЭК с образованием локальных хозяйственных единиц, как правило, акционерных обществ с участием государственного капитала и капитала вышестоящих административно-производственных структур. Самостоятельными стали некоторые электрические станции с участием районных энергетических объединений России. Технологическое единство производства и потребления ТЭР приводит к необходимости очень тесных информационных связей между различными частями ТЭК, особенно в электроэнергетике.

Здесь существует единая система оперативного управления, объединяющая все электроэнергетические объекты независимо от уровня управления и формы собственности.

Различные отрасли и составные части ТЭК экономически объединяются на российском и мировом энергетическом рынке (по прямым договорам, через товарно-сырьевые биржи по государственным заказам и квотам на экспорт), будучи хозяйственно-самостоятельными субъектами рынка. В то же время технологическое единство ТЭК делает субъектов энергетического рынка взаимозависимыми, а в такой целостной отрасли, как электроэнергетика, и при теплоснабжении от ТЭЦ и котельных, когда потребители привязаны к электрическим и тепловым сетям, возникает естественная монополия производителей, которая затрудняет развитие рыночных отношений.

Анализ закономерностей развития рынков европейских стран позволяет выделить четыре модели рынка организации продажи электроэнергии.

1. Чисто монополизированный рынок на всех уровнях с полным отсутствием конкуренции.

2. Возможно наличие нескольких производителей, поставляющих свою продукцию единому закупочному агентству. Формируется конкурентный рынок в области выработки электроэнергии.

3. На стадии электропередачи компании осуществляют оптовую продажу электроэнергии и самостоятельно выбирают генерирующие компании. Формируется конкурентный рынок в области производства и оптовых поставок энергии.

4. Формируется полноценная конкуренция, когда потребители могут самостоятельно выбирать оптового поставщика электроэнергии.

Достоинства и недостатки этих моделей известны и были учтены при выборе оптимального варианта организации конкурентного оптового рынка электрической энергии в России.

В 1996 г. был создан Федеральный оптовый рынок электрической энергии и мощности (ФОРЭМ), на котором осуществлялась купля-продажа электрической энергии (мощности) субъектами (поставщиками и потребителями) в пределах «ЕЭС Россия» и который был полностью регулируемым рынком.

Правовой основой функционирования ФОРЭМ являлись Федеральный закон от 14 апреля 1995 «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» и Постановление Правительства РФ от 12 июля 1996 г. № 793 «О федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (мощности)».

В 1998 г. были предприняты радикальные шаги по оздоровлению ситуации в электроэнергетике. На первом этапе было решено опять же оздоровить финансовую дисциплину, а на втором – осуществить реформу энергетики, суть которой заключалась в отделении конкурентных секторов и монопольных. Как известно, от производства до потребления электрической энергии проходит четыре этапа:

- 1) производство электрической энергии;
- 2) передача электроэнергии по высоковольтным сетям;
- 3) распределение электроэнергии по линиям электропередачи среднего и низкого напряжения;
- 4) сбыт электрической энергии конечным потребителям.

Передача и распределение энергии, а также оперативно-диспетчерское управление должны остаться под контролем государства, а производство, сбыт и сервисные услуги переходят под контроль частных собственников.

Основные направления реформирования были законодательно закреплены с принятием пакета законов, подписанных Президентом России в марте 2003 г.

Основные принципы, установленные государством при формировании общероссийского рынка энергии и мощности следующие.

1. Рынок формируется из производителей энергии – региональных АО и крупных потребителей энергии, включая перепродавцов. Весь энергетический рынок делится на зоны: Европейскую и Сибирскую, где имеются существенные экономические различия в условиях производства и поставок энергии и мощности.

2. На рынке заключаются долгосрочные, среднесрочные и краткосрочные контракты на поставку энергии и мощности между субъектами ФОРЭМ. Краткосрочные договоры и заказы, в том числе суточные, заключаемые в реальном режиме времени, образуют «спотовый рынок».

3. ЦДУ и ОДУ (объединенные диспетчерские управления) осуществляют диспетчерское регулирование графиков нагрузки, обеспечивают необходимое резервирование энергетических мощностей.

4. Государство контролирует и регулирует региональные тарифы на энергию и мощность, включая образование многоставочных тарифов.

Началом функционирования существующей модели оптового рынка электроэнергии в Российской Федерации считается 1 ноября 2003 г, дата вступления в силу Постановления Правительства РФ от 24 октября 2003 г № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода».

Модель ФОРЭМ ближе ко второй классической модели оптового рынка – закупочному агентству, но несколько видоизменённой.

На этом рынке отсутствовала реальная конкуренция между производителями электроэнергии, которая закреплялась в «искаженных» договорных отношениях. Тарифы для производителей носили затратный, не стимулирующий характер и имело место перекрестное субсидирование, которое было непрозрачным и, также не стимулировало, рационализацию энергопотребления.

1 сентября 2006 г. Постановлением Правительства РФ от 31 августа 2006 г. №529 «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности)» введена в действие новая модель оптового рынка электроэнергии и мощности переходного периода, получившая название НОРЭМ. В настоящее время этот рынок называют просто ОРЭМ, и он регулируется правилами функ-

ционирования оптового рынка электроэнергии и мощности, закрепленными в Постановлении Правительства РФ №1172 от 27 декабря 2010 года.

Мощность и электроэнергия рассматриваются как отдельные товары. Реализация мощности представляет собой обязательство и возможность поддержания в готовности генерирующего оборудования для выработки электроэнергии установленного качества в объеме, необходимом для удовлетворения потребности потребителя в электроэнергии. Реализация электроэнергии представляет собой физическую поставку электроэнергии потребителю.

О технологических особенностях производства электроэнергии известно то, что отсутствует незавершенное производство, процесс производства совпадает с процессом потребления во времени, объем генерации и потребления невозможно точно определить и, наконец, также трудно и точно определить само генерирующее предприятие. Невозможность создания запасов готовой продукции приводит к необходимости создания резервов генерирующих мощностей, пропускной способности электрических сетей и запасов топлива на электростанциях. Величина резервов нормируется, а затраты на поддержание резервов включаются в стоимость электроэнергии.

Традиционный рынок электроэнергии подразделяется на **оптовый** и **розничный**. В работе оптового рынка участвуют:

- генерирующие компании - ГК;
- некоммерческое предприятие «Администратор торговой системы»;
- Федеральная сетевая компания - ФСК;
- системный оператор

На стыке между рынками находятся распределительные сетевые компании – РСК.

Участники оптового рынка делятся на продавцов и покупателей. К продавцам относятся:

- генерирующие компании;
- региональные энергокомпании (АО – энерго), не прошедшие процесс реструктуризации;
- импортеры.

В состав покупателей оптового рынка входят:

- квалифицированные потребители электроэнергии;
- сбытовые компании, включая гарантирующих поставщиков;
- генерирующие компании, заключившие договор прямого платежа;
- экспортеры.

В различных странах субъекты рынка объединяются и взаимодействуют по-разному. В России она строится с учетом временных аспектов: реального времени и планового, от нескольких лет до суток, предшествующих реальному времени.

В новой модели рынка регулируемые договоры фактически заменили существовавший ранее регулируемый сектор рынка электроэнергии.

Новая модель рынка электроэнергии предполагает существование трёх секторов торговли электроэнергией:

- долгосрочных двусторонних договоров;
- рынок «на сутки вперед» (РСВ);
- балансирующий рынок (БР);
- рынок системных услуг.

На рынке долгосрочных двусторонних договоров торговля электрической энергией осуществляется по регулируемым договорам (РД) и свободным двусторонним договорам (СДД).

Под государственным регулированием понимают определение государством основных условий функционирования предприятий и организаций, а также механизма контроля исполнения заданных государством условий. Законодательством РФ определены состав функций государственного регулирования электроэнергетики и их распределение между отдельными органами государственной власти.

До 2015 года регулирование тарифов осуществляла Федеральная энергетическая комиссия, а теперь этим занимается ФАС России.

На рынке двусторонних договоров торговля электрической энергией осуществляется по регулируемым (РД) и свободным двусторонним договорам (СДД). В секторе регулируемых договоров ФАС России устанавливает тарифы на электроэнергию, поставляемую на оптовый рынок и покупаемую с рынка. Поставщиков и покупателей — контрагентов по регулируемым договорам определяет «Администратор торговой системы».

Объемы электроэнергии, не покрытые регулируемыми договорами, продаются по свободным ценам в рамках свободных двусторонних договоров и рынка «на сутки вперед». В рамках свободных двусторонних договоров участники рынка сами определяют контрагентов, цены и объемы поставки.

С 1 января 2011 года в пределах ценовых зон оптового рынка регулируемые договоры заключаются только в отношении объемов электроэнергии и мощности, предназначенных для поставок населению, а также гарантирующим поставщикам, действующим на территории республик Северного Кавказа, Республики Тува и Бурятии.

Основой рынка «на сутки вперед» является проводимый конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением цен и объемов поставки на каждый час суток. При возникновении отклонений от запланированных на сутки вперед объемов поставки, участники покупают или продают их на балансирующем рынке.

«Администратор торговой системы» на основании данных, полученных от «Системного оператора», и заявок участников рынка определяет для каждой ценовой зоны почасовые равновесные цены и объемы выработанной и потребленной электроэнергии, формируя торговый график. При проведении конкурентного отбора «Администратор торговой системы» включает в торговый график объемы электроэнергии поставщиков, на которые в заявках указана наиболее низкая цена, и объемы электроэнергии покупателей, на которые указана наиболее высокая цена. Равновесную цену определяет максимальное ценовое предложение электростанции и заявленные объемы электроэнергии. «Администратор торговой системы» передает сформированный торговый график «Системному оператору» для ведения режима энергосистемы. Производители электроэнергии, ценовые заявки которых оказались выше равновесной цены, и потребители, ценовые заявки которых оказались ниже равновесной цены, в торговый график не включаются. В случае если в результате конкурентного отбора часть или весь объем планируемого производства (потребления) не включен в торговый график, участник может либо ограничить своё производство (потребление) на уровне торгового графика, либо выработать (потребить) недостающий объем на балансирующем рынке. [5]

Балансирующий рынок представляет собой внутрисуточные аукционы ценовых заявок продавцов, имеющих свободные генерирующие мощности, не участвующие на рынке «на сутки вперед», а также потребителей с регулируемой нагрузкой и своей ценой в реальном масштабе времени.

Балансирующий рынок представляет собой рынок отклонений фактического почасового производства и потребления электроэнергии от планового торгового графика и предназначен для обеспечения баланса производства и потребления в реальном времени. Предприятия-генераторы, изменившие производство электроэнергии по инициативе «Системного оператора», получают премию, а, снизившие производство по собственной инициативе, и потребители, увеличившие нагрузку, нагружаются дополнительной платой. На балансирующем рынке поставщики подают заявки «Системному оператору» на загрузку (отклонение «вверх») и разгрузку (отклонение «вниз») своих мощностей по сравнению с плановыми объемами, сформировавшимися на РСВ. В заявках указываются цены и возможные объемы увеличения производства электроэнергии, а также цены за отклонение «вниз» по инициативе «Системного оператора». Заявки потребителей на возможное снижение нагрузки рассматриваются наравне с заявками генерирующих компаний на увеличение производства. При возникновении дисбаланса в энергосистеме «Системный оператор» увеличивает производство электроэнергии или ограничивает нагрузку потребителей-регуляторов, начиная с указавших минимальные цены в заявках. Таким образом, обеспечивается минимизация затрат на поддержание постоянного баланса между требуемой электроэнергией и возможностью генерации ее.

Рынок системных услуг продолжает еще формироваться в России. «Системные услуги» – это неотъемлемая часть работы энергосистем, которые предоставляются владельцами генерирующих и передающих мощностей. Это нечто отличное как от производства энергии, так и от ее передачи. Системные услуги должны способствовать поддержанию постоянного баланса генерации и потребления энергии, надежности передающей сети и повышению качества электрической энергии, а также устойчивую работу при аварийных ситуациях. Планируется каждую из системных услуг выделить в отдельную (регулирование частоты, мощности и напряжения и др.).

Мощность – это технический показатель работы оборудования, а значит, что участники рынка имеют право требовать от продавцов мощности поддержки их генерирующего оборудования в состоянии готовности к выработке электроэнергии.

Целью формирования рынка мощности является создание благоприятных условий для привлечения инвестиций в электроэнергетику, обеспечивающих создание новых генерирующих мощностей в объеме, достаточном для удовлетворения спроса на электроэнергию и поддержания необходимого уровня надежности энергоснабжения.

Рынок мощности позволяет избежать дефицита мощности в среднесрочной и долгосрочной перспективе, сформировать у собственников генерирующего оборудования обязательства по поддержанию мощностей в состоянии готовности к работе, а также возместить часть условно-постоянных издержек, а именно амортизации, при эксплуатации генерирующих объектов.

В сентябре 2008 года была опробована методика доходности инвестированного капитала, которая должна была вступить в силу после 01.07.2010 г. За счет функционирования рыночных механизмов, учитывающих доходность на инвестирован-

ный капитал, повышается инвестиционная привлекательность строительства и эксплуатации объектов электроэнергетики.

Пилотный проект запускали в филиале МРСК Северо-Запада «Новгородэнерго», который перешел на работу по новой методике с 01.01.2010. Результаты этого эксперимента показали на отсутствие целостной нормативной базы для своевременного перехода на тарифное регулирование по этой методике.

Поставщики, отобранные в результате конкурентного отбора «Системным оператором», получают гарантию востребованности их мощности. В этот период продажа мощности может осуществляться по свободным двусторонним договорам с одновременной продажей электроэнергии на конкурентном рынке, либо тарифным способом по цене, указанной поставщиком в ценовой заявке с одновременной продажей электроэнергии по тарифу, устанавливаемому ФАС России.

Долгосрочный рынок мощности предусматривает:

- покупку/продажу мощности, отобранной по итогам конкурентного отбора мощности (**КОМ**), по договорам купли-продажи мощности, заключённым по итогам КОМ;
- покупку/продажу мощности по свободным договорам купли/продажи мощности, в том числе на бирже (**СДМ**);
- покупку/продажу мощности новых объектов тепловой генерации по договорам о предоставлении мощности (**ДПМ**) и по договорам купли-продажи мощности новых атомных электростанций и тепловых электростанций, аналогичным ДПМ.
- покупку/продажу мощности генерирующих объектов, отнесённым к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме (*вынужденные генераторы*);
- покупку/продажу мощности по регулируемым договорам (**РДМ**) (в отношении поставок населению и приравненным к населению категориям потребителей);
- покупку/продажу мощности генерирующих объектов, определённых по результатам конкурсов и отборов инвестиционных проектов.

В долгосрочном рынке КОМ производится исходя из формируемого «Системным оператором» прогноза спроса на соответствующий период поставки. В случае превышения фактического спроса на мощность над прогнозным возможно проведение корректирующего конкурентного отбора.

В ходе КОМ в первую очередь отбираются мощности, введённые по ДПМ с объектами тепловой генерации, а также по аналогичным ДПМ договорам с атомными станциями и ГЭС. Мощность, не прошедшая конкурентный отбор, не оплачивается, за исключением мощности генерирующих объектов, работа которых необходима для поддержания технологических режимов работы энергосистемы или поставок тепловой энергии (*вынужденные генераторы*). Мощность вынужденных генераторов оплачивается по тарифу, установленному ФАС России.

В декабре 2010 г. закончилась первая кампания по подписанию ДПМ. Объект тепловой генерации, введённый по ДПМ, получает гарантию оплаты мощности на 10 лет, обеспечивающую возврат капитальных затрат и оговорённых эксплуатационных расходов. Для договоров, аналогичных ДПМ, заключаемых с атомными электростанциями и гидроэлектростанциями, гарантия оплаты мощности составляет 20 лет.

Оптовый рынок разделён на две **ценовые** зоны

Первая – это Европейская часть России с Уралом.

Вторая – Сибирь.

Выделяют также и **неценовые** зоны, к которым относятся территории, на которых невозможно организовать конкурентный рынок продажи энергии. Сюда отнесли Архангельскую, калининградскую области и республику Коми.

Что касается Сибири, то к неценовым зонам относятся в настоящее время энергосистема Востока на территории Дальневосточного федерального округа.

Выделены и отдельные территории, на которых оптовый рынок вовсе пока отсутствует. Это изолированные территории Камчатки, Сахалина и Магаданской области. На этих территориях энергетические компании не разделены по видам бизнеса, а организованы в АО.

Торговля электроэнергией в неценовых зонах осуществляется исходя из регулируемых цен.

Сфера тарифного регулирования в электроэнергетике с конкурентными отношениями и рыночным ценообразованием значительно сокращается, так как в конкурентных секторах отрасли тарифное регулирование заменяется рыночным ценообразованием.

Методы тарифного регулирования обычно сводят к двум группам. Первая – методы регулирования на основе экономически обоснованных затрат регулируемой организации. Чаще всего они известны под названиями:

- регулирование стоимости обслуживания;
- «затраты плюс»;
- регулирование необходимой валовой выручки;
- регулирование нормы прибыли;
- регулирование доходности инвестированного капитала.

Вторая – методы стимулирующего регулирования, к которым традиционно относят:

- метод регулирования по результатам;
- метод регулирования по эталонным показателям;
- метод регулирования пределов изменения цен или валовой выручки.

Возможны также и их комбинации, которые известны в мировой практике.

Розничный рынок – это система отношений между юридическими и физическими лицами в связи с производством, распределением и потреблением электрической энергии вне оптового рынка для покупки относительно небольших объемов электроэнергии.

Розничный рынок может функционировать в рамках одной из двух моделей:

- монопольной, регулируемой государством;
- конкурентной.

На выбор модели розничного рынка определяющее влияние оказывает модель функционирования оптового рынка.

Постановлением Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 г. №442 утверждены «Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии» и «Правила полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, действующие в настоящее время. До этого положения действовало постановление правительства, в котором были изложены правила функционирования этих же рынков в переходный период реформирования электроэнергетики.

Основные положения устанавливают основы взаимодействия на розничном рынке электроэнергии участников розничного рынка, к которым относятся гарантирующий поставщик, энергосбытовые организаций, производители, сетевые организации и потребители электроэнергии.

Также содержат информацию о порядке заключения и исполнения публичных договоров на розничном рынке и примерный договор поставки электрической энергии для населения.

Центральным субъектом розничного рынка становится гарантирующий поставщик, который обязан заключить договор с любым обратившимся к нему потребителем, расположенном в границах его зоны деятельности. Все остальные продавцы электроэнергии будут свободны в заключении договоров с потребителями, т.е., если такие продавцы и покупатели не договорятся по всем условиям поставки, то договор не будет заключен и обязать таких продавцов к заключению договора будет нельзя.

Если покупателя не устраивает его продавец электроэнергии, он в любой момент может обратиться к гарантирующему поставщику.

Основные положения также предусматривают синхронизацию с жилищным законодательством Российской Федерации и определяют порядок приобретения организациями сферы жилищно-коммунального хозяйства электрической энергии для оказания коммунальных услуг по электроснабжению.

Основными положениями определены особенности деятельности производителей электрической энергии на розничных рынках.

Основными положениями усилены требования к учету электроэнергии, определены расчетные способы, применяемые при отсутствии приборов учета, установлена ответственность потребителей за нарушение работы приборов учета.

От цены зависят основные показатели деятельности любого предприятия. Определение ее на любой стадии продвижения товара к потребителю является сложной проблемой.

Цена – это билет от производителя к потребителю и поэтому на ее формирование влияет много всяких факторов. Все эти факторы проявляют себя на рынке, который является системой взаимоотношений покупателей и продавцов. Рынок характеризуется большим разнообразием цен и тарифов.

Группировка цен и тарифов может осуществляться по различным признакам для различных целей.

1. По сферам оборота выделяют цены на товары и цены на услуги

2. По пути продвижения от товара от производителя к потребителю выделяют:

- оптовая цена производителя, которая обязательно включает НДС и поэтому называется отпускной ценой;

- оптовая цена промышленности;

- розничная цена.

3. По формам продажи:

- договорные (контрактные);

- аукционные;

- выставочные (ярмарочные).

4. По степени воздействия государства:

- свободные:
- регулируемые:
- фиксированные.

5. По способу формирования:

- цена спроса;
- цена предложения.

6. По территории действия:

- единые
- региональные

Можно еще больше разнообразить цены по различным признакам и в различных отраслях промышленности.

Что касается энергетики, то эта отрасль имеет свои отличительные особенности. Энергетические предприятия не только производят готовую продукцию, но и осуществляют ее транспортировку (передачу) и распределение. Процесс производства, передачи и распределения энергии протекает практически одновременно и непрерывно.

Невозможность производить продукцию и отправлять ее на склад обуславливает принципиальное отличие работы энергетических предприятий. Объем производимой энергии на генерирующих предприятиях подчинены потребителю и изменяются в соответствии с его потребностями. Эта зависимость обеспечивается диспетчерским графиком энергосистемы, который строго координирует работу электрических станций и сетей в соответствии с этим графиком нагрузки.

В основе расчета цены лежат затраты, которые зависят от заданного графика нагрузок при параллельной работе электростанций и сетей. Затраты снижаются при работе станций в базовой нагрузке и увеличиваются при работе в пиковом режиме. Эта основная особенность применяемой методики расчета себестоимости энергии, которую иначе называют франко-потребитель, в отличие от калькулирования франко-склад, применяемый в дискретных отраслях.

Существуют различные ценовые стратегии, которые применимы для той или иной ценовой политики.

Завышенное ценообразование, устанавливающее цену на высоком уровне для уникального товара и минимизирующее появление конкурентов.

Скользящее ценообразование, в основном, в сторону снижения, которое позволяет расширить круг потребителей.

Сегментное ценообразование позволяет подстраиваться под различные нужды потребителей. Сфера потребления не является конкурирующей.

Гибкое ценообразование, которое реагирует на изменения условий рынка и где идет конкурентная борьба примерно равных компаний.

Все эти стратегии можно использовать на различных этапах реформирования и становления рынка энергии.

Энергетика пользуется понятием тарифа не энергию (тепловую или электрическую). Для этого выделяют примерно 8 групп потребителей и для каждой определен свой тариф для оплаты: одноставочный, но учитывающий различные зоны суток

использования электрической энергии и двухставочный, по которому рассчитываются крупные промышленные предприятия не только за потребленную электроэнергию, но и за мощность

Но в любом случае, как мы уже говорили, что тариф – это билет от производителя к потребителю. Поэтому приходится вести расчет тарифа, учитывая особенности поставки электроэнергии потребителю, проходя при этом четыре стадии: производства, покупки и продажи, доставки и услуги инфраструктуры.

Разнообразие методов расчета тарифа и их дифференциация по различным параметрам позволит прийти в условиях реформирования к установлению тарифов на продуманной основе. Кроме этого, реформа принесла в энергетику новый менталитет специалистов, новейшие технологии производства, транспорта и оперативно-диспетчерского управления, прозрачность финансовых и юридических механизмов, инвестиционную привлекательность энергопроцессов. Все это при регулируемом государственном контроле и увеличения частного инвестирования приведет, как было обещано, к формированию настоящего конкурентного рынка и, как следствие, к снижению тарифов на энергию.

Литература

1. Приказ Федеральной службы по тарифам от 26 июня 2008 г. №231-э «Об утверждении методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала».

2. Приказ Федеральной службы по тарифам от 6 июня 2004 г. №20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке».

3. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. 35-ФЗ «Об энергетике» (см изменениями и дополнениями).

4. «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» от 14 апреля 1995 г.

5. Постановление Правительства РФ от 12 июля 1996 г. № 793 «О федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (мощности)».

6. Аюев, Б.И. Рынки электроэнергии и их реализация в ЕЭС России. – Екатеринбург: УрО РАН, 2007. 107 с.

7. Экономика и управление в современной электроэнергетике России. Под ред. А.Б. Чубайса. – М.: НП «КОНЦ ЕЭС» 2009 г. 615 с.

8. «Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии» №442 от 04.05.2012 г.

2.3. Эволюция системы тарифного регулирования в России

Почти 20 лет назад вышло Постановление Правительства РФ № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации», положив начало созданию конкурентного рынка электроэнергии в России.

За это время были проведены реструктуризация отрасли и приватизация ее ключевых активов, прекратило существование РАО «ЕЭС России», полностью трансформировались отношения участников и правила работы на электроэнергетических рынках, функционирующих теперь как конкурентные.

В числе основных предпосылок реформы электроэнергетики выделяют:

- отсутствие источников финансирования модернизации отрасли на фоне морального и физического износа оборудования, локальной нехватки мощностей;
- отсутствие стимулов энергокомпаний к повышению эффективности в условиях регулирования затрат и отсутствия конкуренции;
- невозможность замедления темпов роста цен ввиду отсутствия конкуренции;
- «искаженный» рынок (перекрестное субсидирование).

Несмотря на то, что реформа энергетики – это больше длительный и продолжающийся «процесс», чем «проект», а оценка достигнутых к настоящему моменту результатов реформы – вопрос неоднозначный и дискуссионный, масштаб изменений, затронувших электроэнергетическую отрасль, беспрецедентен.

Реформирование электроэнергетики коротко можно охарактеризовать следующими организационными и институциональными преобразованиями:

- изменение организационной структуры отрасли: разделение региональных АО-энерго по видам деятельности и последующее укрупнение компаний в каждом сегменте;
- создание оптового рынка электроэнергии и мощности;
- совершенствование системы государственного регулирования в отрасли.

Оптовый рынок электроэнергии и мощности РФ является конкурентным рынком, то есть основанным на принципах свободного ценообразования, что предполагает наличие равноправных участников (продавцов и покупателей), а также развитую инфраструктуру, формирующую необходимые условия свободной торговли электроэнергией и мощностью. При этом коммерческие взаимоотношения между продавцами и покупателями электроэнергии и мощности основаны на конкурентном ценообразовании только в тех секторах отрасли, где могут быть созданы необходимые и достаточные условия для конкуренции (генерация, сбыт), и на тарифном регулировании в тех сферах, где конкуренция невозможна по объективным технологическим условиям или экономически нецелесообразна (передача и распределение электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление). Таким образом, существовавшие ранее вертикально-интегрированные энергетические компании («АО-энерго») в процессе реформирования отрасли были дезинтегрированы и разделены по видам деятельности.

Основными участниками оптового рынка являются производители – генерирующие компании, и потребители электроэнергии и мощности, соответствующие требованиям Правил оптового рынка электрической энергии (мощности) и получившие статус его субъекта.

Поставку электроэнергии и мощности на оптовый рынок осуществляют генерирующие компании, конкурирующие за право загрузки генерирующего оборудования принадлежащих им электрических станций. К ним относятся:

- оптовые генерирующие компании (ОГК), созданные на базе крупных тепловых электростанций, объединенных по экстерриториальному признаку;

- территориальные генерирующие компании (ТГК), сформированные на основе генерирующих активов ранее существовавших «АО-энерго» за исключением станций, вошедших в ОГК, и укрупненные по региональному признаку;

- ПАО «Русгидро», объединившее крупные гидроэлектростанции России;
- АО «Концерн Росэнергоатом», созданное на базе атомных электростанций РФ;
- другие генераторы, в частности, «независимые» производители, собственники блок-станций.

Субъектами оптового рынка являются также покупатели электроэнергии и мощности:

- квалифицированные потребители электроэнергии;
- сбытовые компании (покупают электроэнергию и мощность на оптовом рынке и перепродают их розничным потребителям): как «независимые» (не осуществляют покупку электроэнергии для населения), так и гарантирующие поставщики (обязаны заключить договор купли-продажи электроэнергии с любым обратившимся к ней потребителем);

- электросетевые компании (в целях покупки потерь электроэнергии в сетях): ОАО «ФСК ЕЭС», объединяющее сети высокого уровня напряжения и функционирующее на всей территории ЕЭС России, «системообразующие» распределительные сетевые компании, созданные в результате «распаковки» АО-энерго, малые сетевые компании.

Инфраструктура оптового рынка включает технологическое (ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы») и коммерческое (ОАО «Администратор торговой системы», ЗАО «Центр финансовых расчетов») администрирование, позволяющие управлять поставками энергии и мощности, производить учет и расчеты между участниками торгов.

Оптовый рынок электроэнергии и мощности функционирует на территориях, объединенных в ценовые и неценовые зоны. В ценовых зонах оптового рынка (первая и вторая ценовые зоны) купля-продажа электрической энергии и мощности осуществляется по свободным (нерегулируемым) ценам за исключением регионов, для которых установлены особенности функционирования оптового и розничного рынков:

- территории регулируемого ценообразования (Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкария, Карачаево-Черкесия, Северная Осетия – Алания, Тыва, Чечня);
- территории с особенностями ценообразования (Крым и Севастополь).

Неценовые зоны оптового рынка (Архангельская область, Калининградская область, Республика Коми, регионы Дальнего Востока) – это территории, где по технологическим причинам организация рыночных отношений пока невозможна, и купля-продажа электроэнергии и мощности осуществляется по особым правилам.

В то же время вне оптового рынка находится практически вся территория Дальнего Востока, а также некоторые регионы Сибири, где функционируют свои разрозненные изолированные энергосистемы (их доля в общем потреблении по стране менее 2 %).

Субъекты оптового рынка покупают и продают электрическую энергию и мощность с использованием различных механизмов торговли (табл. 2.3.1).

Механизмы торговли на оптовом рынке электроэнергии (мощности)

<i>Электроэнергия</i>	<i>Мощность</i>
Регулируемый договор	Регулируемый договор
Свободный договор	Свободный договор
Рынок на сутки вперед	Конкурентный отбор мощности
Балансирующий рынок (торговля отклонениями фактических объемов производства/потребления от плановых в режиме реального времени)	Договор поставки мощности в вынужденном режиме
Свободный договор купли-продажи отклонений	Договор о предоставлении мощности (ДПМ)
	Договор поставки мощности новых ГЭС и АЭС
	Договор по итогам дополнительного отбора инвестиционных проектов
	Договор по итогам конкурсов на формирование перспективного технологического резерва
	Договор по итогам конкурса ВИЭ

Основной принцип ценообразования при торговле электроэнергией на оптовом рынке (рынок «на сутки вперед», «балансирующий» рынок) - маржинальный, предполагающий, что цена определяется на основании баланса спроса и предложения и распространяется на всех участников рынка (рис. 2.3.1). Цена на «рынке на сутки вперед», «балансирующем рынке» определяется в ценовых зонах для каждого из более чем 8500 «узлов». При этом в объемы планового производства электроэнергии, в первую очередь, включаются объемы, в отношении которых поданы заявки с предложением наиболее низких цен, а в объемы планового потребления – объемы, которые покупатели готовы купить по наиболее высокой цене или включенные в ценопринимающие заявки (когда покупатель готов к покупке определенного объема электроэнергии по любой цене, сложившейся на рынке)⁴².

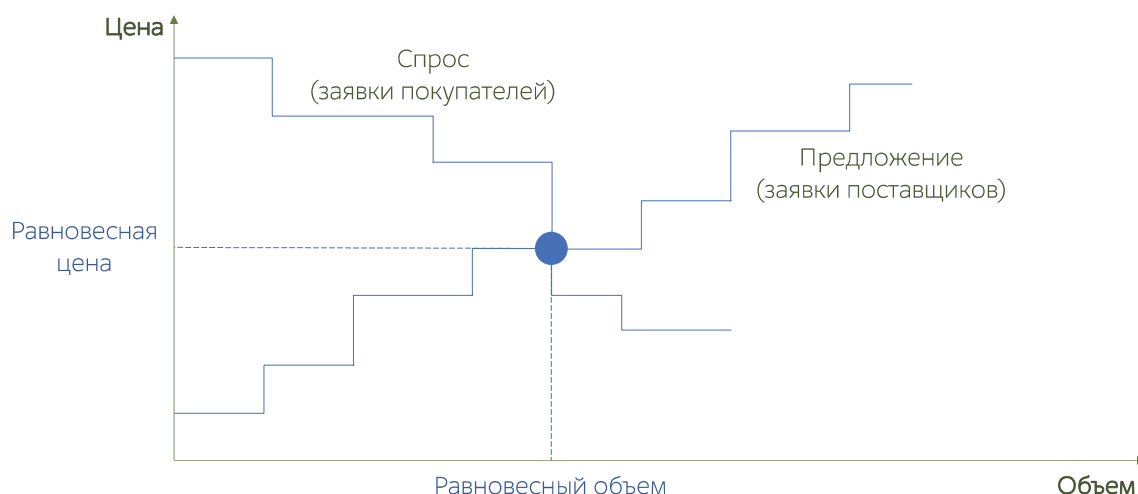


Рис. 2.3.1. Маржинальный принцип ценообразования на оптовом рынке (электроэнергия)

⁴² <https://www.np-sr.ru/ru/market/wholesale/index.htm>

Рынок мощности реализован в виде проводимого Системным оператором конкурентного отбора мощности (КОМ): по его итогам определяются объемы и состав мощности, которая будет оплачиваться на оптовом рынке (рис. 2.3.2).

КОМ проводится ежегодно на год поставки, наступающий через 5 лет. Спрос формируется по ценовым зонам в соответствии со схемой и программой развития ЕЭС России с учетом резерва.

Генерирующие компании (поставщики) подают ценовые заявки как по существующим, так и по планируемым ко вводу генерирующим объектам; потребители могут подавать ценопринимающие заявки при возможности снижения потребления. Как обязательная к отбору в КОМ учитывается:

- мощность так называемых «вынужденных генераторов» для поддержания технологических режимов работы энергосистемы или поставок тепловой энергии;
 - мощность по договорам ДПМ и аналогичным договорам с новыми АЭС и ГЭС.
- График функции спроса (рис. 2.3.3) проходит через две точки:
- в первой точке значение объема мощности определяется методикой Министерства энергетики РФ исходя из прогноза пикового потребления в ценовой зоне и планового коэффициента резервирования;
 - во второй точке объем мощности, определенный для первой точки графика спроса, увеличен на 12%.

Цена КОМ соответствует максимуму из цен в отобранных заявках и цены, при которой функция спроса принимает значение, равное совокупному объему отобранной мощности (включая мощность, подлежащую оплате вне зависимости от результатов КОМ). Цена КОМ в каждой ценовой зоне одинакова для всех отобранных генерирующих объектов. Мощность, не прошедшая конкурентный отбор, не оплачивается.

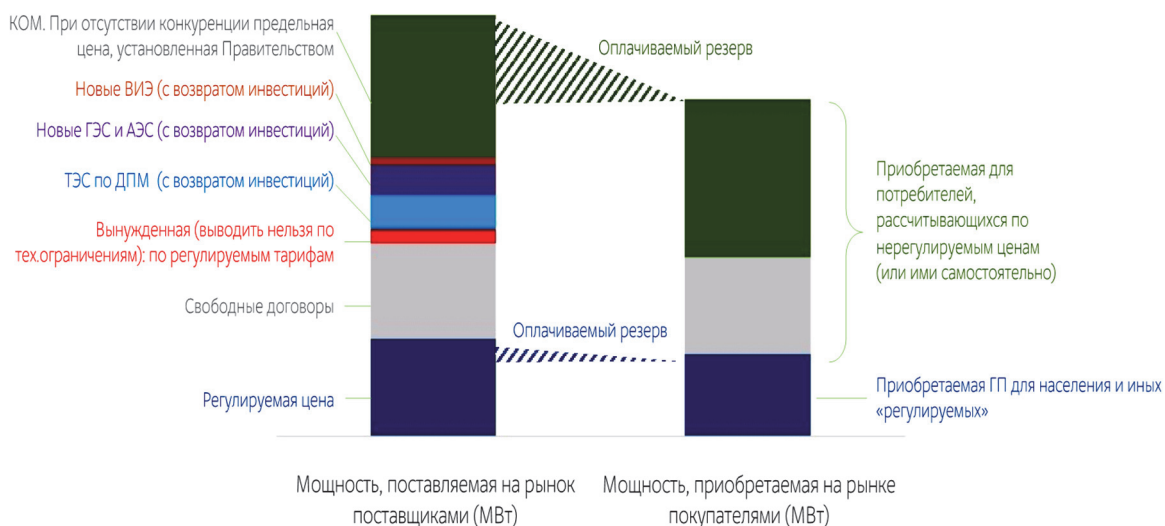
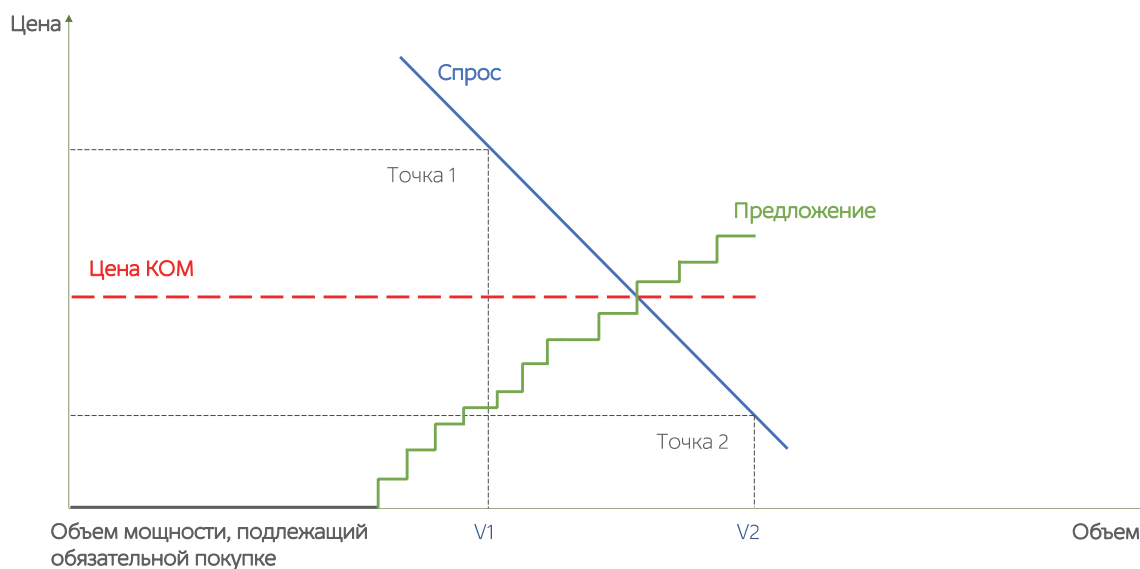


Рис. 2.3.2. Конкурентный отбор мощности: определение объемов и состава мощности, оплачиваемой на оптовом рынке



Источник: [Интернет-сайт Ассоциации «НП Совет рынка» <https://www.np-sr.ru/ru/market/wholesale/index.htm>. Дата обращения 13.04.2021]

Конечная цена на электроэнергию для потребителей, не относящихся к категории «население», в либерализованном сегменте рынка складывается из следующих составляющих:

- 1) «генерация»: нерегулируемая цена оптового рынка,
- 2) «передача»: регулируемый тариф,
- 3) «сбыт»: регулируемая сбытовая надбавка,
- 4) «услуги»: расчетная составляющая, определенная исходя из балансовых показателей и утверждаемых тарифов (Системный оператор, Администратор торговой системы, Центр финансовых расчетов).

Происходящие в отрасли преобразования и пересмотр подходов к формированию цены затронули не только сегмент производства электроэнергии и мощности, но также и порядок расчета других составляющих конечного тарифа.

С января 2008 г. потребители электроэнергии, расположенные на территории субъекта РФ и принадлежащие к одной группе, независимо от ведомственной принадлежности сетей, оплачивают услуги по передаче электроэнергии по одинаковым тарифам, рассчитываемым так называемым «котловым» методом. В каждом субъекте РФ регулирующий орган устанавливает единый котловый тариф на услуги по передаче электроэнергии, в соответствии с которым потребители рассчитываются с той сетевой организацией, к которой они присоединены. Помимо единого котлового тарифа регулирующий орган утверждает индивидуальный тариф каждой паре сетевых организаций для их взаиморасчетов: так, сетевая организация - «держатель котла» распределяет полученную от потребителя плату за передачу электроэнергии между всеми сетевыми организациями, которые участвуют в процессе ее передачи.

«Котловой» принцип ценообразования имеет ряд особенностей:

- утвержденный для сетевой организации тариф должен компенсировать затраты на содержание электрических сетей и их безопасную эксплуатацию, выручка не зависит от объемов передаваемой через сети электроэнергии;

- возмещению в тарифе подлежат технологические потери в пределах норматива потерь, утверждаемого Министерством энергетики РФ;
- превышение фактических потерь над нормативными составляет убытки сетевой организации.

Использование такого принципа ценообразования позволило «уравнять» условия для потребителей, присоединенных к сетям разных организаций, однако породило множество проблем, в том числе недобросовестное поведение сетевых организаций, вход в «котел» заводских сетей, споры участников «котла» и пр.

В 2015 г. был объявлен курс на консолидацию сетевых активов и введены ограничительные меры, включающие применение критериев отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, а также специфику тарификации «моносетей» регулирующими органами при тарифном регулировании. Это привело к сокращению количества сетевых организаций в РФ с 3 146 ед. в 2015 г. до 1 677 ед. в 2020 г. (т.е. на 47 % за 5 лет)⁴³.

На фоне либерализации рынков и реформирования электроэнергетики отраслевое тарифное регулирование также значительно трансформировалось: совершенствовались методы регулирования, происходило существенное расширение и детализация методического инструментария, системы тарификации адаптировались к изменяющимся правилам функционирования отрасли.

В таблице 2.3.2 представлены методы тарифного регулирования, используемые в настоящее время в различных видах деятельности в электроэнергетике.

Таблица 2.3.2

Применение методов регулирования по видам деятельности

Методы регулирования	Вид деятельности			
	Генерация	Передача	Сбыт	Инфраструктура
Затратный	+	+	+	+
	(с ограничениями)	(с ограничениями)	(с ограничениями)	
Индексации (тарифов)	+	-	-	-
Долгосрочной индексации НВВ	+	+	-	-
Доходности инвестированного капитала	Правила расчета «нерегулируемых» цен на новую генерацию на оптовом рынке	+	-	-
		(с ограничениями)		
Сравнения аналогов (эталонные затраты)	-	+	+	-

Особого упоминания заслуживают методы, сравнительно недавно применяемые в отечественной практике тарифного регулирования, ориентированные на долгосрочную перспективу: метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки (НВВ), метод доходности инвестированного капитала, метод сравнения аналогов.

⁴³ Проект стратегии развития электросетевого комплекса РФ до 2035 года. <https://minenergo.gov.ru/node/18940>

Долгосрочное тарифное регулирование обеспечивает стабильность и прогнозируемость деятельности регулируемых организаций, способствует снижению рисков инвесторов и, соответственно, уменьшению стоимости капитала для энергокомпаний, повышению инвестиционной привлекательности отрасли. Применение долгосрочных методов регулирования в электросетевом бизнесе ориентировано на привлечение инвестиций в строительство и модернизацию сетевой инфраструктуры.

Установление долгосрочных тарифов в электроэнергетике предполагает следующие особенности:

- тарифы рассчитываются исходя из необходимой валовой выручки;
- тарифы устанавливаются на долгосрочный период регулирования на каждый год в отдельности;
- при расчете НВВ определяются 2 группы параметров: пересматриваемые и не пересматриваемые в течение периода регулирования (при отсутствии особых решений Правительства);
- тарифы корректируются ежегодно (по пересматриваемым параметрам);
- долгосрочный период при первом долгосрочном регулировании – не менее трех лет, при последующем – 5 лет.

При использовании метода долгосрочной индексации НВВ индексируется часть расходов организации, относимых к «подконтрольным», с корректировкой на изменение количества активов в эксплуатации. Методом предусмотрено снижение «подконтрольных» расходов на установленный процент эффективности, учет амортизации на основе данных бухгалтерской отчетности, расчет прибыли на инвестиционные расходы в соответствии с утвержденной инвестиционной программой в пределах заданного уровня (в частности, для сетевых компаний, не более 12% от НВВ на содержание сетей). «Неподконтрольные» расходы регулируемой организации при формировании НВВ учитываются прямым счетом.

В основе метода доходности инвестированного капитала (RAB, от англ. *regulatory asset based*) лежит принцип обеспечения постепенного (в течение длительного срока) возврата инвестированных средств и процентов на привлеченный капитал. Необходимую валовую выручку в методике RAB формирует фиксированная на период регулирования величина операционных («подконтрольных») расходов, подлежащая ежегодной индексации с корректировкой на изменение количества активов в эксплуатации с учетом понижающего коэффициента эффективности операционных расходов, допуская при этом, однако, и сохранение в НВВ достигнутой компанией экономии. От других методов тарифного регулирования RAB-метод отличает включение в НВВ компании двух составляющих: возврата инвестированного капитала (альтернатива бухгалтерской амортизации) и дохода на инвестированный капитал. Размер инвестированного капитала определяется для регулируемой организации единожды, при переходе на RAB, по результатам оценки активов независимыми экспертами; в дальнейшем ведется учет инвестированного капитала в целях тарифного регулирования. Срок возврата инвестированного капитала, в соответствии с нормативной базой регулирования, составляет 35 лет. Норма доходности устанавливается регулятором отдельно на «старый» и «новый» инвестированный капитал, согласно утвержденным правилам расчета, и служит ориентиром для инвесторов (на практике доходность составляет около 11%).

Однако, по мнению ряда экспертов⁴⁴, практика показала несостоятельность RAB-метода в тарифном регулировании в России, и вопрос целесообразности его дальнейшего применения и совершенствования остается спорным.

В числе приоритетов развития тарифного регулирования в России в настоящее время рассматривается переход к применению сравнительных методов регулирования (включая методы сравнения аналогов, эталонный принцип, а также метод сопоставимых рынков).

Со второй половины 2018 года в сфере сбыта электрической энергии существенно изменился подход к установлению сбытовой надбавки гарантирующих поставщиков, предполагающий применение эталонов затрат при тарифном регулировании. Так, эволюция ценообразования в сбытовом секторе включала следующие этапы:

1) после «распаковки» АО-энерго регулируемая сбытовая надбавка устанавливалась в рублях на киловатт-час по затратному механизму;

2) в 2012 г. был внедрен «формульный» принцип для «прочих» потребителей, сбытовая надбавка устанавливалась в % от цены оптового рынка, но регулирование НВВ происходило на основе затратного метода;

3) с 2018 г. для формирования НВВ применяется «эталонный» принцип, а значение сбытовой надбавки вновь определяется в рублях на киловатт-час.

Интересным представляется сравнение НВВ гарантирующих поставщиков до (2017 г.) и после (2020 г.) внедрения методики расчета сбытовых надбавок на основе эталонов затрат (за вычетом инфляционного фактора) (рис. 2.3.4). Проведенный анализ показал рост НВВ гарантирующих поставщиков в результате использования нового метода регулирования сбытовых надбавок во всех исследуемых регионах (анализ проведен по 21 субъекту РФ).

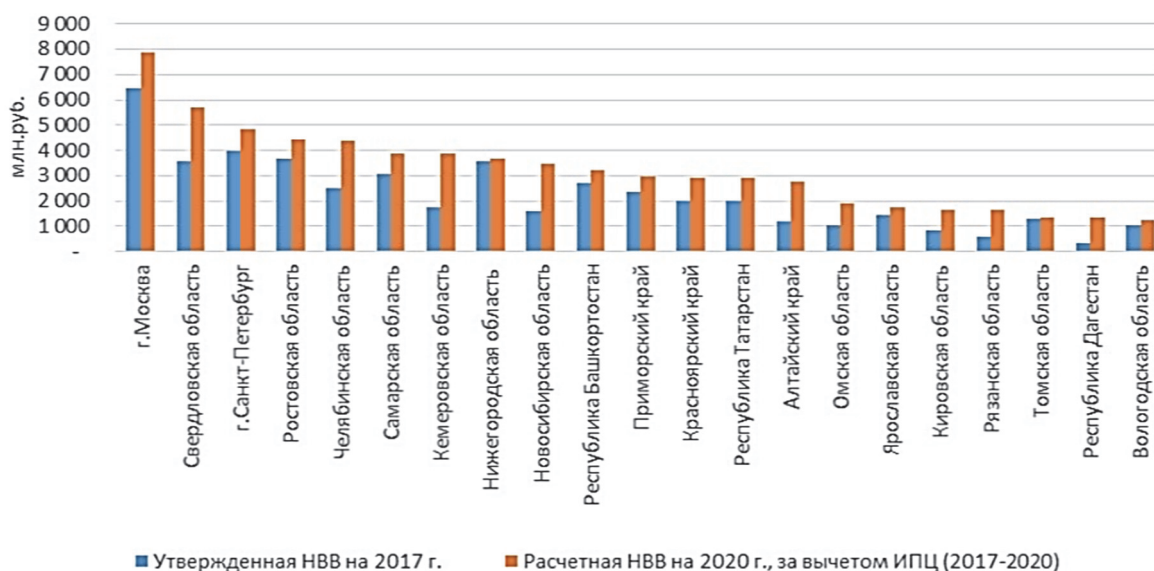


Рис. 2.3.4. Темпы роста НВВ после перехода к эталонному принципу ценообразования в отдельных регионах (за вычетом инфляционного фактора)

⁴⁴ Результаты опроса мнений экспертов по актуальным вопросам тарифной политики, проведенного Институтом экономики и регулирования инфраструктурных отраслей НИУ ВШЭ в 2020 году

Возвращаясь к вопросу оценки результатов реформирования электроэнергетики, можно сформулировать следующие тезисы, отражающие как положительные аспекты реализации реформы, так и ее «обратную» сторону в контексте предпосылок реформирования (табл. 2.3.3).

Таблица 2.3.3

**Основные результаты реформирования энергетики
в контексте предпосылок реформы**

<i>Положительные аспекты</i>	<i>Появившиеся противоречия</i>
1. Привлечение инвестиций	
(+) Продажа генерирующих компаний при ликвидации РАО ЕЭС позволила зафиксировать обязательства частных инвесторов по вводу значительного объема генерирующих мощностей	(-) Ввод новых мощностей в несовершенной конструкции рынка не повлек вытеснение (вывод) «лишних» изношенных объектов. В результате вырос объем оплачиваемой мощности в ЕЭС на фоне замедления темпов роста потребления
(+) Внедрение RAB-регулирования сетей зафиксировало обязательства сетевых компаний по реализации масштабных инвестиционных программ и позволило снизить инвестиционную нагрузку тарифа на техническое присоединение к сетям	(-) Экономический кризис, недоступность долгосрочных дешевых кредитов, серьезные тарифные последствия привели к взаимному нарушению обязательств бизнеса и власти (-) Удешевление ТП привело к безответственному отношению потребителей к объему заявляемой мощности и увеличению неиспользуемой мощности
2. Стимулы к снижению издержек	
(+) Маржинальное ценообразование на рынке электроэнергии стимулирует генкомпания к сокращению удельного расхода топлива	(-) Маржинальное ценообразование не способствует получению эффекта от сокращения УРУТ на станциях потребителями, потенциал оптимизации работы ЕЭС реализуется не в полном объеме (-) Гарантирующие поставщики не заинтересованы в оптимизации закупочной цены на оптовом рынке (-) Действенных механизмов по стимулированию естественных монополий (передача электроэнергии) к снижению издержек не создано
3. Конкуренция	
	(-) Конкурентный оптовый рынок электроэнергии и мощности фактически не действует (в отрасли высока концентрация) (-) На розничных рынках за среднего и малого потребителя сбытовым компаниям «бороться» не интересно

Анализируя трансформации тарифного регулирования, происходившие с начала рыночных реформ, продолжающиеся и в настоящее время, представляется исключительно важным отметить ключевые достижения в области тарифной политики:

- долгосрочные среднеотраслевые параметры изменения регулируемых тарифов (уровень прогноза СЭР);
- увеличение доли либерализованных рынков;
- элементы долгосрочности при регулировании цен конкретных организаций;
- зачатки стимулирующего регулирования (сохранение экономии, курс на внедрение «эталонных» затрат);

- расширение методического инструментария регулирования;
- участие потребителей в регуляторном процессе;
- открытая информация о деятельности регулируемых организаций и регуляторов;
- многоуровневая система защиты населения.

Однако, несмотря на определенные успехи в совершенствовании тарифного регулирования, весьма существенным остается и спектр проблемных вопросов, не разрешенных на сегодняшний день и создающих значительные препятствия для достижения целей, стоящих перед электроэнергетической отраслью. В числе таких проблем, как отмечают и руководители Федеральной антимонопольной службы, непрозрачность тарифного регулирования, прецеденты необоснованного занижения и завышения тарифов, высокий разброс тарифов, несовершенство нормативной базы в области ценообразования. По мнению авторов, приоритеты в области совершенствования тарифного регулирования целесообразно сосредоточить на решении исторически обусловленных фундаментальных проблем.

1. Потребность в многофакторной макроэкономической модели расчета допустимых темпов роста тарифов.

Практикуемая в настоящее время привязка тарифного роста к индексу потребительских цен (ИПЦ) не предполагает постановки каких-либо «контролируемых» целей ни в сфере производства, ни в сфере потребления, не позволяет учесть множество аспектов в сфере стоящих перед экономикой России вызовов: повышения производительности, экологичности, энергоэффективности, преодоления технологической отсталости инфраструктурных организаций, их модернизация и инновационное развитие.

Несмотря на то, что аргументы как в пользу сдерживания тарифов, так и против него останутся дискуссионными в обозримой перспективе (табл. 2.3.4), существующий подход требует четкого и реалистичного формулирования задач, которые предполагается решить в рамках «разрешенного» тарифного роста.

Таблица 2.3.4

Традиционные «за» и «против» сдерживания тарифов

«За»	«Против»
Сдерживание тарифного роста способствует сдерживанию инфляции	Весь спектр внутриотраслевых задач и проблем не может быть решен в рамках текущего уровня тарифов
Сдерживание тарифного роста способствует сдерживанию расходов граждан	Влияние роста инфраструктурных тарифов на инфляцию менее значимо на фоне иных факторов
Необходимо сохранение конкурентного преимущества по ценам на энергоресурсы для экспортно-ориентированных производителей	Тарифное регулирование в России и так «социально ориентированное»
Необходимо сдерживание роста издержек промышленности, ориентированной на внутренний рынок	Цены на энергоресурсы и услуги ЖКХ в России сохраняются сравнительно низкими (на фоне других стран)
Отсутствие перспективы высокого роста тарифов стимулирует монополии к экономии	Дешевые энергоресурсы тормозят инновационные процессы в потребляющих секторах

В связи с этим при определении допустимых темпов роста тарифов на макроуровне, в первую очередь, необходимо создать систему индикаторов и критериев успешности тарифной политики в привязке к показателям, отражающим уровень и динамику тарифной нагрузки на бизнес и потребительский сектор, эффективность энергопотребления, а также инвестиционную привлекательность инфраструктурного сектора, уровень его инновационного развития.

2. Необходимость снижения административного давления.

Меры, нацеленные на снижение административного давления в электроэнергетической отрасли, не ограничиваются сферой тарифного регулирования и включают следующие направления:

- снижение прямого государственного участия в организациях инфраструктурного сектора (приватизация);
- дальнейшая либерализация рынков (в т.ч. запрет появления новых и продления существующих ценовых надбавок на оптовом рынке электроэнергии; устранение различий в условиях ценообразования для гарантирующих поставщиков электроэнергии и независимых сбытовых компаний; совершенствование методологического инструментария антимонопольного контроля);
- упрощение регуляторных процедур.

В качестве основного эффекта от реализации перечисленных мер следует ожидать рост операционной и инвестиционной эффективности деятельности инфраструктурных компаний.

Потенциал дальнейшего развития конкуренции в сфере электроэнергетики сдерживается наличием разнообразных специальных ценовых механизмов (в частности, «надбавок»), искажающих рыночные сигналы, введенных для поддержки отдельных регионов и потребителей, инвестиционных проектов, неэффективных производителей, влияющих на надежность энергоснабжения, а также различиями в условиях ценообразования на оптовом (либерализованном) и розничных (контролируемых) рынках энергии.

На протяжении всего периода совершенствования системы тарифного регулирования имеет место увеличение объема контролируемых показателей. При этом фокус регулирования неизбежно смещается со значимости показателей с точки зрения производственной эффективности на процесс обоснования «на бумаге» принимаемых тарифных решений и приведение их в соответствие с действующими методиками по расчету тарифов, но в увязке с утвержденными предельными уровнями их роста. Так, текущее состояние регуляторных процедур в отрасли можно охарактеризовать как экономико-правовой «тупик»:

- предельные индексы рассчитываются без утвержденных методик и не учитывают всех требований методик по расчету тарифов в регионах;
- институт «превышения предельных» рассматривается как исключительный инструмент, а на деле превышение требуется чаще;
- регулятор формально обязан выполнить требования всех методик;
- физический объем работы по детальной экспертизе неподъемен для региональных регулирующих органов;

- трактовка многих норм неоднозначна – в большинстве решений можно найти основания для признания их несоответствующими законодательству.

Эффект от упрощения регуляторных процедур достигается укреплением стабильности регуляторных условий и усилением стимулов к оптимизации деятельности, большей результативностью работы органов тарифного регулирования.

3. Необходимость обеспечения предпринимательской уверенности в стабильности проводимой тарифной политики.

Несмотря на внедрение элементов долгосрочного тарифообразования и относительную стабильность допустимых параметров роста цен на макроуровне, современные условия регулирования для компаний электроэнергетического сектора нельзя назвать предсказуемыми вследствие ряда факторов:

- противоречия в задачах, закрепленных разрозненными нормативно-правовыми актами, противоречие порядка расчета «предельных» методикам расчета тарифов конкретных организаций;

- частое изменение законодательства, появление «ситуационных решений»;

- учет в тарифах результатов проверок и разбирательств по спорам не упорядочен, имеют место частые прецеденты отмены тарифов и прецеденты корректировки долгосрочных параметров «задним числом».

Совершенствование системы регулирования, направленное на обеспечение стабильности условий, должно в приоритетном порядке включать такие меры, как

- включение тарифной политики в систему документов государственного стратегического планирования, синхронизация всех направлений развития ценообразования (которые сегодня определяются в разрозненных нормативных актах, поручениях, противоречат друг другу);

- создание методик расчета предельных тарифов, соответствующих методикам расчета тарифов регулируемых организаций (либо отмена предельных ограничений);

- введение моратория на учет изменений законодательства в сфере ценообразования до окончания долгосрочного периода регулирования конкретной регулируемой организации;

- упорядочивание контрольных процедур и споров: контроль законности тарифных решений до их вступления в силу.

4. Кардинальное усиление стимулирующей функции тарифного регулирования.

Стимулирующая функция тарифного регулирования состоит в создании такой системы тарифообразования, которая побуждает регулируемые организации к оптимизации: производителей – к оптимизации затрат и повышению эффективности, потребителей – к оптимизации потребления.

И хотя в последние годы в этом направлении были достигнуты определенные успехи: внедрены элементы долгосрочного регулирования посредством установления долгосрочных параметров, созданы некоторые механизмы сохранения экономии, - большая часть регулируемых организаций сегодня не заинтересована в отражении снижения затрат в отчетности.

Перспективной альтернативой стандартным методам тарифного регулирования для решения данной проблемы может стать утверждение тарифов на основе эталонов затрат – соответствующие методические подходы в настоящее время прораба-

тываются Федеральной антимонопольной службой. Однако результативность меры во многом зависит от качества реализации инициативы, для чего представляется необходимым совершенствование методологии определения эталонов затрат в регулируемых сферах с учетом передовых методов и специфики отраслей. В частности, соблюдение ряда условий, по мнению авторов, может обеспечить успешное применение «эталонов затрат» в тарифном регулировании:

- достоверные данные о фактических издержках для расчета эталонов (сегодня достоверности препятствуют как проблемы раздельного учета, так и стремление организаций к завышению себестоимости в целях наращивания тарифной базы);
- четкое определение, какой уровень обслуживания организация должна обеспечить в рамках заданного финансирования (где граница между экономией и ненадлежащей эксплуатацией?);
- использование передовых научных методов для определения средних значений (простое усреднение не позволяет учитывать ряд объективных различий);
- понятные порядок и основания пересмотра значений эталонов регулятором (для обеспечения долгосрочности).

Однако стимулирующая функция тарифного регулирования находится не только в плоскости сферы производства товаров (услуг) регулируемых организаций – значительный потенциал повышения эффективности состоит в оптимизации потребления. Факторы удорожания инфраструктуры и перспективные пути решения имеющихся проблем в области потребления ресурсов представлены в (табл. 2.3.5).

Таблица 2.3.5

**Факторы удорожания инфраструктуры
и возможные решения в сфере потребления ресурсов**

Фактор удорожания инфраструктуры	Возможное решение
<ul style="list-style-type: none"> • Содержание мощностей для покрытия пиковых нагрузок • Присоединение «с запасом» • Завышенные (относительно производственной необходимости) требования к надежности и качеству инфраструктуры 	<ul style="list-style-type: none"> • Выравнивание графиков нагрузки • Рациональное планирование перспективного спроса • Рациональный запрос на качество • Рациональный запрос на надежность

Соответствующие стимулы для потребителей должны обеспечиваться системой дифференциации цен и разработкой тарифных меню (учет профиля потребления ресурсов, система скидок/надбавок к тарифам за надежность и качество услуги, механизмы финансовой ответственности при завышении заявленной нагрузки и т.д.).

Сосредоточение усилий органов власти и профессионального сообщества, регулируемых организаций и потребителей на решении приоритетных задач в области совершенствования тарифного регулирования в России при определяющей роли инфраструктурных отраслей способствует не только увеличению темпов экономического роста, но и адекватным ответам на вызовы внешней среды, стоящие сегодня перед российской экономикой.

2.4. Совершенствование тарифных моделей для электросетевых организаций

2.4.1. Конечная стоимость электрической энергии

(ЭЭ) для потребителей в Российской Федерации состоит из четырех компонент, определяемых основными видами деятельности в электроэнергетике [1-6]:

- стоимость генерации электроэнергии;
- стоимость услуг по передаче ЭЭ (сетевая составляющая);
- сбытовая составляющая;
- инфраструктурная составляющая.

Генерация ЭЭ относится к конкурентному виду деятельности, и первая компонента определяется на основе рыночных механизмов. Электроэнергия вырабатывается на оптовом и розничном рынках электроэнергии в соответствии с правилами этих рынков [3–6]. Структура и принципы работы оптового и розничного рынков электроэнергии описаны во множестве публикаций. В среднем доля данной составляющей в конечной стоимости ЭЭ находится на уровне 50%, но она варьируется, главным образом, в зависимости от уровня тарифного напряжения потребителей [6].

Вторая составляющая связана с услугами на транспорт и распределение ЭЭ (сетевая составляющая). Передачу электроэнергии от электрических станций, до потребителей осуществляют различные электросетевые организации, имеющие в своем распоряжении объекты электросетевого хозяйства. За данные услуги эти компании получают оплату, которая идет на содержание сетевой инфраструктуры, а также на покрытие потерь ЭЭ. В связи с тем, что электросетевые организации осуществляют свою деятельность при отсутствии конкуренции, в соответствии с Федеральным законом «Об Электроэнергетике» [1] данный вид деятельности является регулируемым [4]. Тарифы на передачу электроэнергии (ТПЭ) устанавливаются уполномоченными регулирующими органами (РО) государственной власти в области формирования тарифов. На территории каждого субъекта РФ РО определяет тарифы на передачу электроэнергии на основании «котлового» принципа тарифообразования. Более подробно суть данного подхода описана в параграфе 2.2 настоящей главы.

Доля затрат на передачу ЭЭ в конечной стоимости ЭЭ может достигать 75% для потребителей, расположенных на уровне 0,4 кВ. Усредненная по всем классам напряжения доля сетевой составляющей в конечной стоимости ЭЭ находится на уровне 45%. Таким образом, вклад выработки и передачи ЭЭ в конечную ее стоимость может составлять до 95%.

Сбытовая надбавка определяет стоимость услуг для гарантирующих поставщиков, которые покупают электрическую энергию у производителей, оплачивают ее транспортировку, а затем продают потребителям. Средний размер сбытовой надбавки составляет порядка 4 % от общей стоимости электроэнергии. Для конкурентных сбытовых организаций сбытовая надбавка не регламентируется.

Функционирование ЕЭС, а также рынков электроэнергии было бы невозможным без инфраструктурных и регулирующих организаций, поэтому в цену каждого продаваемого кВт·ч включена плата за услуги ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы», ОАО «Администратор торговой системы» и ОАО «Центр

финансовых расчетов». Размер данной составляющей в конечной цене на электрическую энергию находится на уровне 1%.

Указанные процентные соотношения для различных составляющих конечной стоимости ЭЭ носят усредненный характер, и они сильно зависят от уровня тарифного напряжения, кроме того, они могут существенно варьироваться для различных субъектов РФ [6].

В настоящей главе производится анализ только электросетевого тарифа на передачу ЭЭ, который идет на покрытие затрат всех электросетевых компаний. Эти электросетевые компании можно разбить на три основные группы.

Основной объем услуг по передаче ЭЭ в РФ осуществляет одна из крупнейших в мире электросетевых компаний – ПАО «Россети». Под управлением компании находится 2,3 млн километров линий электропередачи, 507 тыс. подстанций трансформаторной мощностью более 792 тыс. МВА. Имущественный комплекс ПАО «Россети» включает в себя 35 дочерних и зависимых обществ, в том числе 15 межрегиональных и одну магистральную сетевую компанию.

Магистральной сетевой компанией является ПАО «Федеральная сетевая компания Единой Энергетической Системы» (ФСК ЕЭС). Она осуществляет транспорт ЭЭ по Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) на напряжениях 220 кВ и выше.

На следующем уровне находятся межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК), осуществляющие распределение ЭЭ по регионам РФ на напряжениях 110 кВ и ниже. В состав МРСК входят, так называемые, распределительные сетевые компании (РСК), действующие в пределах одного субъекта РФ. Так же в каждом субъекте РФ свою деятельность осуществляет большое количество территориальных сетевых организаций (ТСО). В данной главе все указанные сетевые организации обобщены термином «электросетевые организации» (ЭСО) [6, 7]. В отношении высоковольтных ЭСО традиционно применяется термин «транспорт ЭЭ», а в отношении ЭСО средних и низких классов напряжения используется понятие «распределение ЭЭ». В рамках настоящей главы эти два понятия объединены термином «передача ЭЭ», который нашел широкое применение в нормативной документации. Основную выручку ЭСО получают от реализации услуг по передаче ЭЭ, их дополнительные доходы связаны с технологическим присоединением (ТП) новых потребителей [6, 69].

Обзор зарубежной литературы показал большое разнообразие в подходах стран к формированию ТПЭ и ТП на основе различных технических показателей. Наиболее общие черты связаны с дифференциацией ТПЭ по уровням напряжения, с отдельной оплатой энергии и мощности, с оплатой потерь ЭЭ [6-9]. Дополнительными оплачиваемыми показателями в различных странах могут быть реактивная энергия (мощность), географическая удаленность потребителей, время суток или сезонов года, форма графика нагрузки, показатели надежности и качества электроснабжения. Схема оплаты услуг на передачу ЭЭ в РФ в целом соответствует мировым тенденциям, но имеет достаточно простую систему оплачиваемых показателей, что определяется прежде всего котловым способом оплаты услуг на передачу. Оплата услуг на передачу определяется уровнем тарифного напряжения, потреблением активной электроэнергии, максимальной мощностью и потерями ЭЭ. Отчетные потери ЭЭ являются, пожалуй, единственным оплачиваемым показателем, на который ЭСО может оказывать влияние. Показатели надежности и качества электроснабжения, отсутствующие в тарифной системе для ЭСО, не устраивают многих промыш-

ленных потребителей. Кроме того, высокие ТПЭ стимулируют их к снижению зависимости от централизованных систем электроснабжения путем внедрения установок распределенной генерации. Последнее приводит к снижению потребления ЭЭ из централизованных сетей и к увеличению ТПЭ для оставшихся потребителей, что несомненно является серьезной проблемой. Аналогичным образом ЭСО мало заинтересованы и не принимают участия в повышении технической и экономической эффективности передачи электроэнергии в связи с отсутствием экономических стимулов в тарифной системе [6]. В настоящем разделе предлагаются механизмы коррекции существующих тарифных моделей на передачу ЭЭ, создающие стимулы для потребителей и сетевых компаний к повышению экономической эффективности процесса передачи ЭЭ и к снижению затрат.

2.4.2. Сравнение систем формирования тарифов на передачу электроэнергии в РФ и странах европейского союза

Либерализация электроэнергетики привела к выделению транспорта и распределения электроэнергии в самостоятельный вид деятельности, осуществляемый различными электросетевыми организациями. ЭСО осуществляют передачу ЭЭ по своим сетям при отсутствии конкуренции, поэтому государство осуществляет регулирование данного вида деятельности, а субъекты РФ, через свои регулирующие органы, определяют тарифы на услуги по передаче электроэнергии на основе котлового принципа тарифообразования. Последнее подразумевает равные значения тарифов для всех потребителей одного уровня тарифного напряжения [1-5]. В конечной цене ЭЭ для потребителей сетевая составляющая может находиться в диапазоне 25–75 % и этот процент тем больше, чем на более низком уровне напряжения находится потребитель, так как с понижением напряжения ТПЭ увеличиваются. Единые (котловые) ТПЭ могут быть одноставочными и двухставочными и автоматически выбираться потребителями розничного рынка при выборе своей ценовой категории. Одноставочный ТПЭ является преобладающим для небольших и средних потребителей, и он предполагает оплату услуг на передачу по тарифу только за полученный потребителем объем ЭЭ в киловатт-часах. В двухставочном ТПЭ плата за переданный потребителю киловатт-час меньше, но дополнительно существует ставка за мощность, которая взимается на основе мощности потребителя в часы наибольшей загрузки энергосистемы. Двухставочный ТПЭ более точно характеризует составляющие затрат на передачу ЭЭ. Плата за мощность связана с содержанием электрических сетей и определяется, главным образом, стоимостью сырья, материалов, ремонтными работами, оплатой труда и обслуживанием заемных средств. Плата за переданную энергию связана с покупкой сетевой организацией потерь ЭЭ в своих сетях. Двухставочные ТПЭ применяются для наиболее крупных промышленных потребителей, а одноставочные ТПЭ для населения и потребителей небольшой и средней мощности [6,7].

Учетные параметры (коммерческие измерения) электропотребления и мощности, на основе которых рассчитывается плата за передачу ЭЭ, снимаются с информационно-измерительных систем учета ЭЭ и мощности. Следует отметить, что данные параметры не в полной мере характеризуют стоимость процесса передачи электрической энергии. Если проводить аналогию с транспортировкой грузов, то при передаче ЭЭ объем (вес) транспортируемого товара учитывается киловатт-часами, расстояние

(длина линий электропередачи) при передаче ЭЭ не учитывается, хотя оно достаточно сильно связано со стоимостью используемого электросетевого оборудования и величиной потерь. ТПЭ в РФ лишь частично учитывают количественные показатели, связанные с передачей ЭЭ.

Обзор зарубежной практики [9, 13-17] показывает существующее разнообразие в принципах и схемах оплаты услуг за транспорт и распределение ЭЭ различных стран. Принципы оплаты существенно зависят от правил функционирования оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности. Так из 35 стран Европейского союза [7]:

- в 21 стране услуги на передачу ЭЭ оплачивают только потребители, а в 14 странах еще и генераторы;

- в 11 странах существуют единые (национальные) ТПЭ, а в остальных странах ТПЭ для разных потребителей могут различаться;

- в 19 странах ТПЭ зависят от расположения (удаленности) потребителя;

- в 12 странах ТПЭ различаются для разных часов суток или сезонов года;

- в 10 странах ТПЭ не содержат составляющей, связанной с компенсацией потерь;

- в 23 странах ТПЭ зависят от числа часов использования максимума нагрузки;

- в 25 странах ТПЭ содержит составляющую, аналогичную рынку системных услуг.

Большое разнообразие тарифных схем связано с учетом измеряемых показателей, которые влияют на ТПЭ [9]. Так в Италии ТПЭ определяется только в зависимости от объемов потребленной ЭЭ, а в Голландии только от мощности. В большинстве стран низковольтные потребители дополнительно платят фиксированную абонентскую плату, которая не зависит от их электропотребления. Во многих странах ТПЭ зависят от показателей надежности. Кроме того, во многих странах в ТПЭ включены составляющие, которые не связаны с прямыми затратами электросетевых предприятий. Так за счет ТПЭ может поддерживаться развитие возобновляемых источников энергии и внедрение технологий энергосбережения. Зачастую за счет ТПЭ осуществляется дотация сельскохозяйственных потребителей, а также других социально-значимых проектов. В некоторых странах обслуживание счетчиков ЭЭ и снятие с них показаний является отдельной составляющей ТПЭ.

Для отечественной энергетики система показателей, определяющая плату за передачу ЭЭ, достаточно проста [6, 63]. ТПЭ определяются уровнем напряжения, объемом переданной электроэнергии (мощности) и величиной потерь ЭЭ. При этом не учитываются многие дополнительные показатели деятельности ЭСО, характеризующие процесс электроснабжения, его качество и надежность:

- категория надежности потребителя и параметры аварийных ограничений электропотребления;

- объем передаваемой потребителю реактивной энергии и мощности;

- дифференциация ТПЭ в суточном и сезонном разрезах времени;

- формы суточного и сезонного графиков электропотребления;

- удаленность потребителя от источников генерации, которая существенно влияет на стоимость оборудования, вовлеченного в электроснабжение данного потребителя;

- показатели качества электрической энергии, определяемые режимом работы электропередачи.

Учет данных факторов усложнил бы расчетно-финансовую систему взаимоотношений между ЭСО и потребителями, усложнил бы процесс формирования ТПЭ для РО, однако мог бы оказать существенное позитивное влияние на стоимость, надежность и качество процесса электроснабжения [6, 63].

2.4.2.1. Оплата услуг на транспорт электроэнергии по ЕНЭС

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» входит в тройку крупнейших мировых компаний по транспорту ЭЭ, является крупнейшей в России сетевой компанией и управляет ЕНЭС, в которую входят магистральные линии электропередачи и подстанции классом напряжения 220 кВ и выше. ФСК ЕЭС владеет более чем 940-ю подстанциями, установленная мощность которых составляет более 340 000 МВА, суммарная протяженность линий превышает 140 000 км.

Потребителями услуг по передаче ЭЭ для ФСК ЕЭС являются крупные промышленные предприятия, ТСО, субъекты оптового рынка, осуществляющие экспорт (импорт) ЭЭ, а также энергосбытовые организации и гарантирующие поставщики, действующие в интересах обслуживаемых ими потребителей ЭЭ [6].

Стоимость услуг ФСК ЕЭС по передаче электроэнергии определяется Федеральной антимонопольной службой РФ, с учетом нормативов потерь ЭЭ, утверждаемых Минэнерго России [8, 19, 20] и состоит из:

- стоимости услуг по передаче ЭЭ на содержание сети;
- стоимости нормативных потерь ЭЭ в ЕНЭС.

С 1 января 2015 г. объем услуг по передаче ЭЭ, отражающий величину расходов на содержание электрических сетей, определяется равным среднему арифметическому значению часовых максимумов потребления ЭЭ за каждый день расчетного периода (месяц). Потребители услуг, за исключением производителей электрической энергии, обязаны оплачивать в составе ТПЭ нормативные потери, возникающие при передаче ЭЭ по сетям ЕНЭС. Объем услуг по передаче ЭЭ для определения расходов на оплату потерь равен произведению объема потребления ЭЭ и норматива потерь ЭЭ, утвержденного Министерством энергетики РФ. Итоговая стоимость услуг ФСК ЕЭС по передаче ЭЭ складывается из произведения вышеописанных объемов услуг на соответствующие им тарифы, устанавливаемые ФАС России на очередной период регулирования [6, 8].

Важно отметить, что ТПЭ для ФСК ЕЭС существенно ниже тарифов региональных РСК и ТСО, имеющих единые (котловые) тарифы. Если двухставочный ТПЭ ФСК пересчитать в одноставочный, то на уровне первого полугодия 2021 года для Свердловской области он составит 0,30 руб./кВт·ч. Одноставочные котловые ТПЭ Свердловской области по классам напряжения 110, 35, 6-10, 0,4 кВ для аналогичного периода составляют 1,03 руб./кВт·ч, 1,82 руб./кВт·ч, 2,76 руб./кВт·ч и 3,46 руб./кВт·ч соответственно. Столь существенное различие в ТПЭ создает стимулы к переходу потребителей от региональных ТСО к ФСК ЕЭС, что в свою очередь еще больше увеличивает разницу в ТПЭ для потребителей, даже в пределах одного субъекта РФ.

2.4.2.2. Оплата услуг на распределение электроэнергии территориальными сетевыми организациями

Потребителями услуги по передаче ЭЭ на розничных рынках являются не только конечные потребители ЭЭ, но и энергосбытовые организации и гарантирующие поставщики. ТПЭ устанавливаются РО на очередной финансовый год на основе двух основных видов прогнозной информации [6].

Первый вид прогнозной информации связан с финансово-экономическими показателями деятельности ЭСО. К основным финансово-экономическим показателям относятся затраты на содержание основных средств, оплата услуг сторонних организаций, в том числе услуг по передаче ЭЭ от смежных ТСО, заработная плата, налоги, затраты по обслуживанию заемных средств и другое.

Второй вид информации определяет основные технические и объемные показатели процесса передачи ЭЭ, такие как максимум мощности, объем переданной через сети ЭЭ, потери электроэнергии и другие более детальные показатели развернутого прогнозного баланса ЭЭ и мощности с учетом дифференциации всех этих показателей по классам номинального и тарифного напряжений.

Регулирующие органы устанавливают единые (котловые) ТПЭ для потребителей, а также индивидуальные ТПЭ для взаиморасчетов между ТСО. Котловые ТПЭ устанавливаются равными для всех потребителей одной категории, находящихся на территории субъекта РФ, независимо от ЭСО, к которой они имеют технологическое присоединение. В настоящее время на территории каждого субъекта РФ существует большое число организаций, оказывающих услуги по передаче ЭЭ. Причем передача ЭЭ для многих организаций является второстепенным видом деятельности, обеспечивающим получение дополнительных доходов. Так на территории Свердловской области в 2016 г. действовало 117, в 2017 г. – 87, а в 2021 г. уже только 46 ТСО, имеющих ТПЭ. [22].

Принцип котлового тарифообразования сводится к тому, что для каждой ТСО на предстоящий год определяется необходимая валовая выручка (НВВ) в рублях от услуг на передачу ЭЭ. Зная суммарную НВВ всех ТСО, определяется единый (котловой) тариф на передачу ЭЭ в субъекте РФ, по которому услуги на передачу оплачивает любой потребитель, независимо от того, в зоне обслуживания кокой ТСО он расположен. Если абстрагироваться от различных категорий потребителей и различных тарифных ставок, то котловой ТПЭ определяется путем деления суммарной НВВ всех ТСО на суммарное электропотребление всех потребителей. В действительности происходит распределение и расчет ТПЭ с учетом категорий потребителей и с учетом тарифных напряжений исходя из обеспечения равенства поступлений от плательщиков услуг на передачу суммарной НВВ всех ТСО. Вся суммарная НВВ за услуги на передачу ЭЭ поступает в распоряжение организации, именуемой «держатель котла», которая выполняет функции генерального подрядчика по передаче ЭЭ в пределах субъекта РФ. Обычно функции держателя котла выполняет наиболее крупная электросетевая компания на территории. Так в свердловской области это филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго». В челябинской области – «Челябэнерго», в пермской области – «Пермэнерго». Держатель котла на условиях субподряда оплачивает услуги на передачу ЭЭ всем смежным ТСО, расположенным на данной территории. Если фактические объемы полезного отпуска ЭЭ совпадают с прогнозными, то взаиморасчеты между держателем котла и смежными ТСО производятся на основе

рассчитанных и утвержденных значений НВВ, каждой сетевой организации. Ввиду возможных отклонений фактических объемов электропотребления от плановых возможен перенос возникающего стоимостного небаланса на последующие периоды времени. Для осуществления финансовых взаиморасчетов между смежными ТСО производится расчет индивидуальных ТПЭ в одноставочном выражении. Индивидуальные тарифы для взаиморасчетов между смежными сетевыми организациями определяется исходя из разности между тарифной выручкой ТСО, получаемой от потребителей электрической энергии на всех уровнях напряжения по котловым тарифам, и НВВ, получаемой (оплачиваемой) от «держателя котла». Индивидуальные ТПЭ могут существенно отклоняться от котловых, как в большую, так и в меньшую сторону [6].

Порядок расчета ТПЭ предусмотрен Постановлением Правительства РФ от 29.12.11 №1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» [4] и Методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке [21].

Единые (котловые) тарифы устанавливаются в отношении:

1) населения и приравненных к нему категории потребителей - одноставочные тарифы, рассчитанные на киловатт-час, без дифференциации по уровням напряжения;

2) прочих потребителей дифференцированно по уровням напряжения в двух вариантах:

а) двухставочный тариф в виде ставки:

на содержание электрических сетей в виде месячной платы за максимум потребляемой мощности (руб./кВ·т);

на оплату потерь ЭЭ в виде платы за потребленный киловатт-час ЭЭ (руб./кВт·ч);

б) одноставочный тариф в расчете на киловатт-час ЭЭ с учетом стоимости нормативных технологических потерь ЭЭ (руб./кВт·ч).

Для взаиморасчетов потребителей с гарантирующими поставщиками на розничном рынке ЭЭ введены шесть ценовых категорий, различающихся способами расчета финансовых обязательств потребителя за отдельные составляющие конечной стоимости услуг по электроснабжению [5, 6]. В первой ценовой категории все составляющие оплачиваются только на основе месячного потребления ЭЭ. Вторая ценовая категория уже предполагает наличие интервальных приборов учета, измеряющих электропотребление отдельно по зонам суток. Однако услуги на передачу оплачиваются по одноставочной схеме, то есть за потребленный в течение месяца объем ЭЭ. Начиная с третьей ценовой категории приборы учета должны измерять почасовое потребление ЭЭ, так как цена за электроэнергию, как товар, определяется на основе узловых цен оптового рынка, имеющих часовую дискретность изменения. Для оплаты услуг на передачу ЭЭ, действующая в РФ методология не предполагает введения дифференцированного по часам суток (сезонов года) тарифа на передачу. В третьей и пятой ценовой категориях услуги на передачу оплачиваются по одноставочной системе, а в четвертой и шестой по двухставочной [5, 6].

В соответствии с нормативными документами юридические лица могут самостоятельно выбирать ценовую категорию, выбирая тем самым одноставочную или двухставочную систему оплаты услуг на передачу ЭЭ. Крупные потребители, как правило, выбирают четвертую или шестую ценовые категории. Обязательным условием для них является наличие приборов учета, позволяющих измерять почасовые объемы потребления ЭЭ. Измеренное значение потребления ЭЭ за один час, соответ-

ствующий периоду максимальной нагрузки, является официальным значением максимума мощности, которое используется в финансовых расчетах. При этом уместно напомнить, что энергия за один час, совпадает по размерности со средней мощностью за этот час. Относительная простота системы оплаты услуг на передачу ЭЭ, отсутствие внутрисуточной дифференциации тарифов при наличии почасовых измерений ЭЭ, является следствием использования единых тарифов на передачу ЭЭ на основе котлового принципа тарифообразования [6].

2.4.2.3. Принципы оплаты потерь электроэнергии электросетевыми компаниями

Потери электрической энергии являются весомой составляющей ТПЭ. Доля потерь ЭЭ в ТПЭ может достигать 30 % и более. Правила оплаты потерь электрической энергии определяются Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 [2]. В обобщенном виде принцип определения ответственности за потери электрической энергии сводится к тому, что в рамках ТПЭ потребители оплачивают потери ЭЭ в соответствии с нормативной величиной [19], которая определяется в соответствии с утверждаемой правительством РФ методикой [18]. Средства за оплату нормативных потерь ЭЭ поступают в распоряжение ЭСО и далее ЭСО производят оплату потерь гарантирующему поставщику(кам) на основе уже фактического значения потерь ЭЭ. ФСК покупает потери на оптовом рынке ЭЭ, как потребитель. Средства за оплату потерь ЭЭ от гарантирующих поставщиков, в конце концов, попадают производителям ЭЭ. Фактические потери ЭЭ $\Delta W^{\text{факт}}$ для каждого ЭСО рассчитываются на основе показаний приборов учета ЭЭ, как разность между суммарным поступлением ЭЭ в сеть и суммарным отпуском ЭЭ из сети [5, 6]

$$\Delta W^{\text{факт}} = \sum W^{\text{пост}} - \sum W^{\text{отп}}. \quad (2.4.1)$$

Таким образом, ЭСО получают деньги за потери ЭЭ исходя из нормативного уровня потерь ЭЭ, а платят за потери исходя из фактического уровня потерь. В случае, когда уровень нормативных потерь совпадает с уровнем фактических потерь ЭЭ, объем средств, поступающий за потери ЭЭ, совпадает с объемом средств на оплату этих потерь. Такая идеальная ситуация возможна, когда фактические и нормативные потери в точности равны технологическим потерям ЭЭ, которые можно рассматривать в качестве эталонного значения, к которому $\Delta W^{\text{факт}}$ и $\Delta W^{\text{норм}}$ должны стремиться. В случае, когда фактические потери ЭЭ превышают нормативное значение $\Delta W^{\text{норм}}$, ЭСО несут финансовые убытки, связанные с необходимостью оплаты сверхнормативных потерь ЭЭ в своих сетях. Данная ситуация наиболее характерна для отечественных ЭСО и связана со следующими причинами [6]:

1. Фактический уровень потерь превышает нормативный по причине заниженного уровня нормативных потерь по сравнению с технологическими. Для объектов ЕНЭС нормативные потери ЭЭ определяются расчетным способом на основе схемно-технических методов расчета потерь в соответствии с [8]. При полном отсутствии информационных и методических погрешностей нормативные потери должны быть равны техническим потерям. При этом используется информация о параметрах схемы замещения электрической сети и информация, характеризующая загрузку (ре-

жим) работы отдельных элементов сети. Каждый из этих видов информации обладает погрешностью. Кроме того, методическая погрешность расчета технических потерь присуща любому методу расчета [23, 24]. Для территориальных сетевых организаций методика расчета нормативных потерь предусматривает использование метода сравнительного анализа, то есть потери ЭЭ для конкретного ТСО определяются как усредненные значения потерь аналогичных ТСО в соответствии с методикой [19]. В качестве влияющих на потери факторов используются обобщенные характеристики сети и ее нагрузка. Погрешность такого способа определения технических потерь может составлять десятки процентов, так как не учитываются многие факторы, оказывающие существенное влияние на величину технических потерь ЭЭ [6].

2. Фактический уровень потерь превышает нормативный по причине завышенного уровня фактических потерь по сравнению с технологическими. Для отечественных ЭСО такая ситуация наиболее характерна ввиду занижения измерений ЭЭ, формирующих отпуск ЭЭ из сети. Очень многие средства учета ЭЭ находятся на объектах и в собственности потребителей и контроль их состояния со стороны ЭСО затруднен. Занижение измерений, формирующих полезный отпуск ЭЭ, приводит к снижению платы за ЭЭ и выгодно потребителю. Занижение полезного отпуска ЭЭ приводит к увеличению в составе фактических потерь коммерческой составляющей $\Delta W^{\text{ком}}$

$$\Delta W^{\text{факт}} = \Delta W^{\text{техн}} \pm \Delta W^{\text{ком}}. \quad (2.4.2)$$

Структура коммерческих потерь ЭЭ определяется тремя составляющими

$$W^{\text{ком}} = \Delta W^{\text{метр}} + \Delta W^{\text{бу}} + \Delta W^{\text{сбыт}}. \quad (2.4.3)$$

Первая составляющая $\Delta W^{\text{метр}}$ связана с метрологическими погрешностями, определяющими недоучет ЭЭ. Вторая составляющая коммерческих потерь ЭЭ $\Delta W^{\text{бу}}$ связана с явлением, которое носит официальное название «безучетное потребление», а неофициально это явление называется «хищения электроэнергии». Третья составляющая $\Delta W^{\text{сбыт}}$ связана с занижением полезного отпуска ЭЭ вследствие недостатков энергосбытовой деятельности [6].

Таким образом, ЭСО финансово заинтересованы в снижении своих фактических потерь. Такое снижение в соответствии с формулами (2.4.2) и (2.4.3) возможно, как за счет технических, так и за счет коммерческих потерь ЭЭ. Существует большое число исследований, посвященное снижению технических и коммерческих потерь ЭЭ [25–30]. Как правило, мероприятия, направленные на снижение коммерческих потерь ЭЭ, имеют существенно меньшие сроки окупаемости и должны быть более приоритетными по сравнению с мероприятиями по снижению технических потерь ЭЭ.

Первоочередным вопросом, влияющим на уровень фактических и коммерческих потерь электроэнергии, является вопрос собственности на средства учета ЭЭ. Во многих странах ЕС обязанность по оснащению и обслуживанию потребителей средствами учета ЭЭ (в первую очередь бытовых) лежит на ЭСО. При этом переход на автоматизированный (интеллектуальный) учет ЭЭ для большинства ЭСО является планируемым показателем [6].

Отечественная нормативная база и сложившаяся практика взаимодействия ЭСО, потребителей и гарантирующих поставщиков в вопросах учета электрической энергии представляется достаточно сложной, зарегламентированной и либеральной

по отношению к потребителю, что не способствует искоренению коммерческих потерь электроэнергии. Это приводит к тому, что уровень фактических потерь превышает технические потери за счет коммерческой составляющей.

Нормирование потерь ЭЭ отталкивается от достигнутого уровня фактических потерь, но при этом оказывается постоянное давление на ЭСО в направлении снижения коммерческой составляющей. Кроме того, органы регулирования понимают, что полное и мгновенное искоренение коммерческих потерь невозможно и, поэтому эта задача растянута во времени. Резкое снижение норматива на потери ухудшит финансовое положение многих ЭСО, прежде всего тех, у которых велика доля полезного отпуска на низком напряжении, так как именно в низковольтных сетях наибольший процент коммерческих потерь ЭЭ. До сих пор в состав нормативных потерь включается часть коммерческих потерь ЭЭ. Это приводит к тому, что ТПЭ завышаются для всех потребителей, так как нормативные потери могли бы быть меньше. Последнее означает, что за счет добросовестных потребителей оплачиваются коммерческие потери, создаваемые недобросовестными потребителями за счет хищений ЭЭ.

В большинстве стран ЕС, в отличие от РФ, электросетевые предприятия обладают монопольным правом на установку и обслуживание средств учета электрической энергии, даже если эти средства располагаются на объектах потребителей. Отход от данных принципов приводит к повышенному уровню коммерческих потерь электроэнергии, что приводит к повышению тарифов на передачу электроэнергии [6].

С точки зрения ТПЭ интерес представляет возможность введения дифференцированной по времени суток платы за потери ЭЭ. Для этого ЭСО должна иметь АИИС КУЭ, обеспечивающую сбор измерений ЭЭ по всем точкам приема и отдачи ЭЭ, в пределах границы сетевого предприятия на коротких интервалах времени. По всей видимости, подобные системы учета могут быть проблематичны для ЭСО, обслуживающих большое количество потребителей на низком классе номинального напряжения, так как у этих потребителей преобладают интегральные приборы учета, позволяющие измерять ЭЭ только на месячных интервалах времени.

Второй момент связан с возможностью внедрения генерирующего оборудования малой мощности в низковольтные сети ЭСО для целей компенсации потерь ЭЭ. Оптимальный выбор точки подключения в сеть такого генерирующего оборудования позволяет снизить суммарные потери ЭЭ в большем объеме, чем выработка ЭЭ вновь подключаемыми генераторами [6, 31, 32].

2.4.2.4. Обзор практики оплаты услуг на транспорт электроэнергии в Европейском союзе

В странах Европейского союза (ЕС) транспорт (transmission) и распределение (distribution) электрической энергии осуществляются, как правило, разными электросетевыми компаниями. Обычно в каждой стране ЕС существует одно предприятие магистральных высоковольтных электрических сетей, осуществляющее транспорт ЭЭ на напряжениях 50–110 кВ и выше, называемое «Transmission System Operator» (TSO). Предприятия, осуществляющие распределение ЭЭ по сетям средних и низких уровней номинального напряжения, имеют общее название «Distribution system operator» (DSO) и число таких предприятий в каждой стране может быть достаточно большим [6-9].

Помимо электросетевой деятельности на TSO многих стран возлагаются функции диспетчеризации, аналогичные функциям российского «Системного оператора ЕЭС». С 2008 г. TSO европейских стран объединены в рамках организации, имеющей аббревиатуру ENTSO-E (англ. European Network of Transmission System Operators for Electricity). В терминологии ОАО «СО ЕЭС» ENTSO-E переводится как «Европейское сообщество операторов магистральных сетей в области электроэнергетики». Следует отметить, что в ЕС разработаны пакеты документов, регламентирующих взаимоотношения национальных компаний по транспорту ЭЭ (TSO) во всех областях деятельности.

Таблица 2.4.1

**Соотношение магистральных электрических сетей
стран ЕС по классам напряжений**

%, км	400 - 330 кВ	220 - 150 кВ	132 - 50 кВ
Австрия	34%	47%	19%
Бельгия (Elia)	14%	47%	39%
Босния и Герцеговина	14%	24%	62%
Болгария (NEK)	17%	19%	64%
Хорватия	17%	16%	67%
Кипр	0%	0%	100%
Чешская Республика (CEPS)	68%	31%	1%
Дания (Energinet.dk)	28%	48%	24%
Эстония (Elering)	32%	3%	65%
Финляндия (Fingrid)	33%	15%	52%
Франция (RTE)	21%	27%	52%
FYROM	28%	0%	72%
Германия	60%	40%	0%
Великобритания (NGT)	49%	25%	26%
Греция (ADMIE)	28%	72%	0%
Венгрия (Mavir)	67%	29%	4%
Ирландия (EirGrid)	11%	30%	59%
Исландия (Landsnet)	0%	26%	74%
Италия (Terna)	19%	81%	0%
Латвия (Augstsprieguma Tikls)	26%	0%	74%
Литва (Litgrid)	26%	0%	74%
Люксембург	0%	100%	0%
Черногория	23%	28%	49%
Нидерланды (TenneT)	25%	50%	25%
Северная Ирландия (SONI)	0%	38%	62%
Норвегия (Statnett)	73%	0%	27%
Польша (PSE)	41%	58%	1%
Португалия (REN)	29%	71%	0%
Румыния (Transelectrica)	55%	44%	1%
Сербия (EMS)	18%	20%	62%
Словакия (SEPS)	68%	29%	3%
Словения (Eles)	23%	12%	65%
Испания (REE)	50%	45%	5%
Швеция (Svenska K.)	74%	26%	0%
Швейцария	27%	73%	0%

В странах ЕС существуют отличия в принципах оплаты услуг на транспорт ЭЭ в высоковольтных электрических сетях от оплаты услуг на распределение ЭЭ в низковольтных сетях. Во всех странах ЕС транспорт ЭЭ относится к регулируемому виду деятельности, но существует большое разнообразие в схемах организации и функционирования энергетики. Это разнообразие обусловлено многими, в том числе и историческими причинами, и приводит к тому, что механизмы оплаты услуг на транспорт и распределение ЭЭ в странах ЕЭ различаются существенно [6].

В таблице 2.4.1 представлены соотношения между протяженностью линий электрических сетей по трем классам номинальных напряжений, относящимся к магистральным электрическим сетям (TSO), в странах ЕС. Более низкие классы напряжений относятся к распределительным сетям (DSO), которые обсуждаются в разд. 2.5 [6, 9].

В большинстве стран ЕС плата за передачу взимается исключительно с потребителей ЭЭ и только в 14 странах передачу ЭЭ частично оплачивают генерирующие компании. В 8 странах ЕС в состав платы за передачу ЭЭ не включаются затраты на компенсацию потерь. Так же можно отметить, что в подавляющем большинстве стран ЕС плата за передачу электроэнергии включает в себя оказание системных услуг и не зависит от временных рамок и географического положения.

2.4.2.5. Обзор практики оплаты услуг на распределение электроэнергии в Европейском союзе

В большинстве стран Европейского союза ТПЭ распределительных сетевых компаний определяется местными регулирующими органами. Однако в некоторых странах ТПЭ регулирующие органы определяют совместно с ТСО. Испания единственная страна, в которой ТПЭ определяет правительство [6-9].

Во всех странах ЕС ТПЭ зависят от уровня номинального напряжения в точке подключения потребителя. Структура ТПЭ обычно определяется:

- компонентой, связанной с отпуском ЭЭ потребителю;
- компонентой, связанной со значением потребляемой мощности (для промышленных потребителей это измеряемый максимум мощности, а для частных лиц и домовладений – договорная величина);
- постоянной компонентой (ставка на содержание), покрывающей затраты на учет (измерения) и административные издержки.

Время использования применяется в ряде стран ЕС и обычно существует дифференциация ТПЭ в зависимости от времени (день/ночь) и сезона (зима/лето) для промышленных потребителей.

Единый (национальный) тариф существует в Хорватии, Франции, Литве, Словении, Испании, Венгрии, Мальте, Португалии, Кипре, Греции, Италии. В остальных странах ТПЭ различны для разных DSO или для разных территориальных (тарифных) зон, которые могут обслуживаться несколькими DSO. Социальные тарифы применяются в Испании, Италии, Франции, Греции. В Италии, Португалии ЭСО принимают на себя социальные дотации.

Плата за подключение определяется как «высокая», когда она покрывает затраты потребителя и инфраструктурные затраты, и «низкая», когда инфраструктурные затраты покрываются частично. Полные затраты по-разному распределены между разными группами потребителей. Домовладения оплачивают от 33 % до 69 % всех затрат на передачу ЭЭ.

В большинстве стран тарифы на передачу ЭЭ не связаны с загрузкой электрической сети. Постепенно политика регулирования ТПЭ из области краткосрочных ценовых сигналов, направленных на выравнивание нагрузки сетей, перемещается в область долгосрочных сигналов для развития распределительных сетей и дополнительного прироста потребления [6, 9].

Практически во всех странах ЕС ЭСО являются монополистами в области установки, владения и обслуживания средств учета ЭЭ. Исключение могут составлять только крупные промышленные потребители, которые сами владеют средствами учета. В Великобритании владельцы средств измерений ЭЭ функции учета выполнять не могут, так как этой деятельностью должны заниматься независимые организации. В Швеции сбором измерительной информации занимаются ЭСО, хотя и не владеют средствами учета. Внедрение систем Smart Metering активно происходит в разных странах ЕС:

- Италия, Финляндия, Швеция практически завершили установку;
- Австрия, Франция, Ирландия, Литва, Кипр, Греция, Люксембург, Чешская Республика, Венгрия, Португалия, Венгрия, Польша, Германия, Румыния, Словакия имеют охват системами Smart Metering ниже 10 %;
- большинство стран имеют планы к 2020 г. обеспечить полное оснащение, за исключением Германии, Чешской Республики, Венгрии, Португалии, Румынии и Словакии [6].

2.4.2.6. Анализ структуры тарифов на передачу электроэнергии в Европейском союзе

Лица, определяющие тарифы на передачу

Ответственность за тарифообразование в странах ЕС, как правило, распределена между несколькими структурами. Каждое правительство через национальное законодательство определяет основные принципы тарифообразования. Если обобщать, то используется два основных подхода:

1. Регулирующие орган несет основную ответственность и персонально отвечает за методологию и значения ТПЭ на периоде регулирования. Такой подход применяется в Австрии, Хорватии, Чехии, Франции, Греции, Венгрии, Италии, Ирландии, Люксембурге, Литве, Португалии, Румынии и Словении. Испания является особым случаем, так как ТПЭ формирует правительство страны.

2. Ответственность распределена между РО и ЭСО. РО определяет правила, методологию и уровень доходности, а ЭСО производит расчет тарифа и распределение составляющих между различными категориями потребителей. Затем регулирующий орган оценивает и одобряет ТПЭ. Данный подход применяется в Бельгии, Ки-

пре, Дании, Эстонии, Финляндии, Германии, Мальте, Польше, Словакии, Швеции, Нидерландах и Великобритании [6].

На рисунке 2.4.1 представлено численное распределение ответственности за тарифообразование в странах ЕС.

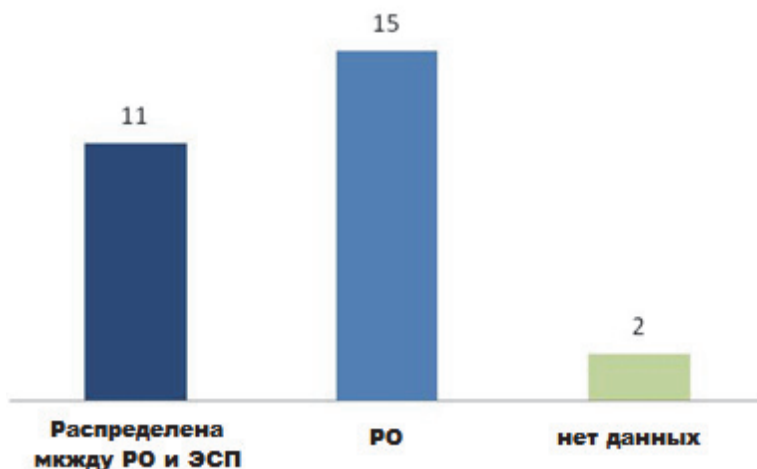


Рис. 2.4.1. Ответственные стороны, определяющие ТПЭ

Структура тарифа на передачу

Во всех странах ЕС структура ТПЭ определяется национальным регулятором. В большинстве случаев дифференциация связана с уровнем напряжения, а в ряде стран еще и с «группой» потребителя [6, 9].

Основные параметры, учитываемые в тарифообразовании следующие.

– Уровень напряжения на границе раздела балансовой принадлежности между ЭСО и потребителем. Высокое напряжение (выше 36 кВ), Среднее напряжение (1-36 кВ), Низкое напряжение (менее 1 кВ).

– Договорная мощность. Тарифные уровни определяются договорной мощностью с учетом профиля нагрузки потребителя.

– Группа потребителя (небольшие дома, домовладения, фермы, малые промышленные потребители, средние промышленные потребители, общественные системы освещения, электрозаправки и т.д.).

– Системы учета. Уровень тарифа зависит от возможностей измерительной системы (возможность интервального учета ЭЭ, контроль пиковой мощности, измерение реактивной ЭЭ и мощности).

– Годовое потребление. Уровень тарифа зависит от неравномерности потребления в течение года.

– Географическая зона. В ряде стран географическая зона является параметром, влияющим на уровень тарифа.

Таблица 2.4.2 описывает параметры, участвующие в определении тарифного уровня для каждой из стран.

Параметры, участвующие в определении тарифного уровня

Страна	Структура тарифа				
	Уровень напряжения	Годовое потребление	Группа потребителя	Система учета	Договорная мощность
Австрия	да	-	-	Да	да
Бельгия	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Болгария	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Хорватия	н.д.	-	да	Да	-
Кипр	да	-	да	-	-
Чешская Республика	да	-	да	-	да
Дания	да	-	-	-	-
Эстония	да	-	-	-	-
Финляндия	да	да	да	-	да
Франция	да	-	-	Да	да
Германия	да	-	-	Да	-
Великобритания	да	-	да	Да	да
Греция	да	-	-	Да	да
Венгрия	да	-	-	-	да
Ирландия	да	-	да	Да	да
Италия	да	-	да	-	-
Латвия	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Литва	да	-	да	-	-
Люксембург	да	-	-	Да	-
Мальта	да	да	да	-	да
Нидерланды	да	-	-	-	да
Польша	да	-	-	-	да
Португалия	да	-	-	-	да
Румыния	да	-	-	-	-
Словакия	да	-	да	-	-
Словения	да	-	-	-	-
Испания	да	-	-	-	да
Швеция	зависит от ТСО				

В большинстве стран ЕС основным параметром, влияющим на ТПЭ, является уровень напряжения. В Германии, Эстонии, Румынии и Словении это единственный параметр, используемый для определения тарифной категории потребителя.

В других странах, как уровень напряжения, так и договорная мощность – основные параметры для определения тарифной категории потребителя. Так делается в Австрии, Франции, Греции, Венгрии, Нидерландах, Польше, Португалии и Испании. В таких странах как Хорватия, Кипр, Чехия, Италия, Литва и Словакия тариф определяется уровнем напряжения и группой (типом) потребителя (домовладение, малое предприятие, большое предприятие и т.д.). В Чехии, Финляндии, Ирландии и Мальте тариф определяется уровнем напряжения, группой потребителя и договорной мощностью. Наконец в Швеции методология тарифообразования различна в разных DSO [6].

Компоненты тарифов на передачу

В разделе описывается распределение итогового тарифа на передачу ЭЭ между различными тарифными компонентами и их весовые значения для трех групп потребителей [6]:

- домовладения на низком напряжении с годовым потреблением до 3500 кВт·ч и договорной мощностью до 6 кВт;
- малые промышленные потребители на низком напряжении с годовым потреблением до 50000 кВт·ч и мощностью до 35 кВт;
- большие индустриальные потребители с заявленной мощностью до 4000 кВт.

Постоянная компонента, в некоторых странах известная как плата за обслуживание точки подключения (потребителя), определяется за день, месяц или год. Компонента, определяемая потребляемой мощностью, оплачивается по ставке, устанавливаемой в €/кВт. Для домовладений контроль мощности обеспечивается за счет защитных автоматов (предохранителей), а для индустриальных потребителей за счет измерительных систем, фиксирующих максимум нагрузки. Компонента, определяемая переданным потребителю объемом ЭЭ, в некоторых странах известна как товарная (переменная) составляющая и исчисляется по ставке €/кВт·ч. Реактивная энергия оплачивается по ставке, исчисляемой в €/кВар·ч. Потери энергии в большинстве стран включены в компоненту, определяемую потреблением активной ЭЭ [6].

Группа потребителей – частные домовладения

В таблице 2.4.3 представлена информация о применяемых компонентах тарифа в разных странах ЕС в отношении частных домовладений [6].

Для группы частных домовладений 17 стран применяют постоянную плату (ставку на содержание), меньшее число стран (10) применяет плату за мощность. Постоянная плата зависит от различных параметров, описываемых ниже. Так в Австрии домовладелец платит фиксированную (ежегодно устанавливаемую) сумму от 13,8 до 23,52 €/год и эта плата зависит от зоны (района). В Дании и Италии все домовладельцы платят одинаковую ставку. В Чехии установлена фиксированная ставка в зависимости от максимальной мощности, определяемой вводным автоматом. В Люксембурге домовладельцы с умными счетчиками платят только 2€ в месяц в качестве фиксированной платы [6].

Компоненты тарифа для частных домовладений

Страна	Компоненты тарифа				
	Постоянная плата	Плата за мощность	Плата за энергию	Плата за реактивную энергию	Иное
Австрия	да	нет	да	нет	нет
Бельгия	да	нет	да	нет	нет
Болгария	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Хорватия	нет	нет	да	нет	да, учет
Кипр	да	нет	да	нет	нет
Чешская Республика	да	нет	да	нет	нет
Дания	да	нет	да	нет	нет
Эстония	нет	да	да	нет	нет
Финляндия	нет	да	да	нет	нет
Франция	да	да	да	нет	нет
Германия	да	нет	да	нет	нет
Великобритания	да	нет	да	нет	нет
Греция	нет	да	да	нет	нет
Венгрия	да	нет	да	да	да, потери
Ирландия	да	нет	да	да	нет
Италия	да	да	да	нет	да, учет
Латвия	н.д.	н.д.	н.д.	нет	н.д.
Литва	да	нет	да	нет	да, учет
Люксембург	да	нет	да	нет	нет
Мальта	да	нет	да	нет	нет
Нидерланды	да	да	нет	нет	нет
Польша	да	нет	да	нет	да, учет
Португалия	нет	да	да	нет	нет
Румыния	нет	нет	да	нет	нет
Словакия	нет	да	да	нет	да, потери
Словения	нет	да	да	нет	нет
Испания	нет	да	да	нет	да, учет
Швеция	да	нет	да	нет	нет

Ставка за мощность зависит от величины договорной мощности конечного пользователя. Пользователь может выбирать ставку за кВт/день, кВт/месяц или кВт/год. Мощностная компонента применяется в Финляндии, Греции, Италии, Португалии, Словакии, Словении, Испании и Нидерландах. Почти во всех странах (25 стран) существует плата за энергию за исключением Нидерландов. В Австрии, Хор-

вации, Чехии, Ирландии, Литве, Португалии, Польше, Испании, и Великобритании плата за энергию дифференцирована от времени, что побуждает пользователей снижать загрузку в часы максимума, выравнивая графики нагрузок. Так в Австрии существует четыре временных блока (зима и лето, пиковое и непиковое время дня). В Ирландии, Хорватии, Эстонии и Литве энергетическая компонента имеет одну или две временные зоны. В Испании используется три временных зоны. Реактивная энергия в оплате услуг ТСО используется только в Венгрии и Ирландии. В некоторых странах существуют дополнительные компоненты в тарифе на передачу (распределение) ЭЭ. В Венгрии и Словакии существует компонента, связанная с потерями ЭЭ, которая является частью тарифа. В Хорватии, Италии, Литве, Польше и Испании существует отдельная компонента ТПЭ, связанная с использованием измерительных приборов (счетчиков).

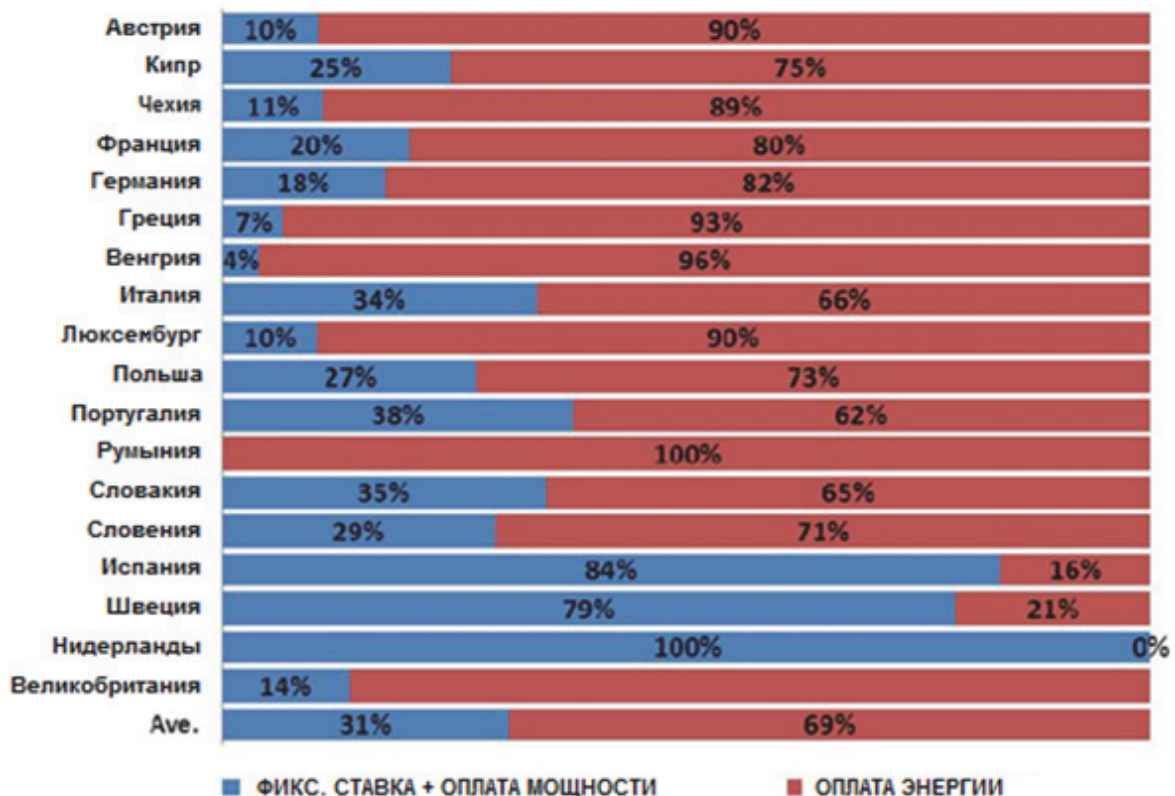


Рис. 2.4.2. Соотношение различных компонент в ТПЭ для частных домовладений

Рисунок 2.4.2 показывает соотношение в ТПЭ различных компонент для частных домовладений стран ЕС. Постоянная ставка объединена с платой за мощность и сравнивается с компонентой, связанной с оплатой энергии.

Для домовладений среднее значение энергетической компоненты составляет 69 % (из 19 стран ЕС по которым данные доступны). И для большинства стран энергетическая компонента является преобладающей. В Румынии весь ТПЭ закрывается платой за активную энергию. Однако в Испании, Швеции и Финляндии доля энергетической компоненты мала. В Нидерландах платы за энергию в ТПЭ нет.

Группа потребителей – малый бизнес

В таблице 2.4.4 представлено использование различных компонент ТПЭ для малых производственных потребителей стран ЕС [6].

Таблица 2.4.4

Компоненты тарифа для малых производственных потребителей

Страна	Компоненты тарифа				
	Постоянная плата	Плата за мощность	Плата за энергию	Плата за реактивную энергию	Иное
Австрия	нет	да	да	н.д.	нет
Бельгия	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Болгария	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Хорватия	нет	да	да	да	да, учет
Кипр	да	нет	да	нет	нет
Чешская Республика	нет	да	да	да	нет
Дания	да	нет	да	нет	нет
Эстония	нет	да	да	да	н.д.
Финляндия	нет	да	да	нет	нет
Франция	да	да	да	да	нет
Германия	нет	да	да	да	нет
Великобритания	да	да	да	да	нет
Греция	нет	да	да	нет	нет
Венгрия	да	нет	да	да	да, потери
Ирландия	да	нет	да	да	нет
Италия	да	да	да	нет	да, учет
Латвия	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Литва	нет	да	да	нет	нет
Люксембург	нет	да	да	нет	да, учет
Мальта	да	нет	да	да	нет
Нидерланды	нет	да	нет	да	нет
Польша	нет	да	да	нет	да, учет
Португалия	нет	да	да	да	нет
Румыния	нет	нет	да	нет	нет
Словакия	нет	да	да	нет	да, потери
Словения	нет	да	да	нет	нет
Испания	нет	да	да	да	да, учет
Швеция	да	нет	да	нет	нет

Большинство стран (18) использует плату за мощность чаще, чем фиксированную плату (9). Плата за мощность применяется в Австрии, Хорватии, Чехии, Финляндии, Франции, Германии, Великобритании, Греции, Италии, Литве, Люксембурге, Польше, Португалии, Словакии, Словении, Испании и Нидерландах. Фиксированная компонента применяется во Франции, Дании, Кипре, Венгрии, Ирландии, Италии, Мальте, Швеции и Великобритании. Во Франции и Италии обе компоненты применяются по отношению к малым промышленным потребителям. В Великобритании обе компоненты могут применяться, если потребитель использует Smart Metering. В Эстонии использование платы за мощность зависит от ТСО. В 15 странах время применения тарифа определяется индивидуальным способом. Компонента, связанная с реактивной энергией, для малого бизнеса применяется в 12 странах. В Венгрии и Словакии применяется компонента, связанная с потерями энергии. В Хорватии, Испании, Люксембурге, Италии и Польше применяется компонента, связанная с затратами на средства учета (измерения).

Рисунок 2.4.3 показывает соотношение в ТПЭ различных компонент для объектов малого бизнеса европейских стран.

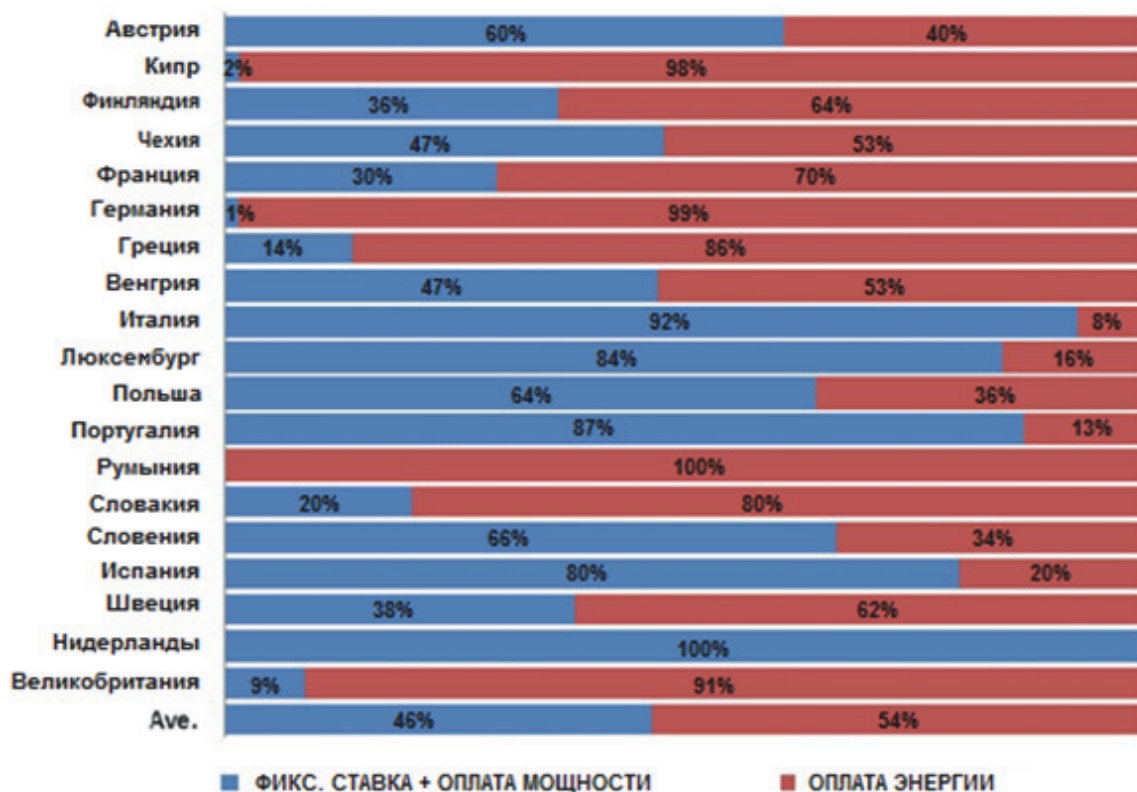


Рис. 2.4.3. Соотношение различных компонент в ТПЭ для малого бизнеса

По данным, полученным от 19 стран ЕС, для малого бизнеса плата за активную энергию составляет 54%, а 46% приходится на компоненты, связанные с фиксированной платой (содержание) и платой за мощность. В 6 странах из 19 доля платы за активную энергию превышает 85% от полной стоимости. Это Кипр, Германия, Греция, Румыния, Словакия и Великобритания. Румыния – особый случай, где оплачива-

ется только энергетическая компонента. В остальных странах для малого бизнеса плата за транспорт (распределение) ЭЭ распределена между всеми компонентами более равномерно.

Группа потребителей – крупный бизнес

В табл. 2.4.5 представлено использование различных компонент ТПЭ для потребителей крупного бизнеса стран ЕС.

Таблица 2.4.5

Компоненты ТПЭ для потребителей крупного бизнеса

Страна	Компоненты тарифа				
	Постоянная плата	Плата за мощность	Плата за энергию	Плата за реактивную	Иное
Австрия	нет	да	да	нет	нет
Бельгия	да	да	да	да	нет
Болгария	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Хорватия	нет	да	да	да	да, учет
Кипр	да	нет	да	нет	нет
Чешская Республика	нет	да	да	да	нет
Дания	да	нет	да	нет	нет
Эстония	нет	да	да	да	нет
Финляндия	нет	да	да	да	нет
Франция	да	да	да	да	нет
Германия	нет	да	да	да	нет
Великобритания	да	да	да	да	да
Греция	нет	да	да	да	да
Венгрия	да	да	да	да	да, потери
Ирландия	да	да	да	да	нет
Италия	да	да	да	нет	да, учет
Латвия	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Литва	нет	да	да	нет	нет
Люксембург	нет	да	да	нет	да, учет
Мальта	да	нет	да	да	нет
Нидерланды	нет	да	да	нет	нет
Польша	нет	да	да	да	да, учет
Португалия	нет	да	да	да	нет
Румыния	нет	нет	да	нет	нет
Словакия	нет	да	да	нет	да, потери
Словения	нет	да	да	да	нет
Испания	нет	да	да	да	да, учет
Швеция	да	нет	да	нет	нет

В большинстве стран (21) с доступной информацией существует компонента, связанная с оплатой мощности. Кипр, Дания, Мальта, Румыния и Швеция – исключение. Только в Мальте существует фиксированная плата €/год и плата за энергию, а в Румынии существует только плата за энергию. В Дании крупные потребители платят абонентскую плату, одинаковую для всех. В шести странах одновременно существует плата за мощность и фиксированная плата (за обслуживание), это Бельгия, Франция, Венгрия, Ирландия, Италия и Великобритания.

Так же, как и в группе малых потребителей, во всех странах существует оплата энергии. В 15 странах тариф на передачу дифференцирован во времени. Реактивная энергия оплачивается в 16 странах. В девяти странах существует дополнительная компонента в ТПЭ. Эти компоненты аналогичны малым потребителям.

На рисунке 2.4.4 представлено соотношение между компонентами тарифа для крупных потребителей в разных странах ЕС. Средняя доля энергетической компоненты составляет 58 %. В Румынии и на Кипре энергетическая компонента составляет 100 %.

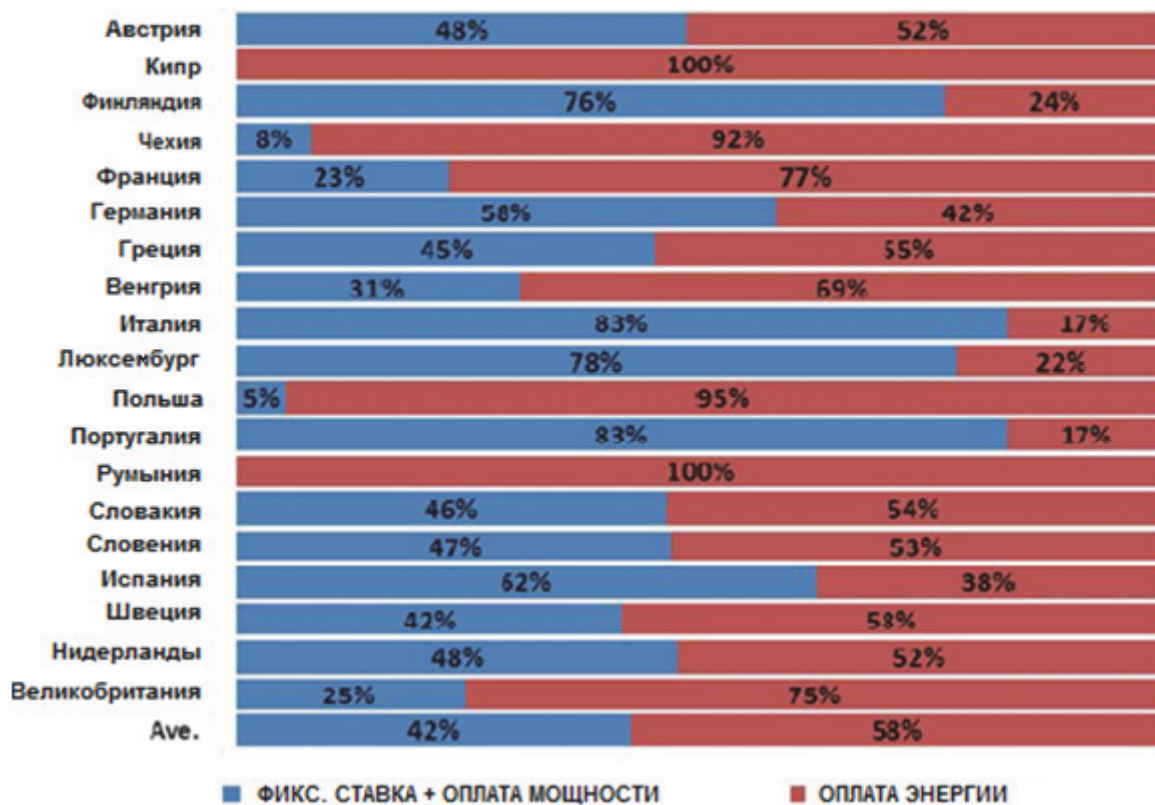


Рис. 2.4.4. Соотношение различных компонент в ТПЭ для крупного бизнеса

2.4.2.7. Действующее нормативное регулирование в России при расчете платы за технологические присоединение

Технологическое присоединение (ТП) – комплексная услуга, оказываемая ЭСО всем заинтересованным лицам для создания технической возможности потребления ЭЭ. Порядок ТП установлен Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по

производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. №861 [2, 6].

ТП осуществляется в отношении:

- объектов, впервые вводимых в эксплуатацию;
- ранее присоединенных объектов, максимальная мощность которых увеличивается;
- объектов, у которых изменяется категория надежности электроснабжения;
- объектов, у которых изменяется точка присоединения;
- объектов, у которых изменяется вид производственной деятельности, не влекущий пересмотр величины максимальной мощности, но изменяющий схему внешнего электроснабжения таких энергопринимающих устройств.

Приказом Федеральной антимонопольной службы России от 29.08.2017 года № 1135/17 утверждены методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям [59], согласно которым особенности формирования платы за ТП можно разделить по критерию присоединения к объектам ЕНЭС и к объектам иных ЭСО.

Размер платы за ТП к объектам ЕНЭС устанавливается приказом ФАС России индивидуально для конкретного заявителя на основании документов, подтверждающих затраты организации по управлению ЕНЭС (ФСК ЕЭС) на реализацию данного ТП при необходимости строительства объектов электросетевого хозяйства от существующих электрических сетей до энергопринимающих устройств заявителя (мероприятия «последней мили»). В случае отсутствия необходимости осуществления мероприятий «последней мили» размер платы определяется по формуле:

$$П = C_1, \quad (2.4.4)$$

где C_1 – размер стандартизированной тарифной ставки на покрытие расходов на ТП энергопринимающих устройств к объектам ЕНЭС в расчете за одно присоединение в рублях.

Размер ставки C_1 при ТП к объектам ЕНЭС утверждается соответствующим приказом ФАС России на очередной период регулирования вне зависимости от запрашиваемой категории электроснабжения. Дифференциация указанной ставки осуществляется по трем категориям:

- ТП объектов по производству ЭЭ, присоединяемая мощность которых превышает 5 МВт.
- ТП энергопринимающих устройств и объектов электроэнергетики с присоединяемой мощностью до 5 МВт включительно.
- ТП энергопринимающих устройств, а также объектов электросетевого хозяйства, присоединяемая мощность которых превышает 5 МВт.

При этом, существует ограничение на ТП новых потребителей к объектам, принадлежащим ФСК ЕЭС на уровне напряжения ниже 110 кВ за исключением ряда случаев, описанных в [2, 6].

Для расчета платы за ТП к территориальным распределительным сетям органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов на очередной период регулирования утверждаются единые для всех ТСО по субъекту РФ:

1. Формула расчета платы за ТП.

2. Стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов ТСО (C_1 – подготовка и выдача ТУ, а так же проверка их выполнения, C_2 – строительство ВЛ, C_3 – строительство КЛ, C_4 – строительство пунктов секционирования, C_5 – строительство трансформаторных подстанций до 35 кВ, C_6 – строительство распределительных трансформаторных подстанций до 35 кВ, C_7 – строительство распределительных трансформаторных подстанций выше 35 кВ).

3. Ставки за единицу максимальной мощности (руб./кВт) для определения платы за ТП ($C_1^{maxN} \dots C_7^{maxN}$).

Исходя из указанных ставок, ТСО рассчитывают плату за технологическое присоединение заявителей на уровне напряжения ниже 35 кВ и мощности менее 8900 кВт, при этом заявитель вправе осуществить самостоятельный выбор ставки для расчета платы за ТП при условии присоединения на уровне напряжения не выше 20 кВ, максимальной мощности не более 670 кВт и расстояния от границ своего участка до существующих сетей нужного класса напряжения не более 10 км. Для заявителей максимальной мощностью не более 150 кВт значение ставок $C_2 \dots C_7$ и $C_2^{maxN} \dots C_7^{maxN}$ равно нулю, т.е. оплачивается только подготовка и выдача ТУ и проверка их выполнения.

Для заявителей максимальной мощностью не менее 8900 кВт и на уровне напряжения не ниже 35 кВ расчет платы за ТП осуществляется индивидуально органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации на основании описанных выше ставок.

В случае осуществления ТП по индивидуальному проекту, согласно [59], размер платы рассчитывается по формуле:

$$П = P + P_{и} + P_{тп}, \quad (2.4.5)$$

где P – стоимость мероприятий по подготовке и выдаче ТУ а так же проверки их выполнения, определяемая по стандартизированным тарифным ставкам; $P_{и}$ – расходы на выполнение мероприятий «последней мили», определяемые по смете, выполненной с применением сметных нормативов; $P_{тп}$ – расходы на оплату услуг технологического присоединения к электрическим сетям смежной сетевой организации.

Размер платы за ТП к электрическим сетям ТСО в случае запроса второй или первой категории надежности электроснабжения определяется путем суммирования мероприятий «последней мили» по каждому независимому источнику энергоснабжения на основании выданных сетевой организацией технических условий. Во всех вышеописанных случаях при расчете платы за ТП не учитываются расходы, связанные с развитием существующей инфраструктуры, в том числе связей между объектами ТСО и объектами ЕНЭС.

Для владельцев энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке) плата за ТП устанавливается не более 550 рублей при присоединении по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) при условии, что

расстояние от границ участка заявителя до объектов электросетевого хозяйства на уровне напряжения до 20 кВ включительно необходимого заявителю класса напряжения сетевой организации, в которую подана заявка, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности.

Расчет ставок осуществляется уполномоченными органами исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов на основании представленных сетевыми организациями сведений о расходах на соответствующие мероприятия по строительству объектов электросетевого хозяйства и данных о присоединенных объемах максимальной мощности за три предыдущих года [6].

2.4.3. Направления совершенствования системы оплаты услуг на передачу электроэнергии с учетом международного опыта

На основе обзора международного опыта можно сделать заключение о том, что в мире не найдено оптимальных подходов к формированию тарифов на передачу ЭЭ и процесс их совершенствования продолжается [6]. Ранее отмечалась необходимость совершенствования системы оплаты услуг на передачу электрической энергии в РФ. В рамках котловой модели тарифообразования для каждого электросетевого предприятия необходимо на год вперед прогнозировать объем валовой выручки и физические показатели деятельности, определяющие плату потребителей за передачу электроэнергии [6, 63]. Наиболее значимыми физическими показателями процесса электроснабжения является объем переданной потребителям электроэнергии, суточный или сезонный максимум мощности и величина потерь электрической энергии.

С этих позиций, система оплаты услуг на передачу ЭЭ должна использовать простые, стабильные и хорошо прогнозируемые параметры, описывающие процесс электроснабжения. С другой стороны, такой подход приводит к тому, что финансовая выручка электросетевого предприятия очень слабо связана с результативностью его деятельности и с качеством оказания услуги на передачу электроэнергии. Так, два наиболее важных показателя, определяющих плату за передачу ЭЭ, объем переданной потребителю электроэнергии и максимум нагрузки, практически никак не зависят от деятельности ЭСО. Величина потерь в сетях ЭСО, казалось бы, является весомым фактором, влияющим на финансовую выручку ЭСО. Однако ЭСО очень незначительно может повлиять на технические потери электроэнергии в своих сетях за счет реализации мероприятий по снижению технических потерь. Сроки окупаемости инвестиционных мероприятий по реконструкции сетей для целей снижения технических потерь ЭЭ, как правило, очень велики, и реконструкция производится по другим причинам. Мероприятия по снижению коммерческих потерь ЭЭ менее затратны и имеют хорошие сроки окупаемости. Однако реализация данных мероприятий затруднена в связи с тем, что нормативные документы в отношении средств учета ЭЭ в нашей стране существенно затрудняют для ЭСО проверку и снятие показаний с приборов учета, находящихся на объектах потребителей [6].

Отсутствие реальных финансовых стимулов к совершенствованию процесса электроснабжения потребителей является отрицательным моментом как отечественной системы оплаты услуг на передачу электроэнергии, так и систем многих других европейских стран. Это сдерживает внедрение современных эффективных техноло-

гий в области передачи и распределения электроэнергии ввиду их финансовой нерентабельности. Важно отметить, что простота системы тарифообразования является тормозом для внедрения технологий интеллектуальных сетей. Аналогичная ситуация возникает и со стороны потребителей ЭЭ. Действующая модель тарифообразования приводит к тому, что потребитель может выбрать одноставочную систему оплаты за передачу ЭЭ, которая предполагает оплату месячного объема активной ЭЭ на основе показания счетчика ЭЭ. При этом у потребителя нет финансовых стимулов к таким очевидным с точки зрения процесса электроснабжения вещам, как снижение потребления реактивной мощности, выравнивание суточных и сезонных графиков электропотребления, участие в регулировании напряжения и минимизации потерь электроэнергии, помощь электросетевым предприятиям в аварийных ситуациях. Такие возможности становятся все более реальными со стороны потребителей, так как у многих уже имеются генерирующие установки малой мощности, позволяющие плавно регулировать свое электропотребление [6,7,63].

Отсутствие в числе финансовых показателей характеристик надежности электроснабжения приводит к тому, что категория надежности никак не учитывается в рамках существующей системы оплаты услуг на передачу ЭЭ. В результате возникает ситуация, что и ЭСО несут за перерывы электроснабжения в большей степени административную, чем финансовую ответственность. В договорах электроснабжения предусматривается возможность ограничения электропотребления на время, определяемое категорией надежности.

При возникновении аварийных ситуаций, связанных со стихийными бедствиями и чрезвычайными ситуациями, ЭСО финансовой ответственности не несут. В спорных ситуациях взыскание ущерба за перерыв электроснабжения может осуществляться в судебном порядке. Анализ арбитражной практики показывает, что большинство дел о взыскании ущерба с энергоснабжающей организации проиграно. Прогрессивной должна быть такая система, которая предусматривает увеличение ТПЭ при повышении степени надежности и при снижении показателей аварийности. При этом должна строго соблюдаться финансовая ответственность ЭСО за перерывы электроснабжения [6].

По всей видимости, в рамках котловой системы тарифообразования может существовать система стимулирования ЭСО и потребителей, функционирующая в рамках надбавок и скидок к базовым ТПЭ. В качестве возможного примера можно рассмотреть скидки к котловому ТПЭ для потребителя за снижение им потребления реактивной энергии. При этом ЭСО в убытке не должно остаться, так как снижение его валовой выручки за счет скидки к ТПЭ для потребителя должно компенсироваться снижением технических потерь ЭЭ в сетях ЭСО и соответствующим снижением платы за потери ЭЭ. Подобная взаимовыгодная схема отношений может применяться в отношении других параметров, определяющих качество процесса электроснабжения. Важное значение имеет выравнивание графика нагрузки потребителей, которое возможно за счет скидок к ТПЭ в часы пониженной загрузки сети и надбавок к ТПЭ в часы максимума нагрузки [6, 7].

Реализация подобных идей возможна на базе технико-экономической модели процесса транспорта электрической энергии. Эта модель должна связывать технические параметры процесса транспорта электрической энергии с финансовыми результатами этого процесса [41–43]. Основными техническими параметрами процесса транс-

порта ЭЭ являются потоки активной и реактивной ЭЭ, относящиеся к узлам и ветвям схемы электрической сети, потери электроэнергии на элементах сети, максимальные и минимальные значения мощностей и напряжений. Подобная модель представляет интерес с точки зрения оценки влияния технологических параметров процесса передачи электроэнергии на финансовые результаты данной деятельности. С помощью такой модели можно оценить экономическую эффективность отдельных потребителей, влияние присоединения новых потребителей на котловые тарифы, оценить фактическую себестоимость электроснабжения различных потребителей и смежных электросетевых компаний. Модель может найти применение для разработки методики расчета индивидуальных тарифов на передачу электроэнергии для разных электросетевых предприятий на основе значимых технологических параметров [6,7].

Основная идея технико-экономической модели - описание процесса передачи ЭЭ с распределением полной стоимости услуг на передачу ЭЭ между узлами электрической сети с учетом загрузки электрического оборудования, вовлеченного в процесс электроснабжения конкретных нагрузочных узлов и с учетом затрат, которые связаны с функционированием каждого конкретного элемента электрической сети. Модель позволяет оценить индивидуальную стоимость электросетевых услуг для различных потребителей в зависимости от технологических, режимных и экономических особенностей процесса их электроснабжения.

Следует отметить, что потребители ЭЭ оплачивают услуги на передачу ЭЭ в соответствии с едиными котловыми тарифами на передачу, а смежные сетевые организации оплачивают услуги на передачу в соответствии с индивидуальными тарифами. Оплата услуг на передачу ЭЭ осуществляется на основе измерений ЭЭ по одноставочной или двухставочной системе. В одноставочной системе ТПЭ определяется только на основе измеренного количества потребленной ЭЭ. В двухставочной системе оплата содержания сети производится на основе измеренного значения максимальной мощности потребления, а оплата потерь ЭЭ производится на основе измеренного количества потребленной ЭЭ.

Если проводить аналогию с транспортировкой грузов, то полная стоимость транспортировки определяется стоимостью транспорта на всех участках пути от места погрузки до места отгрузки. Чем дальше транспортируется груз, тем выше стоимость транспорта каждой условной единицы (тонны). В отношении процесса передачи ЭЭ по электрическим сетям роль груза выполняют киловатт-часы, места погрузки – это узлы поступления ЭЭ в сеть рассматриваемой ЭСО или узлы генерации, а места отгрузки – узлы отпуска ЭЭ из сети или узлы потребления. Таким образом, итоговая стоимость передачи конкретного киловатт-часа складывается из стоимости его передачи на каждом элементе схемы сети в соответствии с траекторией протекания потока ЭЭ на всем пути от узла поступления ЭЭ в сеть до узла ее отпуска из сети. В случае, когда в узле схемы происходит растекание потоков ЭЭ по разным ветвям, соответствующие этим потокам стоимости передачи ЭЭ распределяются между ветвями отдачи ЭЭ пропорционально выходящим из рассматриваемого узла значениям ЭЭ. Процесс подсчета индивидуальных стоимостей передачи ЭЭ заканчивается, когда на всех элементах сети произошло перемещение индивидуальных стоимостей до конечных узлов отпуска ЭЭ из сети, и дальнейшие пути перемещения стоимостей отсутствуют [6].

В результате суммарные затраты на передачу ЭЭ рассматриваемой ЭСО распределяются на графе сети между всеми узлами потребления ЭЭ и узлами отпуска ЭЭ в сети смежных сетевых предприятий. Представляется, что такой подход, к распределению полной стоимости услуг на передачу между различными потребителями этой услуги наиболее точно учитывает механизм формирования себестоимости услуг на передачу ЭЭ для ЭСО. Указанный принцип можно кратко сформулировать следующим образом – стоимость услуг на передачу ЭЭ формируется затратами на содержание и затратами на компенсацию потерь, по оборудованию, которое непосредственно используется в процессе электроснабжения конкретного потребителя с учетом доли загрузки этого оборудования.

Основу технико-экономической модели, описывающей процесс передачи электрической энергии в сети, образует технологическая подсистема, описывающая распределение потоков и потерь ЭЭ в схеме электрической сети. Данная подсистема описывает основной технологический процесс транспорта и распределения ЭЭ в сетях энергосистем и в предшествующих работах, выполненных в УрФУ, она получила название модель «Энергораспределения» (ЭР) [10-12]. Следует отметить, что модель ЭР позволяет получить для заданного интервала времени сбалансированный энергетический режим, описывающий распределение потоков и потерь ЭЭ в схеме сети. На основании расчетных потоков и расчетных потерь ЭЭ производится распределение стоимости услуг на передачу ЭЭ на графе электрической сети [34-36].

2.4.4. Принципы формирования технико-экономической модели процесса передачи электрической энергии в сетях энергосистем

2.4.4.1. Общие принципы формирования модели процесса передачи электрической энергии в сетях как модели энерго-стоимостного распределения (ЭСР)

Суть идеи можно описать двухэтапной процедурой [6, 34-36]. На первом этапе суммарная стоимость услуг на передачу ЭЭ для рассматриваемой ЭСО распределяется между всеми подстанциями (узлы в схеме замещения) и всеми линиями электропередачи и трансформаторами (ветви в схеме замещения) пропорционально вкладу каждого элемента в итоговые затраты ЭСО. Суммарная стоимость услуг на передачу ЭЭ для ЭСО выступает в качестве исходных данных рассматриваемой задачи, и эта стоимость совпадает с НВВ сетевой организации, которая ежегодно рассчитывается на основании нормативных документов, утверждается и официально публикуется в средствах массовой информации регулирующими органами. В составе НВВ учитываются затраты на компенсацию потерь ЭЭ и затраты на содержание оборудования. Предполагается, что в идеальных условиях, расчетное значение НВВ должно совпасть с фактически полученным объемом финансовых средств за услуги на передачу ЭЭ.

Поскольку модель энерго-стоимостного распределения (ЭСР) основана на режиме ЭР, то расчет соответствующего режима должен выполняться на первом этапе решения задачи ЭСР. Распределение стоимости услуг на передачу ЭЭ между нагрузочными узлами должно производиться на основе модели технологического процесса, которая определяет распределение потоков ЭЭ (мощности) на графе электрической сети.

На втором этапе решения задачи стоимость услуг на передачу ЭЭ из узлов и ветвей транслируется (переносится) на последующие элементы электрической сети в соответствии с путями протекания потоков ЭЭ начиная от узлов поступления ЭЭ в сеть и заканчивая узлами отпуска ЭЭ из сети [34]. Это обеспечивает индивидуальный учет использования и загрузки всего электросетевого оборудования (линий электропередачи и подстанций), которые задействованы в процессе передачи электроэнергии до конечных точек ее поставки в электрической сети, то есть до узлов отпуска ЭЭ [6,7].

На данном этапе решения задачи ЭСР полная НВВ C_{Σ} делится на три составляющие:

– C_{Σ}^a составляющая НВВ, связанная с содержанием электрической сети, непосредственно соотносимая с конкретным электросетевым оборудованием и напрямую распределяемая по элементам схемы.

– C_{Σ}^{Δ} составляющая НВВ, связанная с затратами на компенсацию потерь ЭЭ, распределяемая по элементам схемы пропорционально техническим потерям каждого элемента.

– C_{Σ}^b составляющая НВВ, связанная функционированием ЭСО в целом, распределяемая между элементами схемы на основе условных (объемообразующих) единиц электрооборудования.

Составляющая НВВ C_{Σ}^a включает такие статьи расходов, как амортизация основных средств, ремонт основных средств, расходные материалы. Эти затраты напрямую соотносятся с конкретными элементами электросетевого комплекса на основе бухгалтерской отчетности. Значения данных затрат для каждого i -го элемента схемы сети, обозначены как C_i^a . В результате распределения данных статей расходов формируются элементные стоимости C_i^a для всех N узлов и M ветвей схемы сети.

Суммарные затраты на компенсацию потерь ЭЭ C_{Σ}^{Δ} целесообразно распределять пропорционально вкладу каждого элемента сети в суммарные технические потери ЭЭ ΔW_{Σ} . Распределение технических потерь электроэнергии по элементам сети ΔW_i получено на этапе расчета ЭР. Элементные стоимости потерь C_i^{Δ} определяются путем умножения ΔW_i на тариф на покупку потерь.

Затраты C_{Σ}^b , включают расходы на оплату труда, расходы из прибыли, а также большую часть налогов и обязательных платежей. Распределение общих затрат ЭСО между элементами схемы неочевидно и возможно два подхода. В первом подходе для получения C_i^b целесообразно использовать значение условных или объемообразующих единиц оборудования K_i^{ye} . В практике эксплуатации сетей K_i^{ye} широко применяется и известно для каждого i -го элемента электрической сети (линии электропередачи, трансформатора, выключателя, вторичного оборудования и пр.). Второй вариант может быть связан с исключением C_{Σ}^b из распределения по элементам схемы сети. В этой ситуации общие затраты ЭСО распределяются между узлами потребления пропорционально полезному отпуску ЭЭ, т.е. без учета режима ЭР. При этом общие затраты ЭСО распределяются на основе котловой, то есть действующей модели, а оставшиеся затраты распределяются с учетом режима работы сети.

Таким образом, для каждого узла и для каждой ветви схемы электрической сети получится численная оценка доли НВВ, которая связана с данным элементом схемы, и которая получила название «элементная стоимость услуг на передачу» $\varepsilon C_i = C_i^a + C_i^A + C_i^b$.

На третьем этапе задачи ЭСР элементные стоимости услуг на передачу ЭЭ узлов εC_i и ветвей εC_{ij} транслируются (переносятся) на последующие элементы электрической сети в соответствии с путями протекания потоков ЭЭ начиная от узлов поступления ЭЭ в сеть и заканчивая узлами отпуска ЭЭ из сети. В качестве исходных данных для расчета ЭСР используется информация о расчетных сбалансированных потоках ЭЭ в узлах W_i и ветвях W_{ij} схемы сети, то есть результаты расчета ЭР. Элементные стоимости услуг на передачу узлов εC_i и ветвей εC_{ij} также являются исходными данными. Элементные стоимости услуг на передачу εC_i и εC_{ij} последовательно перемещаются по ветвям и узлам схемы сети, в соответствии с направлениями потоков ЭЭ W_{ij} , от узлов генерации до узлов потребления каскадно поглощая все встречающиеся на своем пути элементные стоимости последующих элементов схемы. При этом на каждом элементе схемы образуются новые стоимости, называемые «поточковые стоимости» узлов C_i и ветвей C_{ij} [6].

Из узла i вся его входящая стоимость переходит в потоковые стоимости C_{ij}^- смежных ветвей вытекания в долях, прямо-пропорциональных вытекающим из рассматриваемого узла потокам ЭЭ. Поточковая стоимость C_{ij}^- любой ветви отпуска (вытекания) ЭЭ, смежная узлу i , определяется выражением:

$$C_{ij}^- = - \left(W_{ij}^- / \sum_{l \in \beta_i} W_{il}^- \right) \cdot \left(\sum_{j \in \alpha_i} C_{ij}^+ + \varepsilon C_i \right), \quad i = 1, 2, \dots, M, \quad (2.4.6)$$

где множества β_i и α_i определяют ветви (инъекции) отпуска «-» и приема «+» ЭЭ узла i . Распределение исходящих из узла потоков стоимости пропорционально исходящим из узла потокам ЭЭ обеспечивает получение стоимостных потоков в схеме аналогичное адресному подходу.

В результате определяются узловые потоковые стоимости $C_j^{\text{отп}}$ для всех K узлов отпуска ЭЭ из сети. Важно отметить, что суммарная стоимость услуг на передачу C_Σ равна сумме всех элементных стоимостей N узлов и M ветвей схемы, а также в точности равна сумме узловых потоковых стоимостей $C_j^{\text{отп}}$ по всем K узлам отпуска ЭЭ из сети

$$C_\Sigma = C_\Sigma^a + C_\Sigma^b + C_\Sigma^A = \sum_{i=1}^{N+M} \varepsilon C_i = \sum_{j \in \omega} C_j^{\text{отп}}. \quad (2.4.7)$$

Выражение (2.4.7) определяет условие полного баланса стоимости ЭСО и наглядно демонстрирует сущность решения задачи ЭСР. Сначала происходит разделение полной НВВ на три составляющие, представленные после первого знака равенства. Далее эти составляющие распределяются между всеми узлами и ветвями

расчетной схемы, образуя элементные стоимости εC_i . На заключительном шаге элементные стоимости распределяются между узлами отпуска ЭЭ из сети, формируя стоимости передачи ЭЭ до этих узлов $C_j^{\text{отп}}$ [6, 7].

Разрабатываемая технико-экономическая модель, позволяет наглядно представить процесс передачи ЭЭ в виде двух направленных на графе электрической сети потоков: потоков электроэнергии и потоков стоимости. В результате решения задачи ЭСР определяется стоимость передачи ЭЭ до каждого узла электрической сети в соответствии с участием и загрузкой оборудования, используемого в процессе электроснабжения. Данный процесс можно представить в виде стоимостных (рублевых) потоков, которые будут совпадать по направлениям с потоками ЭЭ, однако значения стоимостных потоков определяются не потоками ЭЭ, а значениями элементных стоимостей.

2.4.4.2. Математическое описание модели энерго-стоимостного распределения

В данном параграфе рассматривается задача получения алгебраической системы уравнений, описывающей процессы распределения потоков ЭЭ и потоков стоимости от услуг на передачу по элементам электрической сети [6, 7]. Математическая модель ЭСР опирается на модель ЭР, которая описывает распределение потоков и потерь ЭЭ в схеме сети. В работах кафедры АЭС УГТУ-УПИ было показано, что основу математической модели ЭР образуют уравнения балансов ЭЭ, которые можно записать для всех N узлов и всех M ветвей схемы замещения электрической сети. Уравнения технического процесса для простоты понимания будут записываться далее только относительно потоков активной ЭЭ. Каждое уравнение узлового баланса ЭЭ определяет, что нулю равна сумма потоков ЭЭ W_{ij} по всем смежным узлу i ветвям из множества ω_i , узлового потока ЭЭ W_i и потерь ЭЭ узла i ΔW_i

$$\sum_{j \in \omega_i} W_{ij} + W_i + \Delta W_i = 0, \quad i = 1, 2, \dots, N. \quad (2.4.8)$$

Вторая группа уравнений задачи ЭР относится к балансам ЭЭ в ветвях схемы. Для каждой из M ветвей сумма потоков ЭЭ в начале ветви W_{ij} , в конце ветви W_{ji} и технических потерь ЭЭ ΔW_{ij} данной ветви равна нулю

$$W_{ij} + W_{ji} + \Delta W_{ij} = 0, \quad ij = 1, 2, \dots, M. \quad (2.4.9)$$

В рамках задачи ЭР уравнения балансов ЭЭ (8) и (9) дополняются известными выражениями для расчета потерь ЭЭ в продольных и поперечных элементах схемы сети. Эти выражения содержат параметры схемы замещения, модули узловых напряжений и являются нелинейными относительно потоков ЭЭ. Расчетные параметры ЭР определяют распределение потоков стоимости в схеме сети на основе выражений (6) и решение нелинейной задачи ЭР должно предшествовать решению задачи расчета потоков стоимости [6, 7].

Распределение потоков стоимости на схеме электрической сети можно описать системой уравнений стоимостного баланса, каждое уравнение которой определяет, что нулю равна сумма всех втекающих и вытекающих из узла стоимостных потоков, то есть узловой потоковой стоимости C_i и всех потоковых стоимостей C_{ij} по смежным ветвям множества ω_i

$$\sum_{j \in \omega_i} C_{ij} + C_i + \varepsilon C_i = 0, \quad i = 1, 2, \dots, N. \quad (2.4.10)$$

Кроме того, в уравнении узлового стоимостного баланса присутствует элементная стоимость εC_i узла i , которая увеличивает выходящие стоимостные потоки, то есть всегда является положительной величиной. Аналогично можно записать уравнения баланса стоимостных потоков для всех M ветвей схемы. Сумма потоковых стоимостей в начале ветви C_{ij} и в конце ветви C_{ji} равна элементной стоимости ветви εC_{ij} . Для всех M ветвей уравнения стоимостного баланса можно представить в следующем виде

$$C_{ij} + C_{ji} - \varepsilon C_{ij} = 0, \quad ij = 1, 2, \dots, M. \quad (2.4.11)$$

При этом поток стоимости в конце ветви больше чем в начале из-за добавления элементной стоимости ветви, а поток ЭЭ, наоборот, в конце меньше чем в начале из-за наличия потерь ЭЭ. В связи с тем, что элементная стоимость всех ветвей положительная величина, в уравнениях стоимостного баланса для ветвей перед ней ставится знак минус. Этим экономическая подзадача ЭСР отличается от технической, так как в ветви по направлению движения потока потери ЭЭ всегда положительные, а потери стоимости всегда отрицательные.

Сопоставление балансовых уравнений технологической модели (2.4.8) и (2.4.9) с балансовыми уравнениями экономической модели (2.4.10) и (2.4.11) показывает их структурную схожесть. Как при распределении потоков ЭЭ в схеме сети, так и при распределении потоков стоимости выполняются условия узловых и линейных балансов, то есть сумма втекающих в элемент потоков равна сумме вытекающих потоков. В отличие от нелинейной задачи ЭР, расчет потоковых стоимостей производится путем решения системы линейных уравнений, составленной из уравнений (2.4.6), (2.4.10) и (2.4.11). Полученное решение будет в точности соответствовать потокам стоимости, полученным адресным методом. Однако в описываемом методе отсутствует расчет матрицы коэффициентов адресности, и его трудоемкость существенно меньше [6,7].

2.4.4.3. Пример расчета энерго-стоимостного распределения

Для простейшей радиальной сети из семи узлов, представленной на рис. 2.4.5 выполнен пример расчета энерго-стоимостного распределения. На рис. 2.4.5 а) представлены расчетные потоки ЭЭ и значения потерь ЭЭ (красный цвет) на всех участках сети, полученные в результате расчета энергораспределения [6,7].

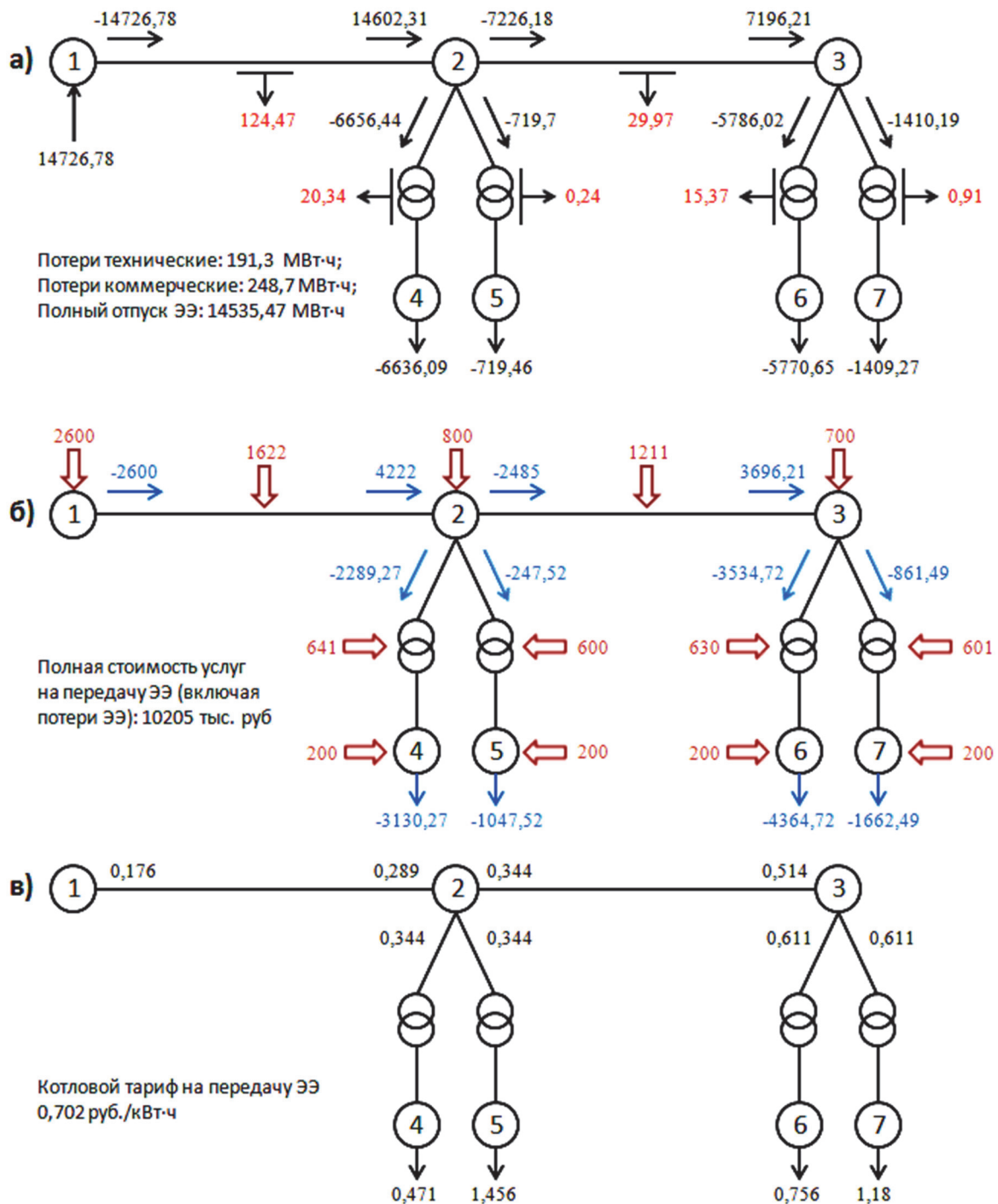


Рис. 2.4.5. Распределение на схеме электрической сети:

- а) расчетных потоков \longrightarrow и потерь ∇ электрической энергии (МВт·ч);
- б) элементных стоимостей \Downarrow и потоковых стоимостей \longrightarrow (тыс. руб.);
- в) узловых тарифов на передачу ЭЭ, руб./кВт·ч.

На рисунке 2.4.5 б) фигурными стрелками (красный цвет) обозначены элементные стоимости узлов и ветвей, полученные как сумма стоимости содержания и стоимости потерь каждого элемента. Сумма всех элементных стоимостей C_{Σ} равна 10205 тыс. руб. Простыми стрелками (синий цвет) обозначены направления стоимостных потоков, совпадающие с направлением потоков ЭЭ, рядом со стрелками

указаны их численные значения. Для потоков ЭЭ (рис. 2.4.5 а) и потоков стоимости (рис. 2.4.5 б) принято следующее правило: втекающие в узел потоки положительны, а вытекающие из узла потоки отрицательны. Это правило позволяет не задавать положительные направления для ветвей при формировании балансовых уравнений для потоков ЭЭ и потоков стоимости.

НВВ или полная стоимость услуг на передачу $C_{\Sigma}=10205$ тыс. руб. распределена между нагрузочными узлами 4, 5, 6, 7 на основе модели ЭСР в соответствии с потоками ЭЭ (рис. 2.4.5 а). Распределение стоимостных потоков в транзитных узлах 2 и 3 между ветвями вытекания определяется потоками ЭЭ в соответствии с выражением (6). Во всех ветвях и узлах схемы выполняются балансы потоков ЭЭ (рис. 2.4.5 а) и балансы потоков стоимости (рис. 2.4.5 б).

На рисунке 2.4.5 в) представлены удельные значения стоимости передачи ЭЭ, полученные путем деления потоков стоимости (рисунок 5 б) на потоки ЭЭ (рис. 2.4.5 а) для произвольной точки l в схеме сети

$$T_l = C_l/W_l . \quad (2.4.12)$$

Данные удельные стоимости передачи получили название «узловые тарифы на передачу электроэнергии». По мере движения от питающего узла 1 к узлам потребления происходит увеличение узловых ТПЭ, так как на каждом элементе схемы поток стоимости увеличивается на величину элементной стоимости εC_i , а поток ЭЭ уменьшается на величину элементных потерь ΔW_i .

Пониженная загрузка трансформаторов в узлах 5 и 7 приводит к увеличению узловых ТПЭ по сравнению с узлами 4 и 6. Средний (котловой) ТПЭ всей схемы равен отношению полной стоимости услуг на передачу 10205 тыс. руб. к полному полезному отпуску ЭЭ из сети 14535,5 МВт·ч, то есть 0,702 руб./кВт·ч. По единому котловому тарифу услуги на передачу ЭЭ оплачивают все потребители в соответствии с действующими нормативными документами [6,7].

2.4.5. Коррекция тарифов на передачу электроэнергии с использованием модели энерго-стоимостного распределения

В данном разделе рассматриваются механизмы введения надбавок и скидок к ТПЭ [43–45, 61–64], позволяющие повысить эффективность процесса передачи ЭЭ [6]. Расчет надбавок и скидок к ТПЭ может осуществляться в виде поправочных коэффициентов к действующим тарифам в зависимости от технико-экономических показателей их электропотребления. В основе подхода, позволяющего определить численные значения надбавок и скидок, лежит положение о том, что за счет повешения эффективности процесса передачи ЭЭ происходит получение дополнительной прибыли ЭСО. Только половина дополнительной прибыли (% может регулироваться) остается в распоряжении ЭСО, а оставшаяся половина идет на снижение ТПЭ. Это стимулирует потребителей к дальнейшему повышению эффективности процесса передачи ЭЭ, способствует снижению затрат ЭСО, и в конечном счете тарифов на передачу для всех остальных потребителей, даже тех, кто не использует механизмы надбавок и скидок [6].

Вполне вероятно, что участие потребителей в рассматриваемом процессе на начальных стадиях может быть добровольным. Введение подобного механизма приводит к тому, что ТПЭ для потребителей даже одной тарифной группы могут различаться, но такая дифференциация оправдана, так как она будет способствовать снижению затрат ЭСО, снижению НВВ, а значит и снижению тарифов на передачу ЭЭ.

Рассматриваемая методика коррекции ТПЭ не входит в противоречие с существующим механизмом формирования тарифов на передачу ЭЭ, а даже ее упрощает. Так действующая методика предполагает получение для каждой ЭСО величины НВВ, и затем расчет для этой ЭСО индивидуальных ТПЭ по категориям потребителей.

Перспективы разрабатываемой методики связаны с необходимостью расчета только НВВ, а тарифы для потребителей ЭСО может корректировать самостоятельно с учетом системы, стимулирующей повышение эффективности передачи ЭЭ. Важной особенностью разрабатываемой методики является ее относительная простота и возможность практической реализации. В рамках действующих регламентных процедур это может достигаться расчетом поправочных коэффициентов от достигнутого уровня на (полу)годовых интервалах для которых регулирующие органы осуществляют расчет НВВ и ТПЭ.

Механизмы формирования надбавок и скидок к ТПЭ (поправочных коэффициентов) не должны существенно усложнять финансовые взаиморасчеты. По этой причине предполагается, что корректировка ТПЭ на основе поправочных коэффициентов не должна осуществляться очень часто, то есть один, два раза в год, как и расчет НВВ.

Предлагаемые корректирующие коэффициенты призваны улучшить действующую систему тарифов на передачу ЭЭ. Коренное улучшение, однако, и усложнение системы тарификации услуг на передачу ЭЭ может заключаться в переходе на дифференцированные в разрезе суток и сезонов года тарифы. В рамках данной работы этот вопрос не рассматривается, однако вполне понятно, что модель ЭСР, которая более адекватно описывает процесс передачи ЭЭ с точки зрения формирования стоимости затрат, может использоваться для решения указанной задачи [6, 7].

2.4.5.1. Надбавки/скидки к тарифу на передачу за форму графика нагрузки потребителя

Хорошо известно, что суточные и сезонные изменения нагрузки потребителей формируют достаточно устойчивые графики нагрузки. Проблеме выравнивания графика нагрузки посвящено достаточно большое число работ [46–49]. В настоящем разделе выравнивание графика нагрузки потребителя рассматривается с позиции ЭСО [6]. Идеальный график нагрузки потребителя с позиций как ЭСО, так и электрических станций постоянен во времени. Коэффициент формы k_ϕ у такого графика равен 1,0. Для ЭСО выровненный график нагрузки интересен, прежде всего, с позиции нагрузочных потерь, так как при передаче по сети фиксированного объема активной W_p и реактивной ЭЭ W_q минимум нагрузочных потерь будет соответствовать коэффициенту формы, равному единице:

$$\Delta W_{\text{нагр}} = k_\phi^2 \cdot \frac{W_p^2 + W_q^2}{t \cdot U_{\text{ср}}^2} \cdot R, \quad (2.4.13)$$

где R – активное сопротивление участка сети, t – интервал времени, U_{cp} – среднее значение напряжения. Снижение стоимости нагрузочных потерь $\Delta C_{\Delta W}$ за счет выравнивания графика нагрузки при уменьшении коэффициента формы со значения $k_{\phi 1}$ до значения $k_{\phi 2}$ при тарифе на компенсацию потерь $T_{\Delta W}$ можно представить как

$$\Delta C_{\Delta W} = (k_{\phi 1}^2 - k_{\phi 2}^2) \cdot \frac{W_p^2 + W_q^2}{t \cdot U_{cp}^2} \cdot R \cdot T_{\Delta W}. \quad (2.4.14)$$

Действующая нормативная база предполагает, что плата за потери ЭЭ взимается со всех потребителей пропорционально значению активной ЭЭ W_p на основе нормативной относительной величины потерь $\omega_{\%}^{норм}$, % регулируемой согласно методике [18–19]. Другими словами, используется идея усреднения и предполагается, что любой i -ый потребитель вносит одинаковый относительный вклад в потери ЭЭ, определяемый только его полезным отпуском W_{pi}

$$\Delta W_{pi}^{\%} = 0,01 \omega_{\%}^{норм} \cdot W_{pi}. \quad (2.4.15)$$

Стоимость потерь ЭЭ, связанную с потреблением ЭЭ W_{pi} , можно представить как

$$C_i^{\Delta W} = \Delta W_{pi}^{\%} \cdot T_{\Delta W} = 0,01 \omega_{\%}^{норм} \cdot W_{pi} \cdot T_{\Delta W}. \quad (2.4.16)$$

Фактические нагрузочные потери и их стоимость, связанные с отпуском ЭЭ i -му потребителю определить достаточно сложно, так как фактические потери могут не соответствовать нормативным, поэтому предварительно будем полагать, что относительный вклад всех потребителей в нагрузочные потери ЭЭ одинаков и определяется как произведение нормативных потерь на коэффициент α , который определяет долю нагрузочных потерь в составе полных потерь ЭЭ. Данная доля α зависит от класса номинального напряжения сети и обычно хорошо известна для каждой ЭСО. Далее будет рассмотрен более точный метод распределения полных потерь между отдельными потребителями [64, 65].

Для введения механизма надбавок и скидок за форму графика необходимо установить нормативное значение коэффициента формы $k_{\phi \text{ норм}}$, которое будет определять нулевое значение надбавок и скидок. В целях обеспечения справедливых условий для потребителей в качестве нормативного значения целесообразно установить среднее значение, которое в соответствии со справочной литературой для большинства предприятий находится в диапазоне 1,1–1,15. Определение оптимального значения $k_{\phi \text{ норм}}$ должно осуществляться для каждой энергосистемы с учетом неравномерности ее графика нагрузки, состава генерирующего оборудования и структуры потребителей. Этот вопрос может являться предметом отдельных исследований, особенно в условиях появления распределенной генерации.

Используя идею усреднения, принимается допущение, что нормативное значение $k_{\phi \text{ норм}}$ соответствует среднему значению, при котором потери ЭЭ находятся вблизи своего норматива $\omega_{\%}^{норм}$. Если коэффициент формы потребителя $k_{\phi i}$ превышает $k_{\phi \text{ норм}}$, то такой потребитель вносит повышенный вклад в потери и по отноше-

нию к нему следует вводить надбавку к ТПЭ. В обратной ситуации потребитель способствует снижению потерь и может рассчитывать на скидку к ТПЭ. Отклонение потерь ЭЭ от нормативного уровня и соответствующее отклонение стоимости этих потерь за счет коэффициента формы можно представить как

$$\Delta C_i^{\Delta W} = (k_{\phi \text{ норм}}^2 - k_{\phi i}^2) \cdot C_i^{\Delta W} = 0,01 \omega_{\%}^{\text{норм}} \cdot (k_{\phi \text{ норм}}^2 - k_{\phi i}^2) \cdot \alpha \cdot W_{pi} \cdot T_{\Delta W}. \quad (2.4.17)$$

Если у потребителя $k_{\phi \text{ норм}} > k_{\phi i}$, то ЭСО за счет такого потребителя получает прибыль, так как его относительный вклад в потери ЭЭ меньше среднего. Логично допустить, что какая-то доля η от прибыли ЭСО $\Delta C_{\Delta W}^{\text{ЭСО}}$ должна пойти на снижение ТПЭ для потребителя, что будет стимулировать его и других потребителей к дальнейшему выравниванию графика нагрузки. При этом прибыль ЭСО от снижения потерь (17) составит долю $1-\eta$. Таким образом, выравнивание графика нагрузки будет выгодно как ЭСО, так и потребителю. В первом приближении можно считать, что распределение дивидендов между ЭСО и потребителем целесообразно осуществлять по схеме 50 % на 50 %, то есть принять $\eta=0,5$. Изменение стоимости услуг на передачу ЭЭ для потребителя при этом составит

$$\Delta C_i = 0,01 \eta \cdot \alpha \cdot \omega_{\%}^{\text{норм}} (k_{\phi \text{ норм}}^2 - k_{\phi i}^2) \cdot W_{pi} \cdot T_{\Delta W}. \quad (2.4.18)$$

Данную величину целесообразно определить как скидку на услуги по передаче ЭЭ, так как при $k_{\phi \text{ норм}} > k_{\phi i}$ значение (18) положительно, происходит снижение потерь и снижение платы за услуги по передаче.

Плата потребителя за услугу по передаче ЭЭ при одноставочном ТПЭ $T^{\text{одн}}$ определяется как произведение тарифа на объем электропотребления

$$C_i = T^{\text{одн}} \cdot W_{pi}. \quad (2.4.19)$$

С учетом предлагаемой скидки оплату услуг на передачу $C_i^{\bar{}}$, используя (18) и (19) можно представить в виде

$$\begin{aligned} C_i^{\bar{}} &= T^{\text{одн}} \cdot W_{pi} - 0,01 \eta \cdot \alpha \cdot \omega_{\%}^{\text{норм}} (k_{\phi \text{ норм}}^2 - k_{\phi i}^2) \cdot W_{pi} \cdot T_{\Delta W} = \\ &= [T^{\text{одн}} - 0,01 \eta \cdot \alpha \cdot \omega_{\%}^{\text{норм}} (k_{\phi \text{ норм}}^2 - k_{\phi i}^2) \cdot T_{\Delta W}] \cdot W_{pi}. \end{aligned} \quad (2.4.20)$$

Таким образом, скидка к ТПЭ $\Delta T_i^{\text{одн}}$ за счет выравнивания графика нагрузки будет определяться как

$$\Delta T_i^{\text{одн}} = 0,01 \eta \cdot \alpha \cdot \omega_{\%}^{\text{норм}} (k_{\phi \text{ норм}}^2 - k_{\phi i}^2) \cdot T_{\Delta W}. \quad (2.4.21)$$

Если фактический коэффициент формы потребителя меньше нормативного $k_{\phi \text{ норм}} > k_{\phi i}$, то скидка к ТПЭ положительная и происходит снижение ТПЭ. В обратной ситуации, когда $k_{\phi \text{ норм}} < k_{\phi i}$ оплата услуг на передачу ЭЭ увеличивается, то есть возникает надбавка к ТПЭ.

В другом виде представление надбавок и скидок к ТПЭ возможно в виде поправочного коэффициента $K_i^{\text{форм}}$ за форму графика нагрузки. С помощью $K_i^{\text{форм}}$ происходит коррекция официального тарифа $T^{\text{одн}}$ путем умножения на этот поправочный коэффициент

$$K_i^{\text{форм}} = 1 - 0,01\eta \cdot \alpha \cdot \omega_{\%}^{\text{норм}} (k_{\text{ф норм}}^2 - k_{\text{ф } i}^2) \cdot \frac{T_{\Delta W}}{T_{\text{одн}}}. \quad (2.4.22)$$

Интересно дать численную оценку поправочному коэффициенту к ТПЭ исходя из того, что одноставочный ТПЭ приблизительно равен тарифу на компенсацию потерь, то есть $T^{\text{одн}} \approx T_{\Delta W}$. Если допустить, что $\eta = \alpha = 0,5$, а относительный норматив потерь составляет 8%, то численное значение перед скобками в (22) составит 0,02 или 2,0%. Если допустить, что фактический коэффициент формы равен нормативному значению, $k_{\text{ф } i} = k_{\text{ф норм}} = 1,15$ то поправочный коэффициент равен единице. Если потребителю удалось полностью выровнять свой график ($k_{\text{ф } i} = 1,0$), то поправочный коэффициент $K^{\text{форм}}$ составит 0,99355, то есть итоговое снижения ТПЭ для потребителя составит всего 0,645%. Однако, если у потребителя фактический коэффициент формы существенно превышает нормативное значение, то ТПЭ для него будет увеличиваться. Так при $k_{\text{ф } i} = 2,0$ $K^{\text{форм}} = 1,05355$, то есть надбавка к ТПЭ при тех же допущениях составит уже 5,355%. Если потребитель снизит $k_{\text{ф } i}$ с 2,0 до 1,0 то общее снижение ТПЭ для него составит 6%, что уже достаточно существенно. При этом наиболее выгодно выравнивание графика для снижения ТПЭ будет для потребителей с высокой неравномерностью графика нагрузки, так как зависимость ТПЭ от коэффициента формы квадратичная. Так снижение $k_{\text{ф } i}$ с 3,0 до 2,0 приведет к уменьшению ТПЭ на 10,0%, а снижение с 3,0 до 1,0 снизит ТПЭ на 16,0 %.

Предшествующие материалы исходили из допущения, что относительный вклад всех потребителей в суммарные потери ЭСО одинаков и равен значению нормативных потерь $\omega_{\%}^{\text{норм}}$. В действительности абсолютный и относительный вклад разных потребителей в суммарные потери ЭСО может существенно различаться. Если произвести расчет потерь, связанных с i -м потребителем, на основе модели ЭСР, то есть расчетных отпускных потерь $\Delta W_{pi}^{\text{рас}}$, то можно получить более точную методику формирования надбавок и скидок к ТПЭ [44–45]. С учетом знания расчетных отпускных потерь $\Delta W_{pi}^{\text{рас}}$ надбавка/скидка к ТПЭ за счет выравнивания будет определяться выражением

$$\Delta T_i^{\text{одн}} = \eta \cdot \alpha (k_{\text{ф норм}}^2 - k_{\text{ф } i}^2) T_{\Delta W} \cdot \Delta W_{pi}^{\text{рас}}. \quad (2.4.23)$$

Поправочный коэффициент, являющийся множителем к ТПЭ, за коэффициент формы графика нагрузки на основе расчетных отпускных потерь i -го потребительского узла можно представить в виде

$$K_i^{\text{форм}} = 1 - \eta \cdot \alpha (k_{\text{ф норм}}^2 - k_{\text{ф } i}^2) \cdot \frac{T_{\Delta W} \cdot \Delta W_{pi}^{\text{рас}}}{T_{\text{одн}} \cdot W_{pi}}. \quad (2.4.24)$$

На начальном этапе внедрения системы стимулирования потребителей к выравниванию графика нагрузки, по всей видимости, целесообразно установить некоторую зону нечувствительности $k_{\text{ф норм}}^{\text{min}} - k_{\text{ф норм}}^{\text{max}}$, в пределах которой надбавки и

скидки к ТПЭ начисляться не будут. Это означает, что в случае превышения фактического коэффициента формы верхнего установленного порога $k_{\text{ф норм}}^{\text{max}}$ будет начисляться надбавка к ТПЭ. В случае, когда фактический коэффициент ниже установленного минимума $k_{\text{ф норм}}^{\text{min}}$ будет рассчитываться скидка к ТПЭ. Данный подход будет направлен на стимулирование потребителей к внедрению современных устройств управления электропотреблением, в том числе с применением накопителей ЭЭ [6].

2.4.5.2. Надбавки/скидки к тарифу на передачу за реактивную энергию

Проблема компенсации реактивной энергии/мощности известна давно и нашла широкое отражение в публикациях [50–53].

В течение длительного времени взаимоотношения энергоснабжающих организаций и потребителей в части реактивной энергии/мощности регулировались скидками (надбавками) к тарифам на электроэнергию. Аналогичная практика существовала и за рубежом. По ряду причин, правила пользования электрической и тепловой энергией, предусматривающие надбавки (скидки) к тарифу на электроэнергию, были признаны утратившими силу. Возврат к решению данной проблемы произошел в 2006 г. В соответствии с Постановлениями Правительства РФ № 530 и № 861 (изменения 2006 г.) [2, 6] покупатели электрической энергии должны соблюдать предельные соотношения потребления активной и реактивной энергии/мощности, то есть

$$\text{tg}\varphi_{\text{нагр}} = \frac{W_q}{W_p} \quad (2.4.25)$$

Предельные значения $\text{tg}\varphi_{\text{нагр}}$ установленные по классам напряжения представлены в табл. 2.4.6 [6].

Таблица 2.4.6

Предельные значения соотношения потребления активной и реактивной мощности

	Уровень напряжения в точке присоединения к электрической сети			
Напряжение	110 кВ	35 кВ	6 – 20	0,4
$\text{tg}\varphi_{\text{нагр}}$	0,5	0,4	0,4	0,35

В случае превышения потребителем установленных значений $\text{tg}\varphi_{\text{нагр}}$ он устанавливает и обслуживает устройства, обеспечивающие регулирование реактивной мощности, либо оплачивает услуги по передаче ЭЭ с учетом соответствующего повышающего коэффициента к тарифу. В случае участия потребителя в регулировании реактивной мощности по соглашению с ЭСО он оплачивает услуги по передаче ЭЭ с учетом понижающего коэффициента. Приказом Федеральной службы по тарифам №219-э/6 [40] определен порядок расчета повышающего/понижающего коэффициента к ТПЭ.

Повышающий (понижающий) коэффициент к тарифу рассчитывается по формуле:

$$K = 1 + \Pi - C, \quad (2.4.26)$$

где Π – составляющая повышения тарифа за потребление (генерацию) реактивной мощности сверх установленных предельных значений коэффициента реактивной мощности; C – составляющая снижения тарифа за участие потребителя по соглашению с сетевой организацией в регулировании реактивной мощности. Составляющая повышения тарифа за потребление (генерацию) реактивной мощности сверх установленных предельных значений коэффициента реактивной мощности определяется по формуле:

$$\Pi = \sum \pm 0,2 \cdot (\operatorname{tg}\varphi_{\phi i} - \operatorname{tg}\varphi_i) \cdot d_i, \quad (2.4.27)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{\phi i}$ – фактическое значение соотношения потребления активной и реактивной мощностей в i -й точке присоединения в расчетном периоде (месяц); $\operatorname{tg}\varphi_i$ – предельное значение коэффициента реактивной мощности в i -й точке присоединения; d_i – отношение электрической энергии, потребленной в часы больших (малых) суточных нагрузок, к общему объему электрической энергии, потребленной в i -й точке присоединения за расчетный период (месяц).

Составляющая снижения тарифа за участие потребителя в регулировании реактивной мощности определяется по формуле [40]:

$$C = \pm 0,2 \cdot (\operatorname{tg}\varphi_{\text{в}i} - \operatorname{tg}\varphi_{\phi i}) \cdot d_{pi}, \quad (2.4.28)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{\text{в}i}$ – верхняя граница диапазона регулирования коэффициента реактивной мощности в i -й точке присоединения в расчетном периоде (месяц); $\operatorname{tg}\varphi_{\phi i}$ – фактическое значение соотношения потребления активной и реактивной мощностей в i -й точке присоединения в расчетном периоде (месяц); d_{pi} – отношение электрической энергии, потребленной в часы суток привлечения потребителя к регулированию реактивной мощности, к общему объему электрической энергии, потребленной в i -й точке присоединения за расчетный период (месяц).

Недостатки данной методики связаны с тем, что она была разработана в дореформенный период, когда существовала система утверждения единого тарифа для потребителя ЭЭ без разделения затрат на следующие составляющие: генерация, транспорт ЭЭ, сбытовая надбавка, инфраструктурная составляющая. В представленном виде методика рекомендуется для коррекции тарифов на передачу ЭЭ. В практической деятельности ЭСО данная методика применения не нашла. Кроме того, зависимость нагрузочных потерь ЭЭ от $\operatorname{tg}\varphi$ носит квадратичный характер

$$\Delta W = k_{\phi}^2 \cdot \frac{W_p^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2\varphi)}{t \cdot U_{\text{ср}}^2} \cdot R, \quad (2.4.29)$$

поэтому в выражениях для расчета поправочных коэффициентов $\operatorname{tg}\varphi$ должен присутствовать в квадрате.

Существуют исследования по проблеме дифференциации ТПЭ в зависимости от соотношения фактического и нормативного значения $\operatorname{tg}\varphi$ [66, 67]. По аналогии с (2.4.22) можно получить выражение для расчета поправочного коэффициента, учитывающего отклонение фактического $\operatorname{tg}\varphi_{\phi}$ от нормативного $\operatorname{tg}\varphi_{\text{норм}}$

$$K^{\operatorname{tg}\varphi} = 1 - 0,01\eta \cdot \alpha \cdot \omega_{\%}^{\text{норм}} (\operatorname{tg}^2\varphi_{\text{норм}} - \operatorname{tg}^2\varphi_{\phi}) \cdot \frac{T_{\Delta W}}{T_{\text{одн}}}. \quad (2.4.30)$$

Если $\operatorname{tg}\varphi_{\phi}$ меньше нормативного значения, в качестве которого могут быть приняты значения из табл. 2.4.6, то поправочный коэффициент будет меньше единицы и потребитель должен получить скидку к ТПЭ. Однако размер такой скидки будет достаточно мал. Можно получить численную оценку поправочному коэффициенту (30) исходя из допущений, что $T^{\text{одн}} \approx T_{\Delta W}$, $\eta = \alpha = 0,5$, а норматив потерь составляет 8 %. Если исходить из того, что $\operatorname{tg}\varphi_{\text{норм}} = 0,4$, то при полной компенсации реактивной ЭЭ ($\operatorname{tg}\varphi_{\phi} = 0$) значение поправочного коэффициента составит 0,9968. Это будет означать, что максимальная скидка к ТПЭ за компенсацию реактивной мощности/энергии составляет всего 0,32%. Надбавка к ТПЭ также очень незначительная. Так, если тангенс нагрузки потребителя равен 1, то поправочный коэффициент составит 1,0168, то есть надбавка к ТПЭ будет 1,68 %. В случае, когда потребление реактивной ЭЭ превышает потребление активной ЭЭ в два раза $\operatorname{tg}\varphi_{\phi} = 2,0$, поправочный коэффициент к ТПЭ составит уже 1,0768, то есть надбавка к ТПЭ будет 7,68 %.

Приведенные материалы исходили из допущения об одинаковом вкладе всех потребителей в нагрузочные потери. Применяя модель ЭСР для более точного разделения ответственности потребителей за потери ЭЭ путем получения расчетных отпускных потерь [64–65] поправочный коэффициент, учитывающий соотношение между реактивной и активной энергией/мощностью для i -го потребительского узла предлагается представить в виде:

$$K_i^{\operatorname{tg}\varphi} = 1 - \eta \cdot \alpha (\operatorname{tg}^2\varphi_{\text{норм}} - \operatorname{tg}^2\varphi_{\phi i}) \cdot \frac{T_{\Delta W} \cdot \Delta W_{pi}^{\text{рас}}}{T_{\text{одн}} \cdot W_{pi}}, \quad (2.4.31)$$

где $\Delta W_{pi}^{\text{рас}}$ – расчетные отпускные потери i -го узла. Данное выражение отличается от (30) только тем, что вместо нормативных потерь ЭЭ $0,01\eta \cdot \alpha \cdot \omega_{\%}^{\text{норм}}$, в нем используются отпускные потери ЭЭ $\Delta W_{pi}^{\text{рас}}/W_{pi}$ в относительном исчислении, как более точно характеризующие возможности по снижению потерь ЭЭ для рассматриваемого узла[6].

2.4.5.3. Надбавки/скидки к тарифу на передачу за изменение потребления электроэнергии

Степень загрузки оборудования один из наиболее значимых параметров, определяющих значение узлового ТПЭ в рамках модели ЭСР [6]. Пониженная загрузка подстанций приводит к увеличению расчетного (узлового) ТПЭ, определяющего себестоимость услуг на передачу. Это вполне поддается логическому объясне-

нию, так как передача ЭЭ конечному потребителю осуществляется по определенному пути и с использованием конкретного оборудования. Степень загрузки оборудования на пути передачи ЭЭ очень незначительно влияет на конечную потоковую стоимость потребителя. При этом следует иметь в виду, что узловые стоимости определяются, в первую очередь, стоимостью содержания каждого элемента сети, так как стоимость потерь, которая имеет квадратичную зависимость от объемов передаваемой ЭЭ, в составе НВВ и элементных стоимостей составляет в среднем 10–20 % от полной стоимости. Особое значение, с точки зрения узлового ТПЭ, имеет степень загрузки последних элементов схемы сети, располагающихся в непосредственной близости к потребителю. Низкая загрузка последних элементов приводит к увеличению узлового ТПЭ. В связи с этим для ЭСО будет выгодно увеличивать отпуск ЭЭ по слабо загруженным подстанциям и себестоимость процесса передачи ЭЭ при увеличении электропотребления этих подстанций практически не увеличится, так как затраты на содержание останутся на прежнем уровне и незначительно увеличатся затраты на покупку потерь. При этом ЭСО может предложить потребителям, которые увеличивают свое электропотребление скидки к ТПЭ [44, 45, 62]. Такие скидки должны вводиться на несколько лет, и они должны стимулировать потребителей к наращиванию электропотребления в слабо загруженных (убыточных) участках сети.

Если пренебречь увеличением стоимость потерь ЭЭ, то увеличение полезного отпуска ЭЭ любому потребителю приведет к снижению котлового тарифа для всех остальных потребителей, так как котловой ТПЭ определяется как отношение суммарной стоимости содержания сети на суммарный полезный отпуск ЭЭ. Для ЭСО увеличение полезного отпуска приведет к увеличению финансовых поступлений и прибыли, так как собственные затраты ЭСО не увеличиваются. Таким образом, увеличение полезного отпуска становится выгодным как ЭСО, так как у нее увеличивается прибыль, так и потребителю, так как у него снижается тариф и создаются стимулы к увеличению объема производства с соответствующим увеличением прибыли. В действующей системе тарифообразования прирост электропотребления δW_i в любом i -ом узле сети приносит ЭСО увеличение финансовых поступлений δC_i в соответствии с котловым ТПЭ T^k

$$\delta C_i = \delta W_i \cdot T^k. \quad (2.4.32)$$

Если в распоряжении ЭСО от дополнительных поступлений δC_i остается доля η , то доля $1 - \eta$ может направляться на снижение ТПЭ и стимулирование потребителя к дальнейшему увеличению полезного отпуска. Новое значение ТПЭ T_i^+ для потребителя узла i будет равно отношению финансовых поступлений с учетом прироста (32) на полезный отпуск ЭЭ с учетом его прироста:

$$T_i^+ = \frac{W_i \cdot T^k + \eta \cdot \delta W_i \cdot T^k}{W_i + \delta W_i} = T^k \cdot \frac{W_i + \eta \cdot \delta W_i}{W_i + \delta W_i} = T^k \cdot \frac{1 + \eta \cdot \delta_i^W}{1 + \delta_i^W}, \quad (2.4.33)$$

где $\delta_i^W = \delta W_i / W_i$ – относительный прирост электропотребления в узле i . Если принять $\eta = 0,5$, то есть исходить из допущения о том, что 50% дополнительной прибыли остается в распоряжении ЭСО, а 50% расходуется на снижение ТПЭ потребителю,

то каждый процент прироста электропотребления должен сопровождаться снижением ТПЭ примерно на пол процента. Поправочный коэффициент к ТПЭ за изменение электропотребления вытекает из (2.4.33)

$$K_i^\delta = \frac{1 + \eta \cdot \delta_i}{1 + \delta_i}. \quad (2.4.34)$$

Рассмотренные ранее системы расчета поправочных коэффициентов к ТПЭ за коэффициент формы графика нагрузки и за соотношение потребления активной и реактивной электроэнергии/мощности устанавливали нормативное (предельное) значение контролируемого показателя ($K_{\text{ф норм}}^2$, $\text{tg}^2 \varphi_{\text{норм}}$), равное для всех потребителей, и определяющее нулевое значение надбавки/сидки к ТПЭ. Система поощрения увеличения электропотребления ЭЭ должна вводиться по соглашению с потребителем исходя из существующего годового уровня потребления на момент подписания соглашения, которое можно определить как базовое электропотребление $W_i^{\text{баз}}$. В целях страховки ЭСО от возможного кратковременного увеличения электропотребления должна предусматриваться система надбавок к ТПЭ за снижение электропотребления. В этой ситуации ТПЭ для потребителя будет определяться на следующий год $n + 1$ с учетом поправочного коэффициента K_i^δ исходя из соотношения электропотребления текущего года W_i^n и базового года $W_i^{\text{баз}}$

$$\delta_i^W = \frac{\delta W_i}{W_i} = \frac{W_i^{\text{баз}} - W_i^n}{W_i^{\text{баз}}}. \quad (2.4.35)$$

В случае снижения электропотребления снижается поступление финансовых средств за услуги на передачу ЭЭ. Данное снижение может быть частично компенсировано за счет увеличения ТПЭ. Расчетные выражения для нового повышенного ТПЭ или для поправочного коэффициента к ТПЭ полностью соответствуют (2.4.33) и (2.4.34). При этом приращение электропотребления имеет знак минус, так как абсолютный прирост электропотребления δW_i отрицателен [6].

*2.4.5.4. Использование относительных приростов потерь
и модели энерго-стоимостного распределения при обосновании тарифов
на технологическое присоединение потребителей [57]*

Принцип равенства относительных приростов давно и хорошо известен в электроэнергетике и преподается студентам электроэнергетикам на основе [54–56]. Оптимальное распределение активной нагрузки между электрическими станциями исходя из минимума суммарного расхода топлива обеспечивается при равенстве относительных приростов расхода топлива ε_i всех электростанций. При учете потерь мощности в электрической сети данное условие модифицируется с учетом относительных приростов потерь мощности (ОППМ) σ_i каждой электростанции [55, 56]

$$\frac{\varepsilon_i}{1 - \sigma_i} = \text{idem}. \quad (2.4.36)$$

ОППМ равен производной $\sigma_i = \partial \Delta P / \partial P_i$ от суммарных нагрузочных потерь в сети ΔP по мощности i -го узла P_i и он показывает на сколько изменятся потери при изменении мощности узла на единицу.

Не трудно получить условие оптимального распределения активных мощностей между нагрузочными узлами ЭСО [6, 57, 58] исходя из минимума суммарных нагрузочных потерь мощности ΔP во всех M связях с активным сопротивлением R_i

$$\Delta P = \sum_{i=1}^M R_i \cdot \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U^2} \rightarrow \min. \quad (2.4.37)$$

В качестве ограничения-равенства, препятствующего тривиальному решению, когда нагрузки всех узлов равны нулю, должно выступать условие неизменного суммарного электропотребления P_Σ в сети ЭСО. Данное условие означает, что сумма мощностей всех N нагрузочных узлов ЭСО равна P_Σ , но мощности могут свободно перераспределяться между узлами схемы

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_\Sigma. \quad (2.4.38)$$

Более корректно условие (2.4.38) записать отдельно по всем классам номинального напряжения. Это гарантирует для ЭСО неизменный объем финансовых поступлений от услуг на передачу электрической энергии (ЭЭ) при перераспределении мощностей между узлами схемы, так как ТПЭ дифференцируются по классам номинальных напряжений. Функция Лагранжа для (2.4.37) при ограничении (2.4.38) запишется как

$$L = \Delta P + \lambda \cdot \left(P_\Sigma - \sum_{i=1}^N P_i \right). \quad (2.4.39)$$

При этом для всех нагрузочных узлов справедливо условие

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial \Delta P}{\partial P_i} + \lambda(1) = 0, \quad i = 1, 2, \dots, N. \quad (2.4.40)$$

Оптимальное распределение суммарного полезного отпуска P_Σ между потребительскими узлами сети исходя из минимума нагрузочных потерь будет соответствовать условию равенства ОППМ во всех активных нагрузочных узлах

$$\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3 = \dots = \sigma_n = \lambda. \quad (2.4.41)$$

ЭСО оплачивают потери ЭЭ в своих сетях по единому тарифу. Следовательно, условие равенства ОППМ будет обеспечивать минимум потерь, минимум их стоимости и максимум прибыли с точки зрения режима работы электрической сети. В практических расчетах число узлов N , участвующих в перераспределении нагрузки может быть весьма небольшим по сравнению с общим числом нагрузочных узлов. Это

означает, что перераспределение мощностей осуществляется только между ограниченным числом активных узлов. Минимально возможное значение N равно двум. Дополнительными практическими ограничениями могут являться возможные диапазоны изменения нагрузки в каждом из активных узлов

$$P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max}. \quad (2.4.42)$$

Максимальное ограничение P_i^{\max} может быть связано с перегрузочной способностью питающей сети или трансформаторов рассматриваемого узла. Минимальное ограничение P_i^{\min} может определяться отсутствием возможности по изменению потребления, наличием потребителей высокой категории надежности или технологическими особенностями потребителя. В случае выхода i -го узла, в результате перераспределения нагрузки, за пределы ограничения (2.4.42) его мощность должна быть зафиксирована на нарушенном ограничении, а сам узел из разряда активных должен перевестись в разряд пассивных.

В контексте рассматриваемого вопроса уместно напомнить про известный критерий оптимизации режима электрических станций сети по реактивной мощности, который также сводится к равенству относительных приростов потерь активной мощности по реактивной мощности генераторов [55, 56]

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_i} = \text{idem}. \quad (2.4.43)$$

Распределение реактивных мощностей между активными узлами схемы может производиться аналогично описанной выше методике. Число активных по реактивной мощности узлов может быть существенно выше, ввиду наличия в сети средств ее регулирования. Найдя вектор оптимальных узловых мощностей \mathbf{P}^* , соответствующий критерию равенства ОППМ, и зная фактические мощности всех узлов \mathbf{P}^Φ , можно найти вектор отклонений фактических мощностей от оптимальных $\mathbf{P}^\Phi - \mathbf{P}^*$ для нагрузочных узлов схемы. Данный вектор можно рассматривать в качестве целевого направления для (пере)распределения мощностей между нагрузочными узлами. Расчеты показывают, что за счет оптимального перераспределения активных нагрузок потери в сети могут быть снижены на 50%, что дает существенно больший результат по сравнению с 5-10 % от оптимизации режима по реактивной мощности. Поиск оптимального распределения активных нагрузок \mathbf{P}^* между узлами схемы на основе равенства ОППМ может осуществляться на основе решения системы линейных уравнений

$$\begin{cases} \sigma_1(\mathbf{P}^*) = \sigma_n(\mathbf{P}^*) \\ \sigma_2(\mathbf{P}^*) = \sigma_n(\mathbf{P}^*) \\ \sigma_3(\mathbf{P}^*) = \sigma_n(\mathbf{P}^*) \\ \dots \\ P_1^* + P_2^* + P_3^* + \dots + P_n^* = P_\Sigma \end{cases} \quad (2.4.44)$$

Число уравнений в данной системе равно числу активных нагрузочных узлов и равно числу искоемых переменных. Все питающие узлы из рассмотрения исключаются, в том числе и балансирующий узел, для которого $\sigma_6 = 0$. Используя матрицу

собственных и взаимных активных сопротивлений \mathbf{R} , ОППМ можно представить как линейную комбинацию узловых мощностей:

$$\sigma = \gamma \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{P}, \quad (2.4.45)$$

где $\gamma = 2/U^2$ – скалярная величина; \mathbf{P} – вектор столбец активных мощностей узлов [56]. Другой способ определения ОППМ связан с использованием коэффициентов токораспределения, каждый из которых a_{li} связывает поток мощности ветви l с мощностью узла i [56]

$$\sigma_i = \frac{\partial \Delta P}{\partial P_i} = \sum_{l=1}^M \frac{2r_l}{U^2} \cdot a_{li} \cdot P_l = \sum_{l=1}^M \frac{2r_l}{U^2} \cdot a_{li} \cdot \left(\sum_{j=1}^N a_{lj} \cdot P_j \right). \quad (2.4.46)$$

В матричном виде (44) можно записать в виде нормальной системы линейных уравнений

$$\mathbf{E} \times \mathbf{P}^* = \mathbf{D}, \quad (2.4.47)$$

решение которой позволяет определить вектор оптимальных узловых мощностей \mathbf{P}^* . Вектор \mathbf{P}^* зависит от топологии электрической сети и параметров схемы замещения, в первую очередь от активных сопротивлений. Интерес представляет характер распределения оптимальных мощностей \mathbf{P}^* между узлами схемы при различных вариантах топологии сети [6].

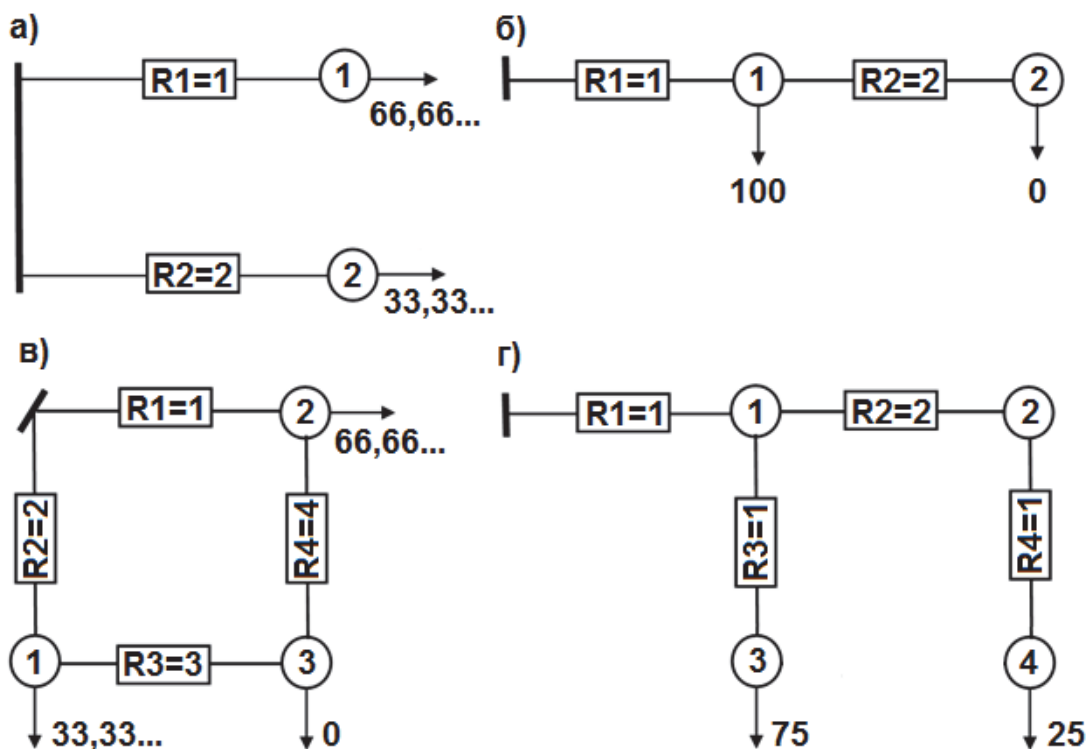


Рис. 2.4.6. Распределение в электрической сети оптимальных мощностей, полученных по критерию равенства ОППМ, при различных вариантах топологии

На рисунке 2.4.6 представлены сети простейших топологий, когда из одного центра питания осуществляется снабжение нескольких потребителей с суммарным потреблением в 100 единиц. Для упрощения напряжения всех узлов приняты единичными и рассматривается режим сети постоянного тока.

На рисунке 2.4.6 а представлен вариант питания нагрузок по двум параллельным линиям с разными сопротивлениями. С учетом (2.4.37) условие равенства ОППМ узлов 1 и 2 запишется как $R_1 P_1 = R_2 P_2$. Оптимальное распределение мощностей между узлами 1 и 2 будет обратно пропорционально активным сопротивлениям питающих линий, то есть действует принцип, аналогичный распределению тока между параллельными проводниками. Оптимальное (пере)распределение нагрузки между питающими фидерами может быть интересно для промышленного предприятия для минимизации нагрузочных потерь в собственных сетях.

На рисунке б б) представлена схема с двумя последовательными участками. Нагрузочные потери в сети можно записать в виде $\Delta P = R_1(P_1 + P_2)^2 + R_2 P_2^2$. Условие равенства ОППМ приводит к выражению $2R_2 P_2 = 0$ и вся нагрузка распределяется в первый узел $P_1 = 100$, независимо от соотношения сопротивлений на последовательных участках. С позиции минимума потерь на последовательных участках сети нагрузка должна быть как можно ближе к центру питания.

На рисунке 2.4.6 в представлена кольцевая схема с тремя нагрузочными узлами. Оптимальное распределение нагрузки в ней на основе (47) приводит к тому, что вся нагрузка распределяется между двумя ближайшими узлами к центру питания обратно пропорционально активным сопротивлениям до этих узлов.

На рисунке 2.4.6 г представлена радиальная сеть с двумя последовательными участками и понижающими трансформаторами. Такая топология электрической сети наиболее близка к существующей на практике, потребительских узлов с нулевой нагрузкой в такой схеме нет. Узлы 1 и 2 являются чисто транзитными, то есть нагрузка в них отсутствует и активными узлами они не являются. Оптимальное распределение нагрузки в такой схеме на основе (2.4.47) осуществляется обратно пропорционально сопротивлению от ближайшего к нагрузке питающего узла (узел 1) до нагрузочного узла. Так для узла 3 это сопротивление ветви 1–3 равно 1 Ом, а для узла 4 полное сопротивление образуют ветви 1–2 и 2–4 в сумме 3 Ом. Вся нагрузка распределяется между узлами 3 и 4 обратно пропорционально этим сопротивлениям.

Принцип равенства ОППМ имеет большее теоретическое значение, нежели практическое. С позиций ЭСО наиболее эффективно присоединение дополнительной нагрузки δP_i в узле с минимальным значением ОППМ

$$\sigma_i = \frac{\partial \Delta P}{\partial P_i} \rightarrow \min. \quad (2.4.48)$$

При допущении о линейности процесса, изменение нагрузки узла на δP_i приведет к изменению нагрузочных потерь на

$$\delta \Delta P_\Sigma = \sigma_i \cdot \delta P_i. \quad (2.4.49)$$

При отрицательном значении ОППМ присоединение дополнительной нагрузки будет даже снижать потери в сети. Такая ситуация характерна для потребителей, располагающихся вблизи от электрических станций. Снижение нагрузки с позиций ЭСО эффективно в узле с максимальным значением ОППМ. Снижение потребления мощности из сети возможно за счет присоединения установок распределенной генерации. С позиции потерь присоединение генерирующих мощностей наиболее эффективно в узле с максимальным значением ОППМ. Таким образом, подключение нагрузки в узлах с минимальным, а генерации в узлах с максимальным значением ОППМ приводит к снижению потерь и выравниванию узловых ОППМ.

В долгосрочном плане управлять (пере)распределением нагрузок между узлами электрической сети можно в рамках технологического присоединения новых потребителей. На основе ОППМ можно обосновать дифференцированные тарифы на технологическое присоединение (ТП) для различных узлов (подстанций) ЭСО [60]. Смысл дифференцированного ТП заключается в стимулировании потребителей за счет низкого ТП к присоединению в тех узлах сети, где это выгодно ЭСО с точки зрения суммарных затрат.

Известно, что ОППМ зависят от режима работы сети и от ее топологии [55, 56]. Для долгосрочной задачи технологического присоединения схемно-режимное многообразие учесть достаточно сложно, поэтому расчеты ОППМ для всех активных узлов схемы целесообразно осуществлять на основе среднего режима. Средний режим может быть получен на основе измерений электрической энергии для длительного временного интервала t (несколько месяцев, год). Имея измерения ЭЭ W_i^p , можно получить средние мощности всех узлов расчетной схемы

$$P_i = W_i^p / t, \quad (2.4.50)$$

и по ним рассчитать средний режим путем использования программы расчета установившихся режимов (потокораспределения). Далее для такого среднего режима можно рассчитать ОППМ и использовать их в задаче технологического присоединения. Для долгосрочных задач интерес представляют прежде всего потери ЭЭ. Используя обратное по отношению к (50) преобразование, от средних потоков мощности можно перейти к потокам ЭЭ для расчетного интервала t . Такое преобразование не учитывает схемно-режимное многообразие в электрической сети и приводит к возникновению погрешности расчетов. Особенно большая погрешность будет связана с расчетными потерями ЭЭ. Существенно меньшую погрешность расчета потерь ЭЭ для длительных интервалов обеспечивает применение модели энергораспределения [10, 11, 39]. Она позволяет учесть схемное многообразие работы сети при наличии информации о времени нахождения любого элемента сети в отключенном состоянии [2]. Режимное многообразие при расчете потерь ЭЭ можно учесть за счет информации о дисперсиях режимных параметров по отношению к их средним значениям за время t [11, 12, 37, 38]. При этом для суммарных нагрузочных потерь ЭЭ ΔW по аналогии с потерями мощности можно найти относительные приросты потерь электроэнергии (ОППЭЭ) для каждого узла расчетной схемы относительно узлового потока ЭЭ W_i , то есть

$$\sigma_i^w = \frac{\partial \Delta W}{\partial W_i}. \quad (2.4.51)$$

В связи с тем, что относительные приросты потерь мощности и электроэнергии являются относительными безразмерными величинами, значения ОППМ и ОППЭЭ практически совпадают. Сопоставительные расчеты ОППЭЭ по модели энергораспределения и расчеты ОППМ по модели потокораспределения, на основе среднего в смысле (50) режима, выявили, что расхождения между ОППЭЭ и ОППМ одноименных узлов не превышает 5 %.

Затраты ЭСО в результате присоединения в узле i к существующему максимуму нагрузки P_i^{\max} дополнительной новой нагрузки δP_i^{\max} определяются двумя основными факторами.

Первый фактор связан с разовыми дополнительными капитальными затратами ЭСО на технологическое присоединение $Z_i^{\text{ТП}}$ новой нагрузки. При наличии в ЭСО резервов сетевой и трансформаторной мощности эти затраты должны быть минимальными, а по возможности и нулевыми. Единовременная прибыль от присоединения новой нагрузки, связана с доходом от оплаты потребителем за заявленный максимум присоединяемой мощности δP_i^{\max} по ТТП Π_i , минус затраты на технологическое присоединение $Z_i^{\text{ТП}}$

$$\Delta \text{ПР} = \delta P_i^{\max} \cdot \Pi_i - Z_i^{\text{ТП}}. \quad (2.4.52)$$

Второй фактор является долговременным, и он связан с изменением ежегодных доходов и расходов для обеспечения услуг на передачу ЭЭ. Ежегодные доходы ЭСО от услуг на передачу определяются необходимой валовой выручкой (НВВ), рассчитываемой регулирующим органом, которая включает расходы на содержание сети и расходы на компенсацию потерь ЭЭ [4]. Доходы и расходы на содержание нового оборудования должны совпасть независимо от объема вновь устанавливаемого оборудования, к тому же они не зависят от режима работы сети. Доходы и расходы ЭСО на компенсацию потерь могут не совпасть, и от режима работы сети они зависят существенно. Увеличение нагрузки приводит к изменению потерь ЭЭ и их стоимости. Причем доходы на покупку потерь в составе НВВ не изменятся, так как они определяются нормативной величиной потерь. Расходы определяются фактическими потерями ЭЭ, и с присоединением нагрузки δP_i^{\max} прирост потребления ЭЭ в узле составит $\delta W_i = \delta P_i^{\max} \cdot t^{\text{ччим}}$, где $t^{\text{ччим}}$ – число часов использования максимума. При допущении о линейности, изменение ежегодных издержек от услуг на передачу будет определяться изменением потерь ЭЭ:

$$\Delta C = T^{\Delta W} \cdot \sigma_i^w \cdot \delta P_i^{\max} \cdot t^{\text{ччим}}, \quad (2.4.53)$$

где $T^{\Delta W}$ – тариф на компенсацию потерь ЭЭ (руб./кВт·ч).

Изменение ежегодных издержек от услуг на передачу является долговременным фактором и должно учитываться в многолетней перспективе [6, 33].

Основная идея дифференциации ТТП связана с тем, что за фиксированное число лет NL , каждая вновь присоединяемая нагрузка должна обеспечить норматив-

ную прибыль процесса передачи ЭЭ с учетом дохода от технологического присоединения [6, 7, 57]. В случае увеличения стоимости потерь она должна компенсироваться повышением ТТП. Если стоимость потерь от добавления новой нагрузки снижается, то ТТП может быть минимальным и даже нулевым. За NL лет итоговая прибыль (возможно убытки), связанная с присоединением новой нагрузки в узел i будет определяться (2.4.52) и (2.4.53), (оплата потерь входит в расходы)

$$PR_i = \delta P_i^{\max} \cdot P_i - Z_i^{\text{ТП}} - \sum_{t=1}^{NL} T^{\Delta W} \cdot \sigma_i^w \cdot \delta P_i^{\max} \cdot t_i^{\text{ччим}}. \quad (2.4.54)$$

В связи с большой погрешностью прогноза на несколько лет вперед всех переменных под знаком суммы, разумно допущение о приведении суммы к первому году с неизменными параметрами

$$PR = \delta P_i^{\max} \cdot P_i - Z_i^{\text{ТП}} - NL \cdot T^{\Delta W} \cdot \sigma_i^w \cdot \delta P_i^{\max} \cdot t_i^{\text{ччим}}. \quad (2.4.55)$$

НВВ для ЭСО формируются регулирующим органом с учетом обеспечения ежегодной нормативной прибыли. Таким образом, нулевое значение прибыли PR в (2.4.55) фактически означает обеспечение ЭСО нормативно-регулируемой прибылью за все NL лет. Исходя из условия $PR=0$, узловой тариф на технологическое присоединение будет определяться выражением

$$P_i = \frac{Z_i^{\text{ТП}}}{\delta P_i^{\max}} + NL \cdot T^{\Delta W} \cdot \sigma_i^w \cdot t_i^{\text{ччим}}. \quad (2.4.56)$$

Первое слагаемое (56) связано с единовременными затратами на присоединение новой нагрузки в узле i . Второе слагаемое связано с изменением стоимости потерь ЭЭ в результате изменения потребления ЭЭ данным узлом, и оно содержит ОППЭЭ узла i . При расчете ОППЭЭ должны учитываться только собственные потери ЭСО, то есть потери в элементах сети, принадлежащих рассматриваемой ЭСО. Если ОППЭЭ меньше нуля, то увеличение нагрузки узла i приводит к снижению потерь мощности ЭСО. При этом ТТП может получиться даже отрицательным, и его целесообразно принять нулевым. Это должно стимулировать потребителей к присоединению новой нагрузки в узлах с наименьшим значением ТТП, где ОППЭЭ минимален.

На рисунке 2.4.7 представлен режим энергораспределения простейшей сети. Данный пример ранее рассматривался в статьях [41, 42]. Представленный на рис. 2.4.7 режим распределения потоков ЭЭ (режим энергораспределения) был получен по модели ЭР на основе показаний счетчиков ЭЭ [41].

Результаты расчета ЭР в МВт·ч представлены на рис. 2.4.7 а. Потоки ЭЭ изображены черным цветом, а потери – красным. Суммарный полезный отпуск ЭЭ в узлах 4–7 составил 14535,47 МВт·ч, а нагрузочные потери 191,31 МВт·ч. В [41] на основе данного примера была рассмотрена модель энерго-стоимостного распределения, которая позволяет помимо потоков ЭЭ рассчитать потоки стоимости для каждого участка сети.

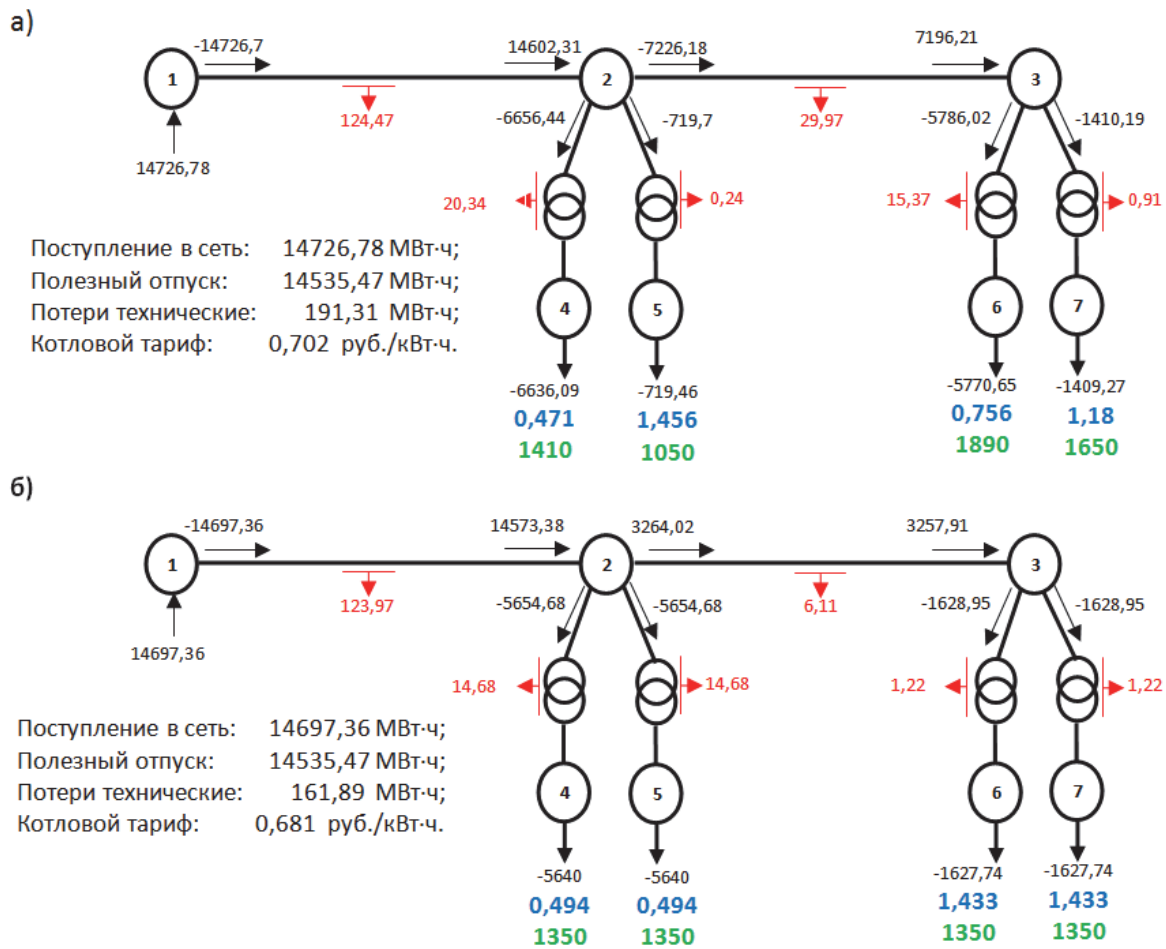


Рис. 2.4.7. Распределение в схеме сети:

- потоков ЭЭ \longrightarrow (МВт·ч);
- потерь ЭЭ \downarrow (МВт·ч);
- расчетных ТПЭ (руб./кВт·ч);
- расчетных ТТП (руб./кВт·ч);

а) исходный режим; б) режим с равенством ОПЭЭ

Потоки стоимости определяют стоимость услуг на передачу ЭЭ по всем ветвям (линии электропередачи и трансформаторы) и узлам (оборудование подстанций) схемы сети. Стоимость услуг на передачу для каждого элемента сети определяется стоимостью его содержания и стоимостью потерь. На основе потоков стоимости и потоков ЭЭ можно рассчитать узловые тарифы на передачу ЭЭ (ТПЭ) до конечных потребителей путем деления потока стоимости на поток ЭЭ [41]. Данные узловые тарифы различаются для конечных потребителей и характеризуют удельную себестоимость передачи ЭЭ до конечных узлов. На рисунке 2.4.7 а рядом с узлами 4–7 синим цветом показаны значения расчетных узловых ТПЭ в руб./кВт·ч, полученные по модели энерго-стоимостного распределения [41].

Для исходного режима ЭР (рис. 2.4.7 а) на основе (2.4.46) были рассчитаны значения ОПЭЭ в нагрузочных узлах: $\sigma_4 = 0,0235$; $\sigma_5 = 0,0175$; $\sigma_6 = 0,0315$; $\sigma_7 = 0,0275$. Минимальное значение ОПЭЭ наблюдается в узле 5, который является

лучшим для присоединения новой нагрузки, с точки зрения потерь ЭЭ. В данном узле наблюдается наибольший расчетный узловой ТПЭ равный 1,456 руб./кВт·ч, так как узел 5 загружен меньше остальных и удельная себестоимость передачи ЭЭ для него наибольшая. Данная ситуация является достаточно типичной, так как наименьшее значение ОППЭЭ возникает в узлах, питающихся по недогруженным связям или трансформаторам.

На рисунке 2.4.7 б представлен режим ЭР с аналогичным полезным отпуском ЭЭ 14535,47 МВт·ч, однако нагрузка перераспределена между нагрузочными узлами 4–7 в соответствии с равенством ОППЭЭ. Значение ОППЭЭ для всех нагрузочных узлов в этом режиме равно $\sigma_4 = \sigma_5 = \sigma_6 = \sigma_7 = 0,0225$

Оптимальное перераспределение нагрузок привело к снижению суммарных потерь ЭЭ на 15,4 % до минимально-возможного уровня 161,89 МВт·ч. При этом выравнивается загрузка параллельных трансформаторов, и происходит перераспределение полезного отпуска в сторону питающего узла 1. На основе (56) можно получить дифференцированные ТТП для режима на рисунке 2.4.7а при следующих исходных данных: единовременные затраты на технологическое присоединение во всех нагрузочных узлах схемы $Z_i^{ТП}$ принимаются нулевыми; число расчетных лет NL принимается равным 10; тариф на компенсацию потерь $T^{\Delta W}$ равен 2 руб./кВт·ч; число часов использования максимума нагрузки $t_i^{ччм}$ равно 3000 часов. Узловые значения тарифа на технологическое присоединение будут различаться только из-за различий в ОППЭЭ и на рисунке 2.4.7а они представлены зеленым цветом в руб./кВт·ч. Самое низкое значение ТТП наблюдается в узле 5, который имеет наименьшее значение ОППЭЭ и наибольший резерв на присоединение дополнительной нагрузки. При этом в узле 5 значение узлового ТПЭ наибольшее, так как он слабо загружен.

В результате перераспределения нагрузки между узлами 4-7 по равенству ОППЭЭ происходит перераспределение потоков ЭЭ и потерь ЭЭ, изображенное на рис. 2.4.7б. Новые значения узловых расчетных ТПЭ между параллельными секциями выравниваются и на рис. 2.4.7б они изображены синим цветом. Значения ТТП во всех узлах становятся равными, в связи с равенством ОППЭЭ. Таким образом, предлагаемая методика расчета дифференцированного ТТП стимулирует (перераспределение) нагрузок между потребительскими узлами, которое способствует не только снижению потерь, но и выравниванию загрузки сети и выравниванию себестоимости передачи ЭЭ до конечных потребителей. В конечном счете это выгодно не только ЭСО, но и самим потребителям, так как снижаются затраты на компенсацию потерь, а следовательно, снижаются и официальные ТПЭ для всех потребителей. В результате снижения потерь ЭЭ средний (котловой) ТПЭ снизился с 0,702 руб./кВт·ч (рис. 2.4.7а) до 0,681 руб./кВт·ч (рис. 2.4.7 б, т.е. почти на 3 % [6, 7].

2.4.6. Заключение [6]

Транспорт и распределение электроэнергии является регулируемым видом деятельности ввиду монопольного характера и в разных странах существует большое разнообразие в принципах оплаты услуг на передачу электроэнергии. Наиболее общие черты связаны с дифференциацией тарифов на передачу по уровням напряже-

ния, с отдельной оплатой энергии и мощности, с оплатой потерь электрической энергии. Следует ожидать, что процесс совершенствования механизмов оплаты услуг на транспорт и распределение электроэнергии будет продолжаться.

В большинстве европейских стран, в отличие от РФ, электросетевые предприятия обладают практически монопольным правом на установку, обслуживание средств учета электрической энергии и снятие с них показаний, даже если эти средства учета располагаются на объектах потребителей. Отход от данных принципов приводит к повышенному уровню коммерческих потерь электроэнергии, что приводит к необоснованному повышению тарифов на передачу электроэнергии.

Анализ статистических данных субъектов РФ по котловым тарифам на передачу свидетельствует о двукратных различиях в тарифах на передачу даже в соседних субъектах. Внутри одного субъекта не обеспечивается равенство тарифов на передачу, с учетом номинальных напряжений, ввиду возможности снабжения по более низким тарифам потребителей, имеющих связи с объектами ФСК ЕЭС.

Тарифы на передачу электроэнергии содержат дополнительную составляющую, связанную с перекрестным субсидированием. В странах Европейского союза эта составляющая тратится на развитие и совершенствование передовых энергетических технологий, прежде всего возобновляемой энергетики, а в нашей стране перекрестное субсидирование решает социальные задачи по поддержке населения и не способствует технологическому обновлению отрасли.

Отечественная система оплаты услуг на передачу электроэнергии соответствует общемировым тенденциям, однако она относительно проста и не использует ряд параметров, применяемых в зарубежных странах: характеристики надежности электроснабжения; суточную и сезонную дифференциацию тарифов; географическую удаленность потребителей; оплату реактивной энергии (мощности), оплату обслуживания средств учета электроэнергии и снятия с них показаний. У бытовых потребителей отсутствует абонентская плата.

Необходимо совершенствование системы оплаты услуг на передачу электрической энергии, так как объем выручки электросетевого предприятия в действующей модели прогнозируется на год вперед, а тарифы определяются на основе прогнозов электропотребления с учетом котловых принципов. Финансовая выручка электросетевого предприятия в рамках действующей модели тарифов на передачу электроэнергии очень слабо связана с показателями его деятельности и поэтому необходима разработка механизмов, стимулирующих электросетевые компании совершенствовать процесс транспорта электроэнергии. С другой стороны, система оплаты должна стимулировать потребителей к выравниванию графиков нагрузки, снижению потерь в сетях и к улучшению других технико-экономических показателей.

Научные подходы к определению дифференцированных тарифов на передачу электроэнергии, учитывающих загрузку используемого электросетевого оборудования, основаны на апостериорном анализе потокораспределения в электрической сети. Данный подход более точно отражает издержки сетевой организации, связанные с электроснабжением конкретного потребителя, позволяет производить анализ технико-экономической эффективности электросетевого бизнеса.

Стоимость передачи электроэнергии для каждого участка сети в рамках технико-экономической модели определяется путем суммирования стоимостей всех предшествующих элементов схемы (узлов и ветвей) на пути протекания потоков

электроэнергии по графу сети с учетом загрузки каждого электросетевого элемента. За счет процедуры каскадного формирования стоимости передачи необходимая валовая выручка сетевой организации распределяется между узлами отпуска электроэнергии из сети с учетом использования каждого элемента электрической сети, опираясь на техническую модель процесса энергораспределения. Предлагаемая методика позволяет оценить индивидуальную (узловую) стоимость услуг на передачу электрической энергии до конкретного потребителя в зависимости от технических и экономических показателей отдельных элементов электросетевого хозяйства.

Энерго-стоимостная модель передачи электроэнергии обеспечивает возможность определения для каждого узла электрической сети отношения потока стоимости к потоку электроэнергии, и это отношение было названо «узловым тарифом на передачу электроэнергии». Значения узловых тарифов увеличиваются в направлении передачи электроэнергии от источников к приемникам. Узловые тарифы дают оценки удельной стоимости передачи электроэнергии до конкретных потребителей, а их соотношение с котловыми тарифами показывает экономическую эффективность электроснабжения различных потребителей.

Разрабатываемая технико-экономическая модель может использоваться сетевыми организациями для оценки индивидуальных удельных показателей стоимости оказания услуг на передачу ЭЭ для различных потребителей и оценки экономической эффективности электросетевого бизнеса в различных участках сети. Она может применяться для обоснования строительства и реконструкции отдельных сетевых объектов. Для органов регулирования разрабатываемая модель интересна прежде всего с позиций разработки удельных нормативов различных составляющих затрат на передачу ЭЭ для сетевых организаций, имеющих технологические и режимные отличия. Данная модель позволяет обосновать стоимость транзитных потоков и индивидуальных тарифов при энергообмене между смежными сетевыми организациями. Кроме того, она может использоваться для обоснования надбавок и скидок к тарифу на передачу электроэнергии при оптимизации потребителями режима своего электропотребления.

Модель энерго-стоимостного распределения может найти применение для обоснования дифференцированной платы за технологическое присоединение новых потребителей. Значения дифференцированного по узлам схемы тарифа на технологическое присоединение должно стимулировать потребителей к увеличению нагрузки в тех узлах сети, которые способствуют снижению потерь электроэнергии.

На основе принципа равенства относительных приростов потерь мощности может быть получено оптимальное распределение нагрузки между узлами потребления электроэнергии с точки зрения минимума нагрузочных потерь. Это распределение нагрузки может использоваться для присоединения новой и перераспределения между узлами потребления старой нагрузки. При выборе мест размещения в сетях активных потребителей, установок распределенной генерации и накопителей электроэнергии с позиции сетевой компании целесообразно дополнительную нагрузку подключать в узлах с минимальным, а дополнительную генерацию в узлах с максимальным значением относительного прироста потерь, что приводит к снижению потерь и выравниванию узловых относительных приростов.

Литература

1. Об электроэнергетике: Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ // Собрание законодательства РФ. – 31.03.2003. – № 13. – С. 1177.
2. Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям: Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 // Собрание законодательства РФ. – 27.12.2004. – № 52 (часть 2). – С. 5525.
3. Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности: Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 // Собрание законодательства РФ. – 04.04.2011. – № 14. – С. 1916.
4. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике: Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 // Собрание законодательства РФ. – 23.01.2012. – № 4. – С. 504.
5. О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии: Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 // Собрание законодательства РФ. – 04.06.2012. – № 23. – С. 3008.
6. Паздерин А.А. Разработка модели энерго-стоимостного распределения и ее применение в электрических сетях.: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 // Паздерин Андрей Андреевич. – Екатеринбург: Уральский федеральный университет, 2020. – 189 с.
7. Паздерин А.А. Разработка модели энерго-стоимостного распределения и ее применение в электрических сетях.: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 // Паздерин Андрей Андреевич. – Екатеринбург: Уральский федеральный университет, 2020. – 24 с.
8. Зубарев В.С. Сравнение систем оплаты услуг на передачу электроэнергии в Российской Федерации и Европейском союзе / В.С. Зубарев, А.А. Паздерин, А.В. Паздерин, Д.А. Фирсова // Сборник докладов 6-ой международной научно-практической конференции ЭКСИЭ-06 Эффективное и качественное снабжение и использование электроэнергии. – 2017. – Екатеринбург. – Издательство УМЦ УПИ. – С. 22–25.
9. ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2016 - официальный сайт Европейского сообщества операторов магистральных сетей в области электроэнергетики (ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity) [www.entsoe.eu].
10. Паздерин А.В. Решение задачи энергораспределения в электрической сети на основе методов оценивания состояния / А.В. Паздерин // Электричество. – 2004. – № 12. – С. 2–7.

11. Паздерин, А.В. Проблема моделирования распределения потоков электрической энергии в сети / А.В. Паздерин // *Электричество*. – 2004. – № 10. – С. 2-8.
12. Паздерин, А.В. Расчет технических потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения / А.В. Паздерин // *Электрические станции*. – 2004. – № 12. – С. 44–49.
13. Park, Y.M. An analytical approach for transaction costs allocation in transmission system / Y.M. Park, J. B. Park, J.U. Lim, J.R. Won // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 1998, – № 13(4), – pp. 1407-1412.
14. Lima J.W.M. An Integrated Framework for Cost Allocation in a Multi-Owned Transmission System / J.W.M. Lima, M.V.F. Pereira, J.L.R. Pereira // *IEEE Transactions on Power Systems* – 1995. – Vol.10. – № 2. – P. 971–977.
15. Lima D.A. An overview on network cost allocation methods / D.A. Lima, A.P. Feltrin, J.Contreras. // *Internal research report, ISSN* – 2009. – vol. 3.
16. Green R. Electricity transmission pricing: an international comparison / R. Green // *Utilities Policy*. – 1997. – Vol. 6. – №.3. – P. 177–184.
17. Strbac G. Allocating transmission system usage on the basis of traceable contributions of individual generations and loads to flows / G. Strbac, D. Kirschen, S. Ahmed // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 1998. – Vol. 13. – № 2. – P. 527–534.
18. Методика расчета технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в базовом периоде (Приложение 1 к Инструкции по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям: Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 326 // *Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти* – 20.04.2009. – №16.
19. Об утверждении Методики определения нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям: Приказ Минэнерго РФ от 07.08.2014 №506 // *Российская газета*. – № 220. – 26.09.2014.
20. Об утверждении нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций: Приказ Минэнерго РФ от 26.09.2017 № 887 // *Официальный интернет-портал правовой информации* <http://www.pravo.gov.ru>. – 19.10.2017.
21. Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке: Приказ ФСТ России от 06.08.2004 № 20-э/2 // *Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти*. – № 44. – 01.11.2004.
22. Официальный сайт РЭК Свердловской области [<http://rek.midural.ru/>]
23. Идельчик В.И. Определение полной погрешности при расчетах установленных режимов электрических систем / В.И. Идельчик, С.И. Паламарчук // *Электричество*. – 1977. – № 2. – С. 51-54.
24. Бердин А.С. Адаптивные методы идентификации эквивалентных параметров электрической сети / А.С. Бердин, А.А. Суворов, С.Н. Шелюг // *Материалы пятой всероссийской конференции «Энергетика: экология, надежность, безопасность»*. Томск: ТПУ, 1999. С. 48-49.
25. Симакин И.О. Динамика, структура, методы анализа и мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38-110 кВ распределительных сетевых компаний (АО-Энерго) России / И.О. Симакин, В.И. Пятигор, В.Э. Воротниций, М.А. Калинкина // *Международный научно-технический семинар*

«Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – 2004»: Сб. докл. – М.: ЭНАС, 2004.

26. Воротницкий В.Э., Калинкина М.А. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях: учебно-методическое пособие / В.Э. Воротницкий, М.А. Калинкина. – М.: ИПК Госслужбы, 2000.

27. Загорский Я.Т. Рекомендации по определению метрологической составляющей коммерческих потерь электроэнергии в условиях эксплуатации // Международный научно-техн. семинар. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – 2004.: Сб. докл. – М.: ЭНАС, 2004.

28. Железко Ю.С. Недоучет электроэнергии, допустимые небалансы и их отражение в нормативах потерь / Ю.С. Железко // Электрические станции. – 2003. – № 11. – С. 18-22.

29. Паздерин А.В. Локализация коммерческих потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения / А.В. Паздерин // Промышленная энергетика. – 2004. – № 9 – С. 6-20.

30. Воротницкий В.Э. Измерение, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Проблемы и пути решения // Международный научно-техн. Семинар. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – 2002.: Сб. докл. – М.: ЭНАС, 2002.

31. Ерошенко С.А. Научные проблемы распределенной генерации / С.А. Ерошенко, А.А. Карпенко, С.Е. Кокин, А.В. Паздерин // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2011. – № 11-12. – С. 126-133.

32. Lopes, J. A. P. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. / Lopes, J. A. P., Hatziargyriou, N., Mutale, J., Djapic, P., & Jenkins, N. // Electric Power Systems Research. – 2007. – 77(9). – p. 1189-1203.

33. Паздерин А.А. Совершенствование системы тарификации услуг на передачу электрической энергии / А.А. Паздерин, А.В. Паздерин // Научное обозрение. – 2016. – № 20. – С. 207-213.

34. Паздерин А.А. Представление процесса передачи электроэнергии направленными потоками электроэнергии и стоимости в схеме сети / А.А. Паздерин, А.В. Паздерин // Электротехнические системы и комплексы. – 2017. – № 1 (34). – С. 31-36.

35. Pazderin A.A. Technical and Economic Model of Energy Transmission and Distribution Based on the Smart Metering Technologies / A.V. Pazderin, A.A. Pazderin, N.D. Mukhlynin // The 26th IEEE International Symposium on Industrial Electronics. 18-21 June 2017 Edinburg, Scotland, UK. № 8001241. pp. 163-168.

36. Pazderin A.A. Energy-cost flows model of electric energy distribution at an electric network / A.V. Pazderin, A.A. Pazderin, D.A. Firsova // The 11th IEEE International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering. CPE-POWERENG 2017. Cadiz, Spain, 4-6 April 2017. № 7915188. pp. 308-312.

37. Кононов Ю.Г. Учет емкости линий электропередач в расчетах энергораспределения и потерь энергии в электрических сетях / Ю.Г. Кононов, В.М. Пейзель // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Серия: Технические науки. – 2008. – № 3. – С. 63-69.

38. Степанов, А.С. Анализ потерь мощности и энергии на основе уравнений длинной линии / А.С. Степанов, Р.А. Калина, А.А. Степанова // Электротехника. – 2016. – № 7. – С. 30–34.

39. Паздерин, А.В. Использование методических подходов теории оценивания состояния для расчета и достоверизации потоков электрической энергии в сетях / А.В. Паздерин, А.О. Егоров, Е.С. Кочнева, В.О. Самойленко // Электричество. – 2014. – № 10. – С. 12–21.

40. Об утверждении методических указаний по расчету повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон по договорам об оказании услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети (договорам энергоснабжения): Приказ ФСТ России от 31.08.2010 г. № 219-э/6 // Российская газета. – № 231. – 13.10.2010.

41. Паздерин, А.А. Техничко-экономическая модель передачи электрической энергии в сетях энергосистем / А.А. Паздерин, А.В. Паздерин, В.В. Софьин // Электричество. – 2017. – № 7. – С. 4–12.

42. Паздерин, А.А. Применение модели энергостоймостного распределения для оценки эффективности передачи электроэнергии до различных узлов сети / А.А. Паздерин // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2017. – № 6 (45). – С. 36–41.

43. Зубарев, В.С. Применение модели энерго-стоймостного распределения для совершенствования тарифных моделей на передачу электроэнергии / В.С. Зубарев, И.А. Белоусов, А.В. Паздерин, А.А. Паздерин, И.В. Шевелев // В сборнике: Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной памяти профессора Данилова Н. И. (1945–2015) – Даниловских чтений. УрФУ имени первого Президента России Б. Н. Ельцина. – 2017. – С. 184–188.

44. Паздерин, А.В. Надбавки и скидки к тарифам на передачу электроэнергии / А.В. Паздерин, И.В. Шевелев, А.А. Паздерин, Н.А. Морозенко // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2018. – № 5 (50). – С. 46-51.

45. Паздерин, А.А. Совершенствование взаимоотношений потребителей и электросетевых компаний на основе технико-экономической модели передачи электроэнергии / А. А. Паздерин, А. В. Паздерин, Н. А. Морозенко // В сборнике: Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. 2018. – С. 358-361.

46. Капустин, С.Д. Выравнивание графиков электрических нагрузок энергосистем / С.Д. Капустин, И.А. Поляков // В сборнике: Электроэнергетика. Транспорт, надежность и учет. Сборник статей научно-технической конференции. 2012. Барнаул. – 2012. – С. 100-103.

47. Четошникова, Л.М. Выравнивание графика нагрузки в умной микросети / Л.М. Четошникова, С.А. Четошников // В сборнике: Наука. Южно-Уральский государственный университет. Материалы 65-ой Научной конференции. – 2013. – С. 210-213.

48. Обоскалов, В.П. Ценовые надбавки и скидки за профиль графика нагрузки / В.П. Обоскалов, Т.Ю. Паниковская // Электричество. – 2012. – № 7. – С. 9-17.

49. Маляренко, В.А. Неравномерность графика нагрузки энергосистемы и способы его выравнивания / В.А. Маляренко, И.Д. Колотило, И.Е. Нечмоглод // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – № 5 (87). – С. 19-22.

50. Аксёнов, В.В. Компенсация реактивной мощности с фильтрацией токов высших гармоник - реальный путь повышения энергоэффективности передачи и распределения электроэнергии / В.В. Аксёнов, Д.В. Быстров, В.Э. Воротницкий, Г.Г. Трофимов // Электрические станции. – 2012. – № 3. – С. 53-60.

51. Солонина, Н.Н. Опережающая компенсация реактивной мощности, потребляемой электроприемником из питающей сети / Н.Н. Солонина, К.В. Суслов, А.С. Смирнов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2012. – № 11 (70). – С. 204-208.

52. Галимова А.А. Компенсация реактивной мощности в электрических сетях 6-10 кВ / А.А. Галимова // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2010. – № 4. – С. 28-31.

53. Максимов, А.В. Компенсация реактивной мощности - актуальная задача энергосбережения / А.В. Максимов, В.К. Паули, М.П. Бычкова, Р.А. Воротников // Специальная техника. – 2009. – № 3. – С. 7–10.

54. Горнштейн, В.М. Наивыгоднейшее распределение нагрузок между параллельно работающими электростанциями / В.М. Горнштейн. – М. – Л.: Госэнергоиздат, 1949.

55. Горнштейн, В.М. Методы оптимизации режимов энергосистем / В.М. Горнштейн, Б.П. Мирошниченко, А.В. Пономарев, [и д.р.] – М.: Энергия, 1981.

56. Арзамасцев, Д.А. АСУ и оптимизация режимов энергосистем / Д.А. Арзамасцев, П.И. Бартоломей, А.М. Холян. – М.: Высшая Школа, 1983.

57. Паздерин, А.А. Применение принципа равенства относительных приростов потерь в электрических сетях / А.А. Паздерин, А.В. Паздерин // Энергия единой сети. – 2018. – № 1 (36). – С. 62–70.

58. Pazderin A.V. Principle of the Equality of Losses Relative Increments and Its Application for Power Grids /A.V. Pazderin, A.A. Pazderin, V.O. Samoilenko // IEEE International Conference on Smart Energy Systems and Technologies, SEST 2018. Sevilla, Spain, 10-12 September 2018. № 8495855. pp. 1-6.

59. Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям: Приказ ФАС России от 29.08.2017 № 1135/17 // Официальный интернет-портал правовой информации <http://www.pravo.gov.ru>. – 20.10.2017.

60. Паздерин, А.А. Дифференциация тарифов на технологическое присоединение с учетом относительных приростов потерь / А. А. Паздерин, А. В. Паздерин, И. В. Шевелев, Н. А. Морозенко // В сборнике: Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. 2018. – С. 362–365.

61. Гительман, Л.Д. Энергетический бизнес / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников // – М.:, 2006. – 600 с.

62. Гительман, Л.Д. Электроэнергетика: умное партнерство с потребителем / Л.Д. Гительман, Л.М. Гительман, М.В. Кожевников // – М.:, 2016. – 160 с.

63. Бартоломей, П.И. Направления совершенствования системы оплаты услуг на передачу электроэнергии с учетом международного опыта / П.И. Бартоломей, А.А. Паздерин, А.В. Паздерин // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2019. – № 5 (56). – С. 66–70.

64. Паздерин, А.А. Задача потокораспределения потерь электроэнергии и поправочные коэффициенты к тарифам на передачу / А.А. Паздерин, П.И. Бартоломей // Электротехнические системы и комплексы. – 2019. – № 3 (44). – С. 4–9.

65. Pazderin, A.V. Electric Losses Flow Distribution Method for Power Systems (utilities) /A.A. Pazderin, A.V. Pazderin, N.A. Morozenko, I.V. Chernykh // IEEE 10th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering, ELEKTROENERGETIKA 2019; Stara Lesna; Slovakia; 16-18 September 2019, pp. 43-47.

66. Кузнецов, А.В. Правовые аспекты применения повышающих коэффициентов к тарифам за потребление реактивной энергии / А.В. Кузнецов, И.В. Аргентова // Промышленная энергетика. – 2013. – № 7. – С. 17–20.

67. Заславец, Б.И. Снижение тарифов на передачу электроэнергии за счет компенсации реактивной мощности / Б.И. Заславец, А.В. Малафеев, Е.Б. Ягольников // Вестник МГТУ им. Г.И.Носова. – 2013. – №2. – С.75–79.

2.5. Индикаторы тарифов на энергоресурсы в общей системе индикаторов энергетической безопасности Молдовы

Вопросы энергетической безопасности являются актуальными уже ряд лет в связи с глобальными и региональными вызовами в энергетическом секторе, старением энергетического оборудования, необходимостью модернизации и повышения эффективности использования топлива и оборудования, в связи с ростом цен на энергоресурсы и различными сложностями в экономиках мира.

Необходимость постоянного обеспечения страны топливно-энергетическим ресурсами (ТЭР), их экономическая доступность для разных групп потребителей при различных вариантах экономических условий (нормальное развитие экономики, спад или рост экономики) отмечено в определении энергетической безопасности:

Энергетическая безопасность – это состояние защищённости граждан, общества, государства, экономики от обусловленных внешними и внутренними факторами **угроз дефицита их обоснованных потребностей** в энергии **экономически доступными ТЭР приемлемого качества** в **нормальных** условиях и чрезвычайных ситуациях, а также от нарушений **стабильности**, бесперебойности топливо- и энергоснабжения [1] и включает 7 основных направлений для исследований:

1. Анализ возможных угроз - прямых и косвенных, явных и скрытых, внутренних и внешних, и причин их возникновения;
2. Анализ потребностей в энергетических ресурсах территории, региона, объекта;
3. Анализ возможного предложения собственных и импортируемых энергетических ресурсов, предупреждение дефицита, прогнозы потребления энергетических ресурсов;
4. Вопросы экономической доступности энергетических ресурсов в сравнении с доходами населения, и анализ платежеспособности населения за ТЭР;
5. Анализ качества энергетических ресурсов и соответствия стандартам;
6. Анализ обеспеченности энергетическими ресурсами в нормальных условиях и в случаях чрезвычайных ситуаций, наличие запасов топлив;
7. Анализ бесперебойности поставок энергетических ресурсов, анализ причин и продолжительности перерывов в энергоснабжении, анализ аварийных ситуаций;

Методические подходы к анализу энергетической безопасности включают применение системного анализа, индикативного анализа, математического программирования, прогнозирования показателей, разработки оптимизационных моделей для выявления взаимосвязей показателей.

Индикативный анализ представляет собой метод, который предполагает построение системы индикаторов для выбранного объекта анализа (это может быть предприятие, отрасль, топливно-энергетический комплекс, энергетическая система, отдельная территория или регион). Для каждого индикатора определяется ряд его значений. При этом рассматривается определённый (выбранный или доступный) период лет для ретроспективного анализа динамики и выявления причин его изменений и колебаний. Далее выполняется построение прогнозов его значений, выявление будущих состояний на ближайшую и среднесрочную перспективу, определение степени кризисности по специальной шкале, которая строится для каждого индикатора отдельно по определённым правилам [2,3].

Если индикатор на текущий момент кризисный, то определяются меры (организационные, финансовые и другие) по возврату его к нормальному состоянию, и определяются необходимые финансовые вложения для этого. Если индикатор в ближайшей перспективе ожидается кризисным, то разрабатываются меры по предотвращению его перехода к кризисному состоянию и также определяются финансовые вложения для этого и ряд организационных и прочих мер.

Основная задача энергетической безопасности – обеспечить необходимое снабжение ТЭР, чтобы общий уровень жизни населения сохранялся на определённом уровне или улучшался. Поэтому на конечном этапе исследований определяется вклад энергетической безопасности в создание угроз экономической безопасности, делаются соответствующие выводы и прогнозы.

Функционирование энергетики должно осуществляться с наименьшим вредом для экологии (при сжигании топлив, утечках и потерях топливных ресурсов). Для оценки влияния энергетических источников на окружающую среду рассматриваются показатели загрязнения воздуха выбросами парниковых газов прямого и косвенного действия. Также оцениваются эмиссии целого ряда загрязняющих веществ (25), включая тяжелые металлы, стойкие органические загрязнители, фенолы, формальдегиды и другие.

В качестве объекта исследования при анализе энергетической безопасности рассматривается топливно-энергетический комплекс страны. Для дальнейшего пояснения принятых методических подходов при исследовании энергетической безопасности приведено его небольшое описание.

Описание топливно-энергетического комплекса Молдовы

Топливо-энергетический комплекс Молдовы включает электроэнергетическую систему, газотранспортную систему, систему распределения жидких нефтепродуктов и емкости для хранения, склады для хранения твёрдых топлив.

Электроэнергетическая система включает одну конденсационную системообразующую электростанцию Молдавскую ГРЭС (МГРЭС) мощностью 2520 МВт с 2 газотурбинными установками (находится в Левобережном регионе), Кишиневскую объединенную ТЭЦ с двумя источниками – ТЭЦ-1 (66 МВт) и ТЭЦ-2 (240 МВт), Бельцкую

ТЭЦ (24 МВт плюс 4 газопоршневые установки суммарной мощностью 13,2 МВт), имеется ряд блок-станций небольшой мощности на промышленных предприятиях.

Транспорт, передача и распределение электроэнергии осуществляется по 6 ВЛ 330 кВ, по линиям электропередач 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ и 0,4 кВ. Энергосистема Молдовы работает параллельно с энергосистемой Украины, имея межсистемные связи по 14 ВЛ 110 кВ и ВЛ 330 кВ. С Румынией имеются связи по 3 ВЛ 110 кВ, которые работают в островном режиме.

Общее потребление электроэнергии в Правобережном регионе находится на уровне 4–4,5 млрд кВт·ч, в Левобережном регионе – на уровне 1,2–1,5 млрд кВт·ч.

Самый крупный генерирующий источник Молдавская ГРЭС может работать на твердом, жидком и газообразном топливе. Теплоцентрали Правобережного региона работают на газе, но возможна работа и на мазуте. Основным видом топлива в настоящее время для всех ТЭЦ и МГРЭС – это природный газ. На электростанциях страны имеются резервуары для хранения аварийного запаса жидких топливных продуктов, на МГРЭС – и угля.

Также на территории страны работают две гидроэлектростанции: Костештская ГЭС мощностью 16 МВт на реке Прут с средней выработкой 30–50 млн кВт·ч в год, и Дубоссарская ГЭС мощностью 48 МВт на Днестре (Левобережный регион) со средней ежегодной выработкой на уровне 280–320 млн кВт·ч.

Также в стране развиваются местные возобновляемые источники энергии (ветровые, солнечные, биоустановки, тепловые насосы) [4,5].

Газотранспортная система включает трубопроводы высокого, среднего и низкого давления и газораспределительные станции. Магистральные трубопроводы связаны с украинской газовой системой и газовой системой стран Европы. Через территорию Молдовы много лет осуществляется транзит природного газа из России в Балканский регион, составляя ежегодно 15–20 млрд м³ (в 2019 – 10 млрд м³). Собственное потребление газа в Молдове находится на уровне 1,3–1,0 млрд м³ с тенденцией снижения.

Поставки *жидких нефтепродуктов* осуществляются из разных стран, включая Румынию, Беларусь, Россию, Казахстан и другие страны. Распределение жидких нефтепродуктов осуществляется через сеть автозаправочных станций. Ежегодное потребление нефтепродуктов в стране в последние годы имеет тренд постоянного роста: дизельного топлива на уровне 450–500 тыс. тонн, бензина – 150–200 тыс. тонн, сжиженного природного газа – 70–80 тыс. тонн. Остатки нефтепродуктов на начало года невелики и составляли в 2015–2018 порядка 6–12 тыс. тонн. [6]

Импорт *твердых топлив* (каменного угля, прочего битуминозного угля, кокса и угольных продуктов) осуществляется из России, Польши, Украины и других стран. Общий объем ежегодного потребления угля находится на уровне 70–100 тыс. тонн. Запасы угля на начало года составляли порядка 8–16 тыс. тонн (в 2015–2020).

Собственные энергетические ресурсы в Молдове включают в малых количествах добычу нефти (на уровне 10–17 тысячи тонн ежегодно), добычу природного газа – на уровне 0,11–0,23 млн м³ ежегодно (на месторождениях на юге страны); производство древесины в объеме (2019) – 3024 тыс. плотных м³, древесных остатков – 277 тыс. тонн, брикетов – 24 тыс. тонн, сельскохозяйственных остатков – 85 тыс. тонн, биогаза из органических отходов – 17 млн м³ [7]. К собственным ресурсам относится электроэнергия, выработанная на двух имеющихся ГЭС.

Производство электроэнергии на всех возобновляемых источниках суммарно составило 30,2 млн кВт·ч. (2017), 51 млн кВт·ч. (2018), 67,43 млн кВт·ч. (2019). Общая тенденция выработки электроэнергии на ВИЭ имеет тренд постоянного небольшого роста в связи с ежегодным ростом суммарной величины установленной мощности ВИЭ (в 2017–17,2 МВт, в 2018 г. – 37 МВт, за 2019–41,8 МВт), [8].

Сектор производства *теплоэнергии* разделяется на 2 части – централизованного производства тепловой энергии на ТЭЦ, на котельных установках различной мощности (для общественных нужд) и на котельных промышленных предприятий. Общий тренд – постоянное снижение производства тепловой энергии. В 2019 г. выработка тепловой энергии составила 2308 тыс. Гкал (в 1995–7097 тыс. Гкал) [7].

Децентрализованное производство теплоэнергии также разделяется на 2 части – индивидуальное отопление домовладений с помощью газовых котлов (в городской и сельской местности), и отопление жилья с помощью печей на твёрдом биотопливе и угле (большой частью в сельской местности). Прямых данных о производстве тепловой энергии в секторе децентрализованного теплоснабжения в статистических изданиях нет, но косвенно эти величины можно определить из топливно-энергетических балансов страны (по потреблению населением природного газа и биотоплив разных видов) [6,7].

Общие законодательные документы в области экономики и энергетики

Общее направление развития экономики определяется Стратегией развития Молдовы-2010, 2020, 2030 г. В настоящее время актуальной является Стратегия развития Молдовы до 2030 г., [9].

Стратегия включает 4 основных направления развития с долгосрочными задачами:

А) устойчивая и всеобъемлющая экономика:

1) увеличение доходов из устойчивых источников и смягчение экономического неравенства;

2) расширение доступа людей к инфраструктуре, коммунальным услугам и повышение качества жизни;

3) улучшение условий труда и сокращение неформальной занятости;

Б) надёжный человеческий и социальный капитал:

4) гарантирование качественного образования для всех и обеспечение возможностей обучения на протяжении всей жизни;

5) обеспечение фундаментального права на лучшее физическое и психическое здоровье;

6) надёжная и всеобъемлющая система социальной защиты;

7) обеспечение баланса между работой и семьей;

В) эффективные учреждения:

8) обеспечение эффективного и всеобъемлющего управления и верховенства закона;

9) продвижение мирного, безопасного и инклюзивного общества;

Г) здоровая окружающая среда:

10) обеспечение фундаментального права на здоровую и безопасную окружающую среду.

В области энергетики основополагающими документами являются Стратегии развития энергетики до 2010, 2020, 2030 гг. В настоящее время актуальной является Стратегия развития энергетики до 2030 г. [10]. Ее главными целями являются:

- обеспечение энергетической безопасности;
- повышение энергетической эффективности в цепи производства, транспортировки, распределения и снабжения электрической и тепловой энергии;
- продвижение использования энергии из возобновляемых источников
- обеспечение безопасности снабжения энергией;
- развитие конкурентных рынков и их региональное и европейское интегрирование;
- обеспечение устойчивости энергетического сектора и борьба с климатическими изменениями;

Отдельные направления в энергетике описываются специальными документами:

- в области повышения энергоэффективности использования энергетических ресурсов - Программа, Планы действий на три года – несколько версий для прошедший период [11, 12,13];
- в области развития возобновляемой энергетики – Законы по ВИЭ в нескольких версиях в разные годы [14, 15, 16].

В области охраны окружающей среды принято много нормативных актов, законов и Стратегий. Страна присоединилась к большому числу Конвенций по сохранению окружающей среды и имеет обязательства по Конвенции по изменению климата, по Орхусской Конвенции и Гетеборгскому протоколу, по стойким органическим загрязнителям (СОЗ), по ЕМЕП, по PRTR и ряду других. По ряду подписанных документов страна предоставляет Национальные Доклады, Сообщения, Обзоры, Отчеты, Информационные Доклады и другие документы о состоянии окружающей среды и объёмах выбросов загрязнителей с определенной периодичностью.

Можно отметить действующую в настоящее время Стратегию по снижению эмиссий парниковых газов, которая имеет планы мероприятий по уменьшению эмиссий [17].

Регулятивные действия по функционированию рынков электроэнергии, теплоэнергии, природного газа и нефтепродуктов осуществляет Национальное Агентство по регулированию в энергетике (НАРЭ), которое публикует большое количество документов, связанных с лицензированием, правилами рынка, тарифами на поставки каждого вида энергии от каждого энергетического предприятия [18].

Также имеется ряд законов, которыми предписывается деятельность в области электроэнергетики и отдельно электроэнергии, в секторе производства тепловой энергии, поставок и распределения природного газа, нефтепродуктов.

В частности, за последние 4 года были опубликованы следующие документы:

Законы

- Закон №107 от 27.05.2016 г. об электроэнергии // Официальный вестник №193-203 / 413, 08.07.2016 г.;
- Закон №108 от 27.05.2016 г. по природному газу // Официальный вестник №193-203 / 415, 08.07.2016 г.;

- Закон № 10 от 26.02.2016 г. о продвижении использования энергии из возобновляемых источников // Официальный вестник №9-77 / 117, 25.03.2016 г.;
- Закон № 174 от 21.09.2017 г. по энергетике. Опубликовано: 20.10.2017 г. в Официальном вестнике № 364-370 Арт. № 620;
- Закон № 34 от 16.03.2018 г. о внесении изменений и дополнений в Закон № 10/2016 о продвижении использования энергии из возобновляемых источников. Опубликовано: 06.04.2018 г. в Официальном вестнике №113-120 статья 222 Дата вступления в силу: 25.03.2018 г.;
- Закон № 139 от 19.07.2018 г. по энергоэффективности. Опубликовано: 17.08.2018 г. в Официальном вестнике № 309-320 Арт. № 476;

Постановления Правительства:

- Постановление Правительства № 833 от 10.11.2011 г. о Национальной программе энергоэффективности на 2011-2020 гг.;
- Постановление Правительства № 102 от 05.02.2013 г. об Энергетической стратегии Республики Молдова до 2030 г. Опубликовано: 08.02.2013 г. в Официальном вестнике № 27-30 Арт. №: 146;
- Постановление Правительства № 558 от 14.08.2015 г. об утверждении Перспективного энергетического баланса на 2015 г.//Официальный вестник №224-233 / 637 от 21.08.2015 г.;
- Постановление Правительства № 409 от 16.06.2015 г. Решение о дорожных картах в сфере энергетики на период 2015-2030 гг.//Официальный вестник № 177-184 / 472 от 10.07.2015 г.;
- Постановление Правительства № 896 от 21.07.2016 г. об утверждении Положения о порядке проведения сертификации энергоэффективности зданий и строительных конструкций. // В официальном вестнике № 232-244/975 от 29.07.2016 г.;
- Постановление Правительства № 334 от 14.12.2018 г. об утверждении Положения об организации и функционировании Национального агентства по регулированию энергетики. Опубликовано: 18.01.2019 г. в Официальном вестнике № 13-21 ст. № 81. Дата вступления в силу: 8.01.2019 г. и другие документы.

Общие подходы, применяемые для исследования энергетической безопасности РМ

В Молдове исследования в области энергетической безопасности проводятся в течение ряда лет. Как выше уже было отмечено, объектом исследования выбран топливно-энергетический комплекс (ТЭК) страны, [19,20,21]. Для его анализа сформирована большая система индикаторов, которая пополняется по мере разработки новых индикаторов, потребность в которых возникает по мере углубления анализа.

Исследования в некоторых случаях проводились и отдельно для отраслевой системы индикаторов [22], а также отдельной системы индикаторов электроэнергетического сектора [23, 24]. В целом исследовано множество вопросов (более 100 публикаций), касающихся ТЭК страны, в том числе:

- сектора децентрализованного теплоснабжения [25, 26].
- сектора ВИЭ [27, 28].
- электроэнергетического сектора, его нормальной работе и наиболее тяжелых угроз [29,30].

- экологического влияния энергетического сектора [31-35].
- влияния энергетики на экономику [36, 37].
- вопросов краткосрочного прогнозирования [38].
- вопросов среднесрочного прогнозирования [39-42].
- вопросов методологии и анализа энергетической безопасности [43-45],
- вопросов разработки пороговых значений [46].

В настоящее время для анализа используется специальный софт, который представляет собой информационно - аналитическую систему с входным модулем, расчетным модулем, модулем прогнозирования, модулем сценариев, и который позволяет анализировать целый комплекс индикаторов, определять их пороговые значения, определять степень кризисности каждого индикатора, строить прогнозы как отдельных индикаторов, так и их групп с учетом взаимосвязей. Описание вычислительного комплекса и его возможностей выполнены в ряде работ [20, 21, 23, 46-48].

Общая система индикаторов для оценки энергетической безопасности

Система индикаторов для анализа энергетической безопасности РМ является детализированной и включает около 50 индикаторов, которые распределены по блокам. Они отражают основные стороны топливно-энергетического комплекса страны и электроэнергетической системы, а именно: топливный сектор, электроэнергетический сектор, теплоэнергетический сектор, рассматриваются связи энергетики с экономикой и экологией посредством специальных индикаторов. Для удобства работы, системы экономических и экологических индикаторов выделены в отдельные направления. Это позволяет проводить отдельные специальные исследования для указанных индикаторов, выявлять прямые и скрытые угрозы. Также имеется несколько индикаторов, отражающие связи энергетики и социальной сферы [20, 21, 49].

Рассмотрим подробнее индикаторы, описывающие каждый сектор.

Электроэнергетический сектор описывается индикаторами производства электроэнергии на собственных источниках разных типов (конденсационные, теплофикационные генерирующие источники, возобновляемые источники энергии) и потребление электроэнергии отраслями экономики, импорт электроэнергии от МГРЭС и из Украины, потери электроэнергии, а также электробаланс в целом.

Теплоэнергетический сектор описывается индикаторами производства тепловой энергии на централизованных источниках на ТЭЦ и на котельных установках различной мощности, а также потребление тепловой энергии от централизованных источников отраслями экономики. Также рассматриваются индикаторы по сектору децентрализованного индивидуального отопления с помощью природного газа, и индикаторы децентрализованного отопления домовладений с помощью печей с использованием биотоплив. Рассматривается отдельно индикатор потерь тепловой энергии, и индикаторы использования собственных топлив разных видов для целей теплоснабжения.

Топливный сектор описывается индикаторами импорта топливных ресурсов различных групп - твердых, жидких, газообразных, а также индикаторами собственного производства топливных ресурсов в стране (в основном, биомассы). Также анализируется потребление топлива всеми отраслями экономики, и полный топливный баланс в стране (по 20 видам топлив), потери, изменение запасов.

Экономический сектор включает индикаторы, отражающие уровень энергоёмкости ВВП, электроёмкости ВВП, тарифов на природный газ, электроэнергию, теплоэнергию, кредиторские обязательства по экономике и энергетике, стоимости ТЭР в стране, среднедушевой доход населения, инвестиции в экономику и энергетику, и ряд других (всего 30). Эти индикаторы выделены в отдельную систему индикаторов экономической безопасности, и анализируются параллельно с системой индикаторов энергетической безопасности, для дальнейшего определения взаимного влияния индикаторов.

Экологический сектор описывается индикаторами валовых выбросов CO₂ на единицу сожженного топлива, а также в расчете на 1 жителя. В отдельной системе экологических индикаторов также рассчитываются выбросы 25 загрязняющих веществ при производстве электро- и теплоэнергии в стране. Отдельными публикациями выходят оценки валовых выбросов 7 парниковых газов [50-53] и 25 загрязнителей от сжигания топлива [54, 55] (не только при производстве электро- и теплоэнергии, но и при мобильном сжигании на транспортных средствах разных видов, при прямом сжигании топлива в стране в бытовом, коммерческом, сельскохозяйственном, промышленном секторах, а также летучих эмиссий от систем нефти и газа). Во всех работах по оценке эмиссий в течение 20 лет принимали участие сотрудники лаборатории управляемых электропередач, впоследствии – лаборатории энергетической безопасности, моделирования развития энергетических систем Института энергетики Молдовы, накопив богатый опыт использования различных расчетных методов, и опубликовав ряд работ в области экологических индикаторов и оценки эмиссий с применением разных подходов (IPCC, EMEP, PRTR) от различных энергетических источников [56, 57].

Социальный сектор описывается специальным индикатором – доли затрат населения из среднедушевого дохода на приобретение ТЭР. Этот индикатор объединяет три группы составляющих - стоимость ТЭР в целом, среднедушевой доход в месяц, расходы населения на приобретение электроэнергии, тепловой энергии, природного газа, твердых и жидких топлив для своих потребностей. Для расчета индикатора требуется около 15 первичных показателей из разных источников информации.

Источниками данных для расчета индикаторов служат статистические издания Национального бюро статистики Молдовы [58], официальные сайты энергетических предприятий, годовые отчёты предприятий, годовые отчёты Национального Агентства по регулированию в энергетике (НАРЭ), ежемесячная доступная информация о технико-экономических показателях электростанций и предприятий электрических сетей, Пресс – релизы и другая доступная информация. Ее учет и сбор ведется на постоянной основе с годовым шагом в специальном модуле входной информации по унифицированным таблицам, начиная с 1990 гг. Для ряда топливных показателей статистическая информация уже доступна на основе ежемесячного учета (с начала 2015 года), что позволило сразу применить более сложные методы для прогнозирования индикаторов, в частности, нейросетевой анализ [59].

Целью данной главы является описание индикаторов тарифов на электроэнергию, тепловую энергию и природный газ в Молдове, поэтому далее рассмотрена динамика каждого тарифа в отдельности.

Индикаторы тарифов на электроэнергию, на теплоэнергию, природный газ

Индикатор тарифов на электроэнергию

Тарифы на электроэнергию имеют несколько градаций:

1. Тарифы на выработанную и отпускаемую электроэнергию с шин Кишиневских ТЭЦ (SA „СЕТ-1”, SA „СЕТ-2”) и Бельцкой ТЭЦ (SA „СЕТ-Nord”), а также от Костештской ГЭС (IS „NHE Costesti”).

2. Тарифы на поставки электроэнергии конечным потребителям предприятиями электрических сетей.

Кишиневская ТЭЦ-1

ТЭЦ-1 расположена в столице Республики Молдова, г. Кишинев. Установленная мощность составляет 66 МВт. Теплоэлектростанция использует в качестве основного вида топлива-природный газ, в качестве резервного – мазут.

В таблице 2.5.1 представлена информация по изменению тарифов на поставку электроэнергии, произведённой на Кишиневской ТЭЦ-1 за период 2007–2020. Тариф менялся 7 раз в разные годы. Каждое изменение тарифа было утверждено НАРЭ отдельными постановлениями. Они приведены в правой части таблицы. Также приведены величины тарифов, пересчитанные в долларовый эквивалент, \$/кВт·ч, с учётом среднегодового курса валют на доллар США (в дальнейшем «доллар»).

Таблица 2.5.1

Величины и даты изменения тарифов на поставку электроэнергии, произведённой на Кишиневской ТЭЦ-1

ТЭЦ-1	Тариф, лей/кВт·ч	Среднегодовой курс, лей за \$	Тариф, \$/кВт·ч	Постановление НАРЭ по утверждению текущего тарифа
2007	86,63	12,1402	0,07	№.240 от 14.02.2007, (МО* №.21-24 от 16.02.2007, art.103)
2008	113,66	10.3920	0,11	№. 276 от 18.01.2008
2008	138,38	10.3920	0,13	№.299 от 30.07.2008, (МО №.140-142 от 01.08.2008, art.401)
2010	131,84	12,3693	0,11	№.364 от 14.01.2010, (МО №.5-7 от 19.01.2010, art.16)
2010	152,49	12,3693	0,12	№. 377 от 14.05.2010, (МО №. 75-77 art №:293 от18.05.20)
2011	152,49	11,7382	0,13	№.403 от 26.01.2011, (МО №.18-21 от 28.01.2011, art.97)
2011	166,14	11,7382	0,14	№.429 от 21.10.2011, (МО №.182-186 от 28.01.2011, art.1689)
2020	116	17,3218	0,09	http://anre.md/public/index.php/anre-a-micsorat-pretul-pentru-energia-electrica-produsa-de-sa-termoelectrica-3-106

* МО – (Monitorul Oficial - Официальный вестник Республики Молдова, единственное официальное государственное издание)

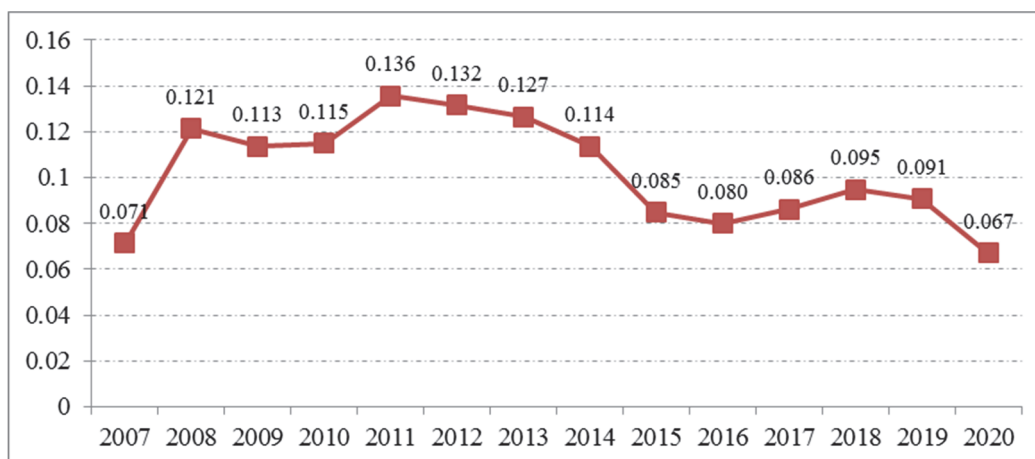
В следующей таблице (табл. 2.5.2) выполнен пересчет величин тарифов на электроэнергию в долларовой эквивалент для каждого года временного ряда 2007–2020. Для каждого года величина тарифа немного менялась в связи с колебаниями среднегодового курса лея к доллару.

Таблица 2.5.2

**Динамика изменения тарифов на электроэнергию от ТЭЦ-1
в период 2007–2020 с учётом среднегодового курса валют**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ТЭЦ-1, бань/ кВт·ч	86,63	126,02	126,02	142,17	159,32	159,32	159,32
Среднегодовой курс валют, лей/доллар	12,1	10,392	11,1096	12,3693	11,7382	12,1114	12,5874
ТЭЦ-1, \$/кВт·ч	0,07	0,08	0,11	0,11	0,14	0,13	0,13
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ТЭЦ-1, бань/ кВт·ч	159,32	159,32	179,51	179,51	179,51	179,51	116,00
Среднегодовой курс валют, лей/доллар	14,0356	18,8185	19,9238	18,499	16,8021	17,5735	17,3218
ТЭЦ-1, \$/кВт·ч	0,11	0,08	0,09	0,10	0,11	0,10	0,07

Общий тренд изменения тарифа имеет несколько участков роста и уменьшения. С 2011 года заметна длительная тенденция снижения тарифа на электроэнергию, поставляемую от Кишиневской ТЭЦ-1. В 2020 году, впервые за 13 лет, величина тарифа сравнялась с величиной тарифа в 2007 г., и составила 0,067 \$/кВт·ч (рис. 2.5.1). Также следует отметить, что действующий тариф (2020) является наименьшим тарифом за весь исследуемый период.



**Рис. 2.5.1. Тарифы на электроэнергию, поставляемую от ТЭЦ-1,
за период 2007-2020, \$/кВт·ч**

Кишиневская ТЭЦ-2

ТЭЦ-2, также как и ТЭЦ-1, расположена в г. Кишинев, ее установленная мощность составляет 240 МВт. Основной вид используемого топлива – природный газ, в качестве резервного может использоваться мазут.

Тариф на электроэнергию, произведенную на ТЭЦ-2, также утверждает НАРЭ. Последний раз тариф был пересмотрен в 2020 г и составил в долларовой эквиваленте 0,07 \$/кВт·ч, что в 2 раза меньше тарифа, утвержденного в 2011 году (0,14 \$/кВт·ч).

В таблице 2.5.2 представлена информация о датах изменения тарифов на электроэнергию для ТЭЦ-2 в ретроспективном порядке.

Таблица 2.5.3

Величины и даты изменения тарифов на поставку электроэнергии, произведённой на Кишиневской ТЭЦ-2

ТЭЦ-2	Тариф, лей/кВт·ч	Среднегодовой курс, лей за \$	Тариф, \$/кВт·ч	Постановление НАРЭ по утверждению текущего тарифа
2007	67.86	12.1402	0,06	№240 от 14.02.2007 г., (МО №21-24 от 16.02.2007 г., art.103)
2008	85.25	10.392	0,08	№276 от 18.01.2009 г.
2008	104.28	10.392	0,10	№299 от 30.07.2008 г., (МО №140-142 от 01.08.2008 г., art.401)
2010	96.60	12.3693	0,08	№364 от 14.01.2010 г., (МО №5-7 от 19.01.2010 г., art.16)
2010	110.45	12.3693	0,09	№377 от 14.05.2010 г. /, (МО №75-77 art №: 293 от 18.05.21 г.
2011	129.22	11.7382	0,11	№403 от 26.01.2011 г., (МО №18-21 от 28.01.2011 г. , art.97)
2011	158.63	11.7382	0,14	№429 от 21.10.2011 г., (МО №182-186 от 28.01.2011 г., art.1689)
2020	116	17.3218	0,07	http://anre.md/public/index.php/anre-a-micsorat-pretul-pentru-energia-electrica-produsa-de-sa-termoelectrica-3-106

Тариф в национальной валюте ряд лет оставался одним и тем же, но среднегодовой курс доллара менялся, и этот фактор учтён при расчёте величин тарифов в единицах измерения \$/кВт·ч, таблица 2.5.4.

Таблица 2.5.4

Динамика изменения тарифов на электроэнергию от ТЭЦ-2 в период 2007–2020 с учётом среднегодового курса валют

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ТЭЦ- 2, бань/кВт·ч	68	95*	95	104*	144*	144	144
Среднегодовой курс валют, лей/доллар	12.1402	10.392	11.1096	12.3693	11.7382	12.1114	12.5874
ТЭЦ- 2, \$/кВт·ч	0.056	0.091	0.085	0.084	0.123	0.119	0.114
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ТЭЦ- 2, бань/кВт·ч	144	144	144	144	144	144	116
Среднегодовой курс валют, лей/доллар	14.0356	18.8185	19.9238	18.499	16.8021	17.5735	17.3218
ТЭЦ- 2, \$/кВт·ч	0.103	0.076	0.072	0.078	0.086	0.082	0.067

В 2008, 2010 и 2011 гг. тариф менялся дважды, в таблице приведено его средняя величина за год

В период 2007–2011 гг. тариф на электроэнергию, поставляемую от Кишиневской ТЭЦ-2, имел тенденцию значительного роста с 0,056 \$/кВт·ч (2007) до 0,123 \$/кВт·ч (2011), затем последовало постепенное снижение тарифа, и в 2020 г. его величина составила 0,067 \$/кВт·ч (рис. 2.5.2).

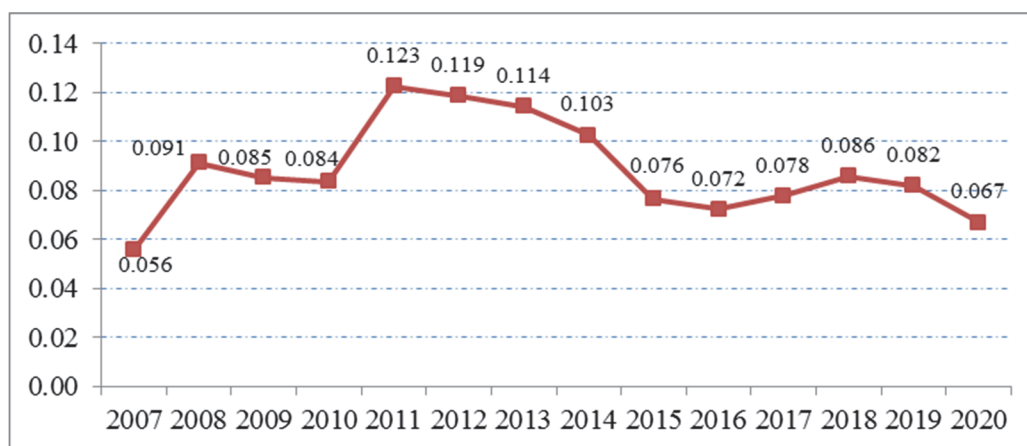


Рис. 2.5.2. Тарифы на электроэнергию, поставляемую от ТЭЦ-2, за период 2007–2020, \$/кВт·ч

Следует отметить, что в 2016 г. ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и АО «Термоком» были объединены в единое предприятие АО «Термоэлектрика». Соответственно, тариф на произведённую электроэнергию, утверждённый в 2020 г. и равный 116 бань/кВт·ч, является общим усреднённым тарифом для ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2. В 2016 г. после объединения в АО «Термоэлектрика», был сделан запрос на увеличение данного тарифа, но он был отклонен в НАРЭ.

АО «ТЭЦ Норд»

АО «ТЭЦ Норд» расположена на севере Республики Молдовы в городе Бельцы. Установленная мощность на 2020 г. составляет 37 МВт.

Список постановлений НАРЭ по утверждению тарифов на произведённую электроэнергию от АО «ТЭЦ Норд», а также величины тарифов в национальной валюте и в долларовом эквиваленте в период 2007–2020 представлены в таб. 2.5.5.

Таблица 2.5.5

Даты изменения тарифов на поставку электроэнергии, произведённой на АО «ТЭЦ-Норд»

ТЭЦ-Норд	Тариф, лей/кВт·ч	Среднегодовой курс, лей за \$	Тариф, \$/кВт·ч	Постановление НАРЭ по утверждению текущего тарифа
2007	82,16	12,1402	0,07	№240 от 14.02.2007, (МО №21-24 от 6.02.2007, art.103)
2008	89,60	10,3920	0,09	№276 от 18.01.2010
2008	106,56	10,3920	0,10	№299 от 30.07.2008, (МО №140-142 от 01.08.2008, art.401)
2010	103,03	12,3693	0,08	№364 от 14.01.2010, (МО №5-7 от 19.01.2010, art.16)
2010	123,66	12,3693	0,10	№377 от 14.05.2010, (МО №75-77, art №: 293 18.05.22)
2011	137,11	11,7382	0,12	№403 от 26.01.2011, (МО №18-21 от 28.01.2011, art.97)
2011	137,11	11,7382	0,12	№429 от 21.10.2011, (МО №182-186 от 28.01.2011, art.1689)
2017	170,00	18,4990	0,09	№112 от 17-03-2017, (МО №85-91 art. 600, 24-03-2017)
2020	162,00	17,3218	0,09	№540/2019 din 27.12.2019, (МО №7-13/34 от 17.01.2020)

В отличие от ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, для АО «ТЭЦ Норд» в 2017 г. тариф был дополнительно пересмотрен и утверждён в размере 0,09 \$/кВт·ч. В период 2007–2020 самый высокий тариф был зарегистрирован в 2011 г. и составил 0,117 \$/кВт·ч, табл. 2.5.6.

Таблица 2.5.6

**Динамика изменения тарифов на электроэнергию
от АО «ТЭЦ Норд» в период 2007-2020 с учётом среднегодового курса валют**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ТЭЦ-Норд, банк/кВт·ч	82	98*	98	113*	137*	137	137
Среднегодовой курс валют, лей/доллар	12,1402	10,392	11,1096	12,3693	11,7382	12,1114	12,5874
ТЭЦ-Норд, \$/кВт·ч	0,07	0,09	0,08	0,09	0,12	0,11	0,11
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ТЭЦ-Норд, банк/кВт·ч	137	137	137	170	170	170	162
Среднегодовой курс валют, лей/доллар	14,0356	18,8185	19,9238	18,499	16,8021	17,5735	17,3218
ТЭЦ-Норд, \$/кВт·ч	0,10	0,07	0,07	0,09	0,10	0,10	0,09

**В 2008, 2010 и 2011 году тариф менялся дважды, в таблице приведено его средняя величина за год*

Динамика изменения тарифа на электроэнергию, поставляемую от АО «ТЭЦ-Норд», за период 2007–2020, \$/кВт·ч, проиллюстрирована на рис. 2.5.3 Тренд имеет несколько явно выраженных участков. В 2007–2008 имело место увеличение тарифа, затем в 2009–2010 – снижение.

В период 2011–2016 тариф на электроэнергию для АО «ТЭЦ-Норд» в национальной валюте оставался постоянным. Но в 2015 году было резкое изменение (рост) курса лея к доллару. И, в последующий период 2014–2016, наблюдается снижение тарифа (только в долларовом эквиваленте, в национальной валюте тариф сохранялся одним и тем же). Затем снова последовал рост тарифа в 2017–2018, затем его снижение в 2019.

В 2020 г. тариф на электроэнергию, поставляемую от АО «ТЭЦ-Норд», составил 0,094 \$/кВт·ч.

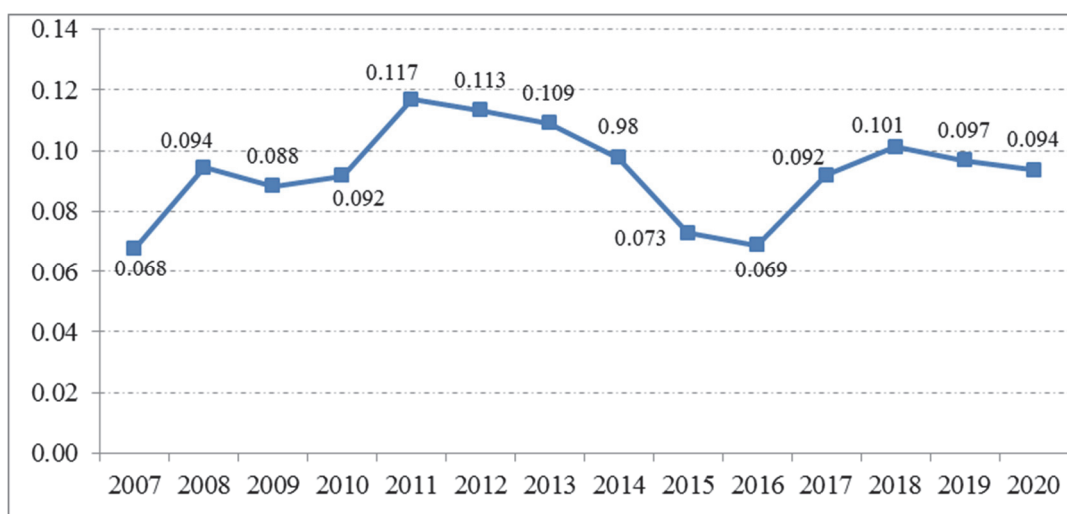


Рис. 2.5.3. Тарифы на электроэнергию, поставляемую от АО «ТЭЦ-Норд», за период 2007–2020, \$/кВт·ч

I.S. «NHE Costesti»- Костештская ГЭС

Костештская ГЭС расположена на границе с Румынией, на реке Прут. Установленная мощность составляет 16 МВт. Тарифы на электроэнергию, произведенную на данной электростанции, значительно ниже по сравнению с тарифами на электроэнергию, произведенную на Кишиневских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, и тоже менялись неоднократно.

Последнее изменение тарифа на электроэнергию для I.S. «NHE Costesti» был выполнено в 2016 г., и его величина составила 23,20 бань/кВт·ч или 0,012 \$/кВт·ч в долларом эквиваленте, таблица 2.5.7.

Таблица 2.5.7

**Даты изменения тарифов по поставки электроэнергии,
произведённой на Костештской ГЭС**

ГЭС	Тариф, лей/кВт·ч	Среднегодовой курс, лей за \$	Тариф, \$/кВт·ч	Постановление НАРЭ по утверждению текущего тарифа
2007	9,71	12,1402	0.01	№240 от 14.02.2007, (МО №21-24 от 16.02.2007, art.103)
2008	16,22	10,392	0.02	№276 от 18.01.2011
2008	16,22	10,392	0.02	№299 от 30.07.2008, (МО №140-142 от 01.08.2008, art.401)
2010	17,00	12,3693	0.01	№364 от 14.01.2010, (МО №5-7 от 19.01.2010, art.16)
2010	17,00	12,3693	0.01	№377 от 14.05.2010, (МО №75-77 art №: 293 от 18.05.23)
2011	17,00	11,7382	0.01	№403 от 26.01.2011, (МО №18-21 от 28.01.2011, art.97)
2011	17,00	11,7382	0.01	№429 от 21.10.2011, (МО №182-186 от 28.01.2011, art.1689)
2014	20,64	14,0356	0.01	№657 от 10.07. 2014
2016	23,20	19,9238	0.01	№184 от 20.06.2016, (МО № 169-183, art № от 24.06.2016)

Величины тарифов для каждого года временного ряда 2007–2020 для Костештской ГЭС приведены в табл. 2.5.8.

Таблица 2.5.8

Динамика изменения тарифов на электроэнергию, произведенную на Костештской ГЭС, в период 2007–2020 с учётом среднегодового курса валют

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
I.S. “NHE Costesti”, бань/кВт·ч	10	16	16	17	17	17	17
Среднегодовой курс валют, лей/доллар	12,1402	10,392	11,1096	12,3693	11,7382	12,1114	12,5874
I.S. “NHE Costesti”, \$/кВт·ч	0,008	0,016	0,015	0,014	0,014	0,014	0,014
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
I.S. “NHE Costesti”, бань/кВт·ч	21	21	23	23	23	23	23
Среднегодовой курс валют, лей/доллар	14,0356	18,8185	19,9238	18,499	16,8021	17,5735	17,3218
I.S. “NHE Costesti”, \$/кВт·ч	0,015	0,011	0,012	0,013	0,014	0,013	0,013

В период 2007–2008 имел место выраженный рост тарифа (в 2 раза) с 0,008 \$/кВт·ч (2007) до 0,016 \$/кВт·ч (2008). С 2008 года по 2020 тариф на электроэнергию колебался в пределах 0,011–0,015 \$/кВт·ч, составив в 2020 году 0,013 \$/кВт·ч (рис. 2.5.4).

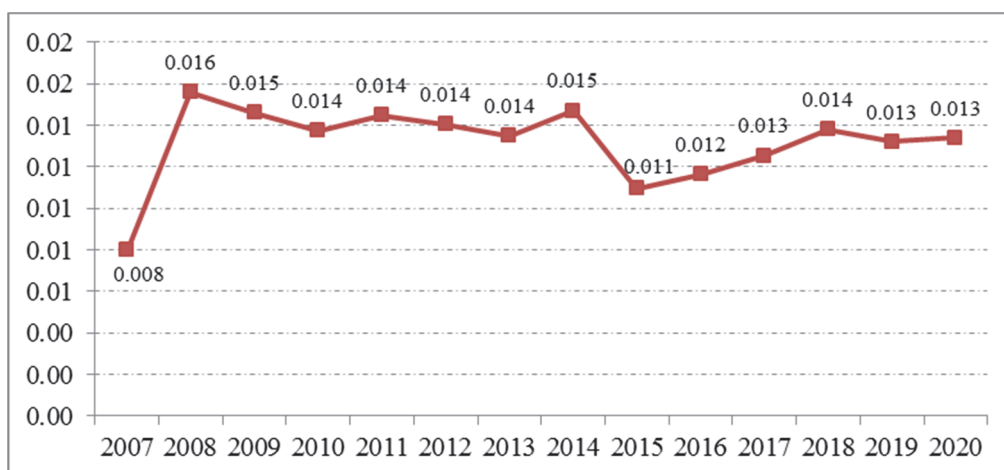


Рис. 2.5.4. Тарифы на электроэнергию, поставляемую от I.S. "NHE Costesti", за период 2007–2020, \$/кВт·ч

АО «FEE NORD»

Предприятие электрических сетей АО «FEE NORD» (г. Бельцы) было создано в 2015 путём реорганизации двух предприятий электросетей, действовавших до этого – АО „RED-NORD” и АО „RED NORD-VEST” (ранее – Северные и Северо-Западные электросети). Компания является основным поставщиком электроэнергии конечным потребителям в северной части страны.

В таблице 2.5.9 представлены утверждённые тарифы на поставку электроэнергии для АО «FEE NORD» (в национальной валюте и долларом эквиваленте), а на графике рисунка 53 указаны точные даты, когда состоялся их пересмотр.

Таблица 2.5.9

Динамика изменения тарифов на электроэнергию для АО «FEE NORD» в период 2007–2021 с учётом среднегодового курса валют

	03.08.2007	19.01.2008	01.08.2008	19.01.2010	20.04.2011	15.05.2012	31.12.2013	31.12.2014
АО «FEE NORD», банк/кВт·ч	101	108	120	143	157	171	171	171
Среднегодовой курс валют, лей/доллар	12,1402	10,392	10,392	12,3693	11,7382	12,1114	12,5874	14,0356
АО «FEE NORD», \$/кВт·ч	0,08	0,10	0,12	0,12	0,13	0,14	0,14	0,12
	31.07.2015	01.04.2016	24.03.2017	01.07.2018	23.08.2019	07.08.2020	01.02.2021	
АО «FEE NORD», банк/кВт·ч	223	204	212	191	223	214	204	
Среднегодовой курс валют, лей/доллар	18,8185	19,9238	18,499	16,8021	17,5735	17,3218	17,3395*	
АО «FEE NORD», \$/кВт·ч	0,12	0,10	0,11	0,11	0,13	0,12	0,12	

*Средний тариф за первые 2 месяца 2021 г.

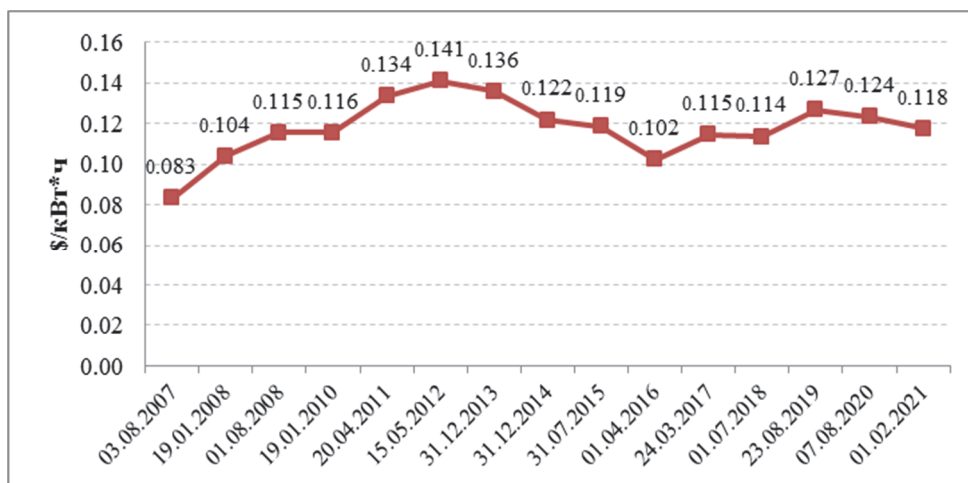


Рис. 2.5.5. Тарифы на электроэнергию, поставляемую от АО «FEE NORD», за период 2007-2021, \$/кВт·ч

За исследуемый период (2007-2021) тариф на электроэнергию для потребителей SA “FEE NORD” увеличился с 0,083 \$/кВт·ч до 0,118 \$/кВт·ч. Самый высокий тариф был зарегистрирован в 2012 г. в размере 0,141 \$/кВт·ч, что в 1,7 раза больше, чем тариф в 2007 году. На протяжении последних 5 лет тариф обновлялся каждый год и варьировал в диапазоне 0,102-0,127 \$/кВт·ч с тенденциями роста, а затем снижения. Действующий тариф на начало 2021 года составляет 0,118 \$/кВт·ч (рис.53).

Î.C.S. „Premier Energy” S.R.L

Î.C.S. “Premier Energy” S.R.L. является поставщиком электроэнергии для центральной и южной части Республики Молдова. Тарифы для этого предприятия также регламентируются НАРЭ.

За 2007–2021 тариф на электроэнергию Î.C.S. “Premier Energy” S.R.L. был в диапазоне 0,08–0,13 \$/кВт·ч, таблица 2.5.10. Последний тариф был утверждён в начале 2021 г. и составил 0,087 \$/кВт·ч., что на 10% меньше действующего тарифа в 2020 г. (0,097 \$/кВт·ч).

Таблица 2.5.10

Динамика изменения тарифов на электроэнергию Î.C.S. “Premier Energy” S.R.L. в период 2007–2021 с учётом среднегодового курса валют

	03.08. 2007	19.01. 2008	01.08. 2008	19.01. 2010	20.04. 2011	15.05. 2012	31.12. 2013	31.12. 2014
Î.C.S. „Premier Energy” S.R.L, бань/кВт·ч	96	98	110	133	148	158	158	158
Среднегодовой курс валют, лей/доллар	12,140 2	10,392	10,392	12,3693	11,7382	12,1114	12,5874	14,0356
Î.C.S. „Premier Energy” S.R.L, \$/кВт·ч	0,08	0,09	0,11	0,11	0,13	0,13	0,13	0,11
	31.07. 2015	01.04. 2016	24.03. 2017	01.07. 2018	23.08. 2019	07.08. 2020	01.02. 2021	
Î.C.S. „Premier Energy” S.R.L, бань/кВт·ч	216	192	199	179	189	168	151	
Среднегодовой курс валют, лей/доллар	18,8185	19,923 8	18,499	16,8021	17,5735	17,3218	17,3395	
Î.C.S. „Premier Energy” S.R.L, \$/кВт·ч	0,11	0,10	0,11	0,11	0,11	0,10	0,09	

Можно отметить, что с 2017 года тариф имеет тенденцию постепенного снижения, что является позитивным фактором для экономики РМ, рис. 2.5.6.

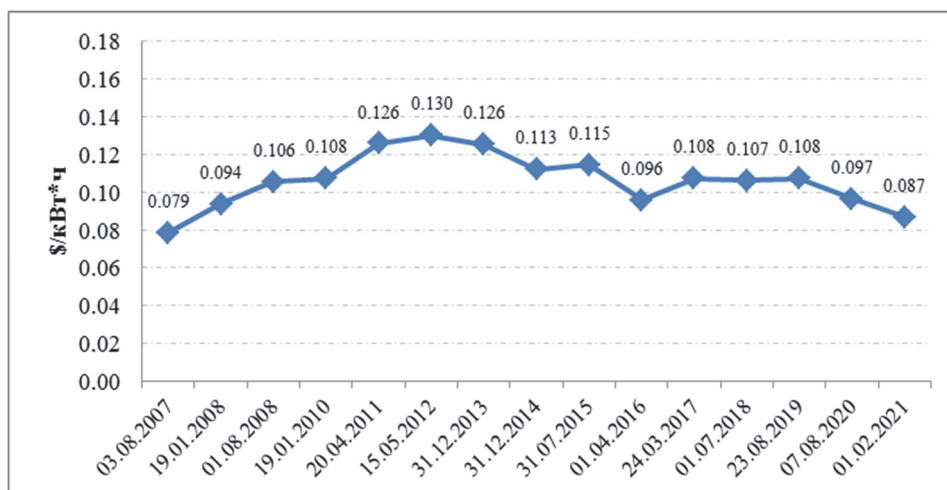


Рис. 2.5.6. Тарифы на электроэнергию, поставляемую от Í.C.S. „Premier Energy” S.R.L., за период 2007-2021, \$/кВт·ч

Средний тариф на электроэнергию

Динамика среднего тарифа на электроэнергию для конечных потребителей за 1993–2020 отражена на рисунке 2.5.7. Общая тенденция – постоянный рост с 0,01 до 0,14 \$/кВт·ч (1993–2012), затем небольшое снижение до 0,10 \$/кВт·ч.



Рис. 2.5.7. Динамика изменения среднего тарифа на электроэнергию в \$/кВт·ч в Молдове за 1993–2020 гг.

Степень оплаты тарифов на электроэнергию населением

Данные по уровню оплаты за электроэнергию конечными потребителями по стране в целом имеются только для ряда лет (ряд неполный) и составляют 96,23-99,9 %, табл. 2.5.11 и рис. 2.5.8.

Электроэнергия оплачивается практически полностью и своевременно, что делает привлекательным рынок электроэнергии для зарубежных компаний. 20 лет

назад три предприятия государственных электрических сетей (Кишиневские, Центральные и Южные электросети) были проданы испанской компании Union Fenosa, которая, в свою очередь, перепродала активы румынской компании Î.C.S. "Premier Energy" S.R.L. в 2019 году.

Таблица 2.5.11

Уровень оплаты за потребленную электроэнергию потребителями РМ, %

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Оплата за потребленную э/э, %	н/д	н/д	н/д	99,2	99,5	96,23	н/д	99,2	99,4	99,9	99,5

*) по данным НАРЭ **) н/д-нет данных

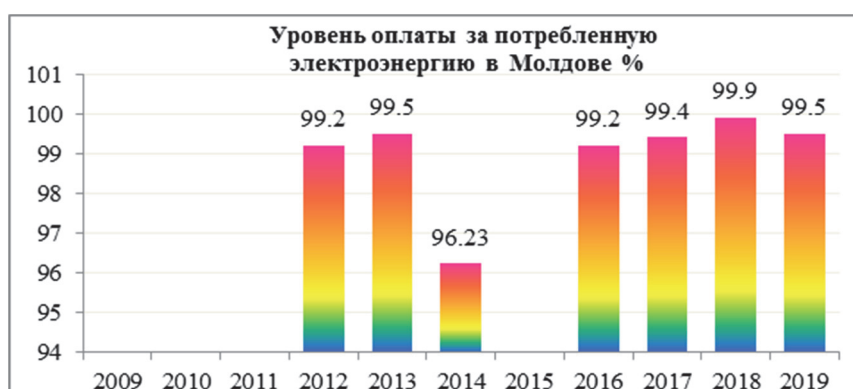


Рис. 2.5.7. Степень оплаты за электроэнергию конечными потребителями в РМ

Индикатор тарифов на теплоэнергию

В Республике Молдова в правобережном регионе центральным отоплением в настоящее время обеспечены здания только в нескольких городах и населённых пунктах.

В столице страны г. Кишиневе задействованы два предприятия по поставкам тепловой энергии:

- 1) АО «Termoelectrica», включающая ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, Южную и Западную котельные и 19 пригородных котельных;
- 2) S.A. "Ara Canal Chisinau" (котельная предприятия «Водоканал»).

В муниципии Бельцы работают два предприятия А.О."СЕТ-Nord" (Бельцкая ТЭЦ) и Î.М. "Termogaz-Bălți", и для каждого поставщика установлен отдельный тариф на тепловую энергию.

В таблице 2.5.12 представлены все действующие предприятия по поставкам теплоэнергии в РМ (правобережный регион) и утверждённые для них тарифы (по постановлениям НАРЭ), которые действуют на текущий момент.

Действующие тарифы на поставки тепловой энергии

№.	Тарифы на поставки тепловой энергии			Постановление НАРЭ
	Предприятия	лей/Гкал	\$/Гкал*	
1	А.О. "Termoelectrica", Кишинев	1122	65	№ 60/2020 от 10.03.2020 (МО №. 87-93/307 от 20.03.2020)
2	А.О. "Ара-Canal Chisinau" Кишинев	1132	65	№. 50/2020 от 28.02.2020 (МО №. 75-83/277 от 13.03.2020)
3	А.О."СЕТ-Nord", Бельцы	1220	70	№. 540/2019 от 27.12.2019 (МО №. 7-13/34 от 17.01.2019)
4	Î.М. "Termogaz-Bălți", Бельцы	1083	63	№. 428/2019 от 22.11.2019 (МО №. 352-359/1996 от 29.11.2019)
5	А.О. "Comgaz - Plus", Унгень	1400	81	№. 01/2021 от 15.01.2021 (МО №. 22-32/76 от 29.01.2021)
6	Întreprinderea Municipală a Rețelelor și Centralelor Termice Comrat, Комрат	1200	69	№. 425/2019 от 22.11.2019 (МО №. 352-359/1993 от 29.11.2019)
7	Î.М. "Servicii Comunale Glodeni", Глодень	955	55	№. 427/2019 от 22.11.2019 (МО №. 352-359/1995 от 29.11.2019)

* Среднегодовой курс доллара в 2020 году составил 17.3218 лей/\$

Самый низкий тариф установлен для Î.М. "Servicii Comunale Glodeni" (город Глодень в северном регионе страны), который составляет 55 \$/Гкал. Самый высокий тариф 81 \$/Гкал был утверждён в 2021 г. для предприятия А.О. "Comgaz - Plus", который снабжает теплоэнергией город Унгень (в западной части страны).

Далее рассмотрены тарифы на тепловую энергию для каждого действующего предприятия отдельно.

АО «Termoelectrica»

Для АО «Termoelectrica» (объединенные в единое предприятие Кишиневские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2) тариф на тепловую энергию пересматривался последний раз в 2017 г. (1122 лей/Гкал), и в период 2017-2021 его величина составляет 65 \$/Гкал. Самый высокий тариф был утверждён в 2011 г. (84 \$/Гкал), а самый низкий тариф в 2015 г (52 \$/Гкал), таблица 2.5.13.

Таблица 2.5.13

Динамика изменения тарифов на тепловую энергию для АО «Termoelectrica» в период 2010–2020 с учётом среднегодового курса валют

	19.01. 2010	18.05. 2010	04.02. 2011	28.10. 2011	31.12. 2012	31.12. 2013	31.12. 2014
АО «Termoelectrica», лей/Гкал	699	821	898	987	987	987	987
Среднегодовой курс валют, лей/доллар	12.3693	12.3693	11.7382	11.7382	12.1114	12.5874	14.035
АО «Termoelectrica», \$/Гкал	57	66	77	84	81	78	70
	31.12. 2015	01.10. 2016	01.05. 2017	31.12. 2018	31.12. 2019	20.03. 2020	
АО «Termoelectrica», лей/Гкал	987	1068	1122	1122	1122	1122	
Среднегодовой курс валют, лей/доллар	18,8185	19,9238	18,499	16,8021	17,5735	17,3218	
АО «Termoelectrica», \$/Гкал	52	54	61	67	64	65	

В период 2011–2015 гг. тариф на теплоэнергию в национальной валюте не менялся, но, из-за роста курса доллара, для указанных лет наблюдается снижение тарифа в долларовом эквиваленте, рис. 2.5.9. В 2017 г. тариф был пересмотрен, и в дальнейшем его динамика имеет тенденцию роста.

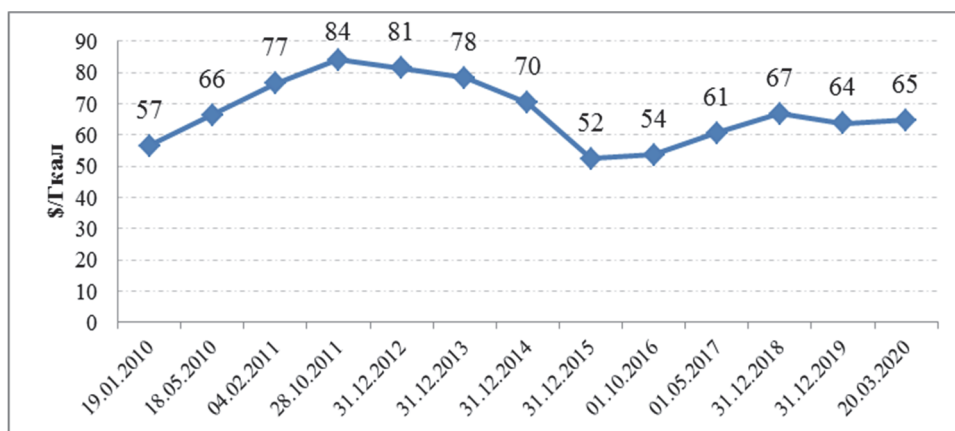


Рис. 2.5.9. Тарифы на теплоэнергию, поставляемую от АО «Termoelectrica», за период 2010–2020, \$/Гкал

Тариф на теплоэнергию в 2020 г., по сравнению с уровнем 2015 г., вырос на 25%,: с 52 \$/Гкал (2015) до 65 \$/Гкал (2020).

АО «СЕТ Nord»

Для АО «СЕТ Nord» (Бельцкая ТЭЦ) в период 2010–2020 тариф на теплоэнергию увеличился с 64 \$/Гкал (2010) до 70 \$/Гкал (2020). Как и для АО «Termoelectrica», последний раз тариф пересматривался в 2017 г. табл. 2.5.14.

Таблица 2.5.14

Динамика изменения тарифов на тепловую энергию для АО «СЕТ Nord» в период 2010–2020 с учётом среднегодового курса валют

	19.01.2010	18.05.2010	01.02.2011	28.10.2011	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2014
АО «СЕТ Nord», лей/Гкал	786	911	988	1056	1056	1056	1056
Среднегодовой курс валют, лей/доллар	12,3693	12,3693	11,7382	11,7382	12,1114	12,5874	14,0356
АО «СЕТ Nord», \$/Гкал	64	74	84	90	87	84	75
	31.12.2015	31.12.2016	01.05.2017	31.12.2018	31.12.2019	17.01.2020	
АО «СЕТ Nord», лей/Гкал	1056	1056	1220	1220	1220	1220	
Среднегодовой курс валют, лей/доллар	18,8185	19,9238	18,499	16,8021	17,5735	17,3218	
АО «СЕТ Nord», \$/Гкал	56	53	66	73	69	70	

В 2016–2020 г тариф на теплоэнергию для Бельцкой ТЭЦ в долларовом эквиваленте имеет тенденцию постепенного роста, и одним из влияющих факторов является меняющийся курс валют. Самый низкий тариф имел место в 2016 г. и составлял 53 \$/Гкал, рис. 2.5.10.

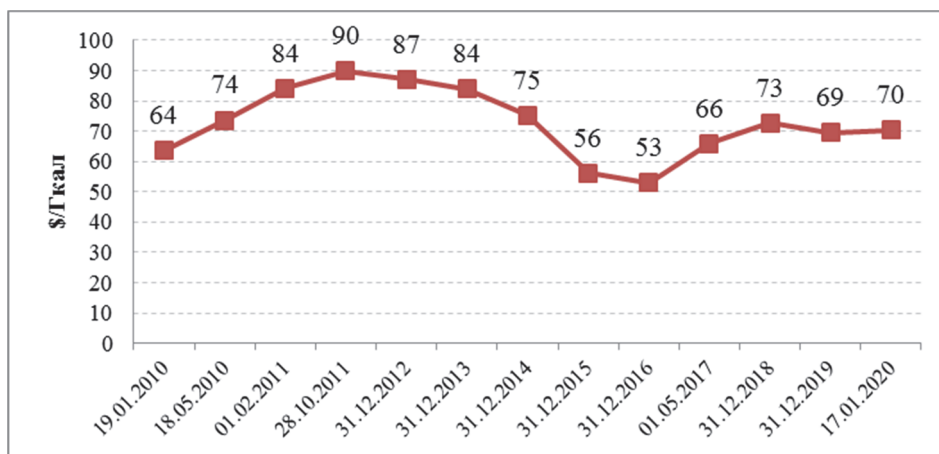


Рис. 2.5.10. Тарифы на теплоэнергию, поставляемую от АО «СЕТ Nord», за период 2010-2020, \$/Гкал

Тарифы на поставки тепловой энергии по районным системам теплоснабжения

Для всех оставшихся районных котельных наблюдается резкий рост тарифа в 2011 г., затем постепенное снижение, рис. 2.5.11. Таким образом, в период 2011–2020 гг. тариф на теплоэнергию снизился для:

- SA "APA CANAL" – на 30%, с 93 (2011) до 65 \$/Гкал (2020);
- IM "TERMOGAZ BALTI" – на 32%, с 93 (2011) до 63 \$/Гкал (2020);
- SA "COMGAZ PLUS" – на 28%, с 113(2011) до 81 \$/Гкал (2020);
- "IMRCT COMRAT" – на 36%, с 108(2011) до 69 \$/Гкал (2020).

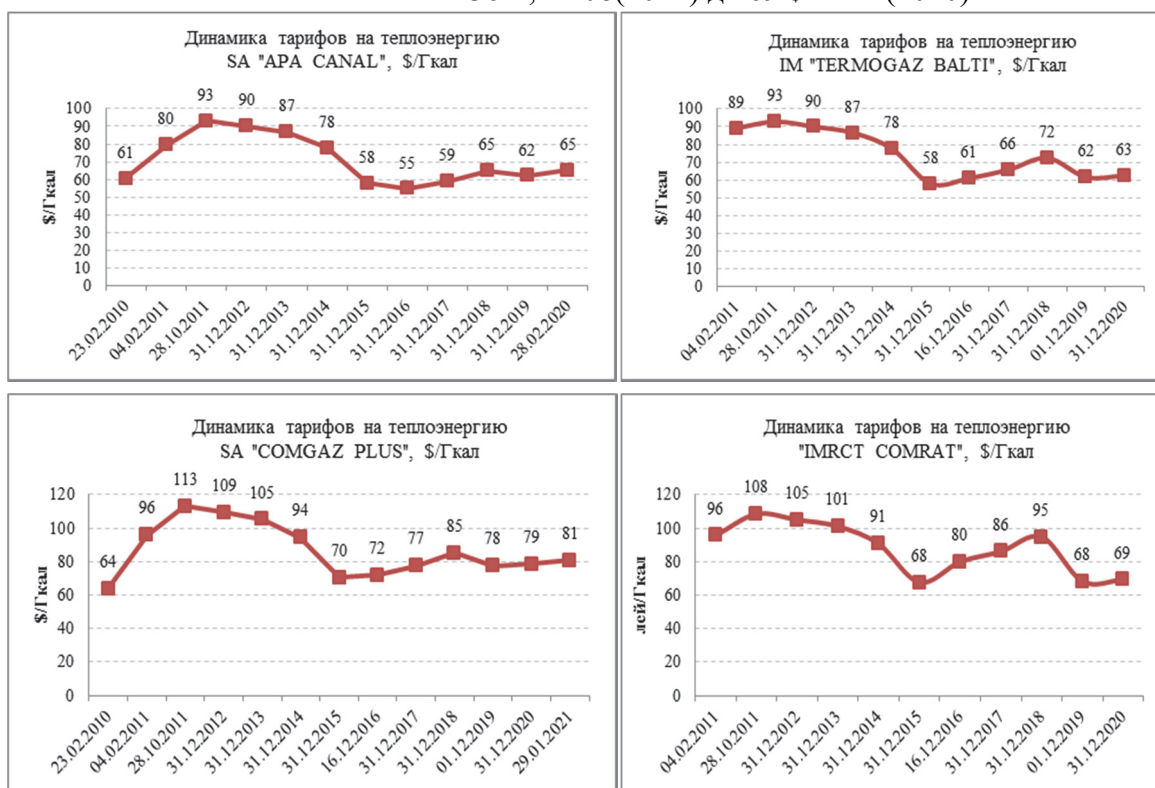


Рис. 2.5.11. Динамика тарифов на теплоэнергию от районных систем теплоснабжения в 2010–2020, \$/Гкал

Средние тарифы на тепловую энергию по Молдове

Величина среднего тарифа на тепловую энергию менялась в диапазоне от 150 лей/Гкал до 1333 лей /Гкал, среднее значение составило 657 лей/Гкал. В пересчете на долларовый эквивалент эти величины были в интервале от 16,7 до 142,8 \$/Гкал, среднее значение 55,7 \$/Гкал (за 1993–2020), рисунок 2.5.12.



Рис. 2.5.12. Изменение среднего тарифа на теплоэнергию в Молдове за 1993-2020, \$/Гкал

Степень оплаты за теплоэнергию конечными потребителями

Данные по уровню оплаты за тепловую энергию конечными потребителями имеются фрагментарные (только для ряда лет) и составляют 48,32–75 %, табл. 2.5.13 и рис. 2.5.13. Тепловая энергия оплачивается значительно хуже, чем электрическая. Причинами являются высокие тарифы. Это привело к тому, что за последние 20 лет большинство районных систем теплоснабжения в Правобережном регионе страны были закрыты (в 1990 г. их было более 30).

Имидж системы централизованного теплоснабжения значительно ухудшился, что вызвало также снижение количества городских потребителей многоквартирных жилых домов в муниципиях Кишинев и Бельцы с самыми крупными системами теплоснабжения. Доходы предприятий от поставок тепловой энергии снижаются. Это вызывает идеи вообще по закрытию ТЭЦ, которых и так в стране всего 3. Выполнено объединение ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 в единое предприятие для повышения экономичности работы оборудования. Но обе станции имеют достаточно длительные периоды отключения в каждом году, что создает угрозы техногенных аварий.

Широко распространилось отопление газовыми индивидуальными котлами с прямым сжиганием природного газа. Большинство вновь построенных жилых многоэтажных зданий за последние 10 лет оборудованы именно такими котлами и не имеют подключения к централизованному отоплению, хотя, во многих случаях, тепло-трасса проходит непосредственно рядом с новыми зданиями.

Еще одним неприятным последствием является повышенное загрязнение воздуха вблизи таких зданий.

В настоящее время делаются попытки улучшить ситуацию в сторону расширения количества абонентов централизованного теплоснабжения в оставшихся системах теплоснабжения, но высокие тарифы остаются одним из главных препятствий для большинства потребителей.

Таблица 2.5.15

**Уровень оплаты за потреблённую тепловую энергию
конечными потребителями в РМ, %**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015-2019
Оплата за потреблённую тепловую энергию от централизованных источников, %	70,6	75	н/д	62,6	48,32	58,34	н/д

*) по данным АНРЕ



Рис. 2.5.13. Степень оплаты конечными потребителями тепловой энергии в стране

Индикатор тарифов на природный газ

Поставки природного газа в страну осуществляются от АО «Газпром» по специальным договорам с АО «Молдовагаз». Закупочные цены на природный газ за последние 5 лет приведены в табл. 2.5.16.

Таблица 2.5.16

Закупочные цены на природный газ за 2015–2020, \$/1000 м³

	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал	среднегодовая
2015*	316,77	258,79	217,00	184,39	255,98
2016	223,02	177,39	167,16	171,97	193,44
2017	149,44	165,34	172,44	174,75	162,05
2018	191,44	208,67	232,07	248,20	217,46
2019	241,16	235,62	229,93	223,93	233,67
2020	180,26	168,28	136,74	н/д	н/д

*) По данным, приведенным на официальном сайте АО «Молдовагаз», для 4 квартала 2020 г на текущий момент данные не приведены

Сделаны попытки диверсифицировать пути поставок природного газа. Для этого в течение ряда последних лет строится газопровод Унгень-Яссы.

Тарифы на природный газ имеют 8 градаций.

1. Поставки природного газа предприятиями – поставщиками, по распределительным сетям, сети которых подключены к выходному трубопроводу газораспределительных станций (ГРС).

2. Природный газ, поставляемый АО «Молдовагаз» по распределительным сетям предприятиям, не входящим в систему ОАО «Молдовагаз», для их последующей поставки конечным потребителям:

- распределительным компаниям, подключенным к сетям высокого давления;
- распределительным компаниям, подключенным к сетям среднего давления;

3. Поставка природного газа на тепловые электростанции (ТЭЦ), котельные установки для производства и поставки тепловой энергии городским потребителям через централизованные системы снабжения;

4. Поставка природного газа бытовым потребителям в объеме до 30м³ (включительно) в месяц на квартиру.

5. Поставка природного газа бытовым потребителям в объеме более 30 м³ в месяц;

6. Поставки природного газа другим конечным потребителям, в т.ч. на котельные установки, для производства и поставки тепловой энергии потребителям через локальные системы теплоснабжения, подключенные к распределительным сетям: высокого давления; среднего давления; низкого давления;

Величины тарифов по указанной классификации проиллюстрированы далее на примере одного года – 2018, табл. 2.5.15. и рисунок 2.517.

Таблица 2.5.17

Градация тарифов на природный газ от АО «Молдовагаз», 2018 г

	Тариф лей/1000м³	Тариф \$/1000м³*
Природный газ, поставляемый АО «Молдовагаз» по распределительным сетям предприятиям, не входящим в систему ОАО «Молдовагаз», для их последующей поставки конечным потребителям, подключённым к сетям высокого давления	3468	206
Природный газ, поставляемый АО «Молдовагаз» по распределительным сетям предприятиям, не входящим в систему ОАО «Молдовагаз», для их последующей поставки конечным потребителям, подключённым к сетям среднего давления	3786	225
Поставка природного газа на тепловые электростанции (ТЭЦ), котельные установки для производства и поставки тепловой энергии городским потребителям через централизованные системы снабжения	4018	239
Поставка природного газа бытовым потребителям в объёме до 30м ³ (включительно) в месяц на квартиру	4705	280
Поставка природного газа бытовым потребителям в объёме более 30 м ³ в месяц на квартиру	4895	291
Поставки природного газа другим конечным потребителям, в т.ч. на котельные установки, для производства и поставки тепловой энергии потребителям через локальные системы теплоснабжения, подключённые к распределительным сетям: высокого давления	4195	250

	Тариф лей/1000м ³	Тариф \$/1000м ³ *
Поставки природного газа другим конечным потребителям, в т.ч. на котельные установки, для производства и поставки тепловой энергии потребителям через локальные системы теплоснабжения, подключённые к распределительным сетям: среднего давления	4501	268
Поставки природного газа другим конечным потребителям, в т.ч. на котельные установки, для производства и поставки тепловой энергии потребителям через локальные системы теплоснабжения, подключённые к распределительным сетям: низкого давления	4895	291

* Среднегодовой курс доллара в 2018 году составил 16.8021 лей/\$

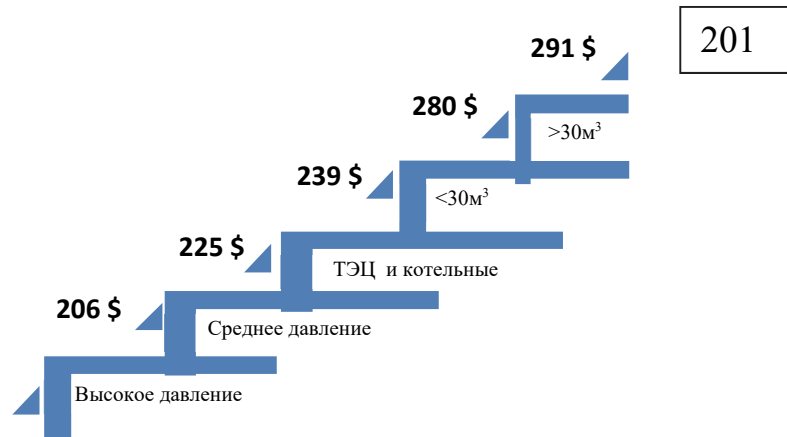


Рис. 2.5.14. Иерархическая структура тарифов на природный газ в РМ, 2018 г.

Величины и даты изменения тарифов на натуральный газ приведены на отдельном графике рис. 2.5.15. Начиная с 2011 г., тарифы снижаются и, к 2020 году, значения тарифов почти сравнялись со значениями 2008 г.

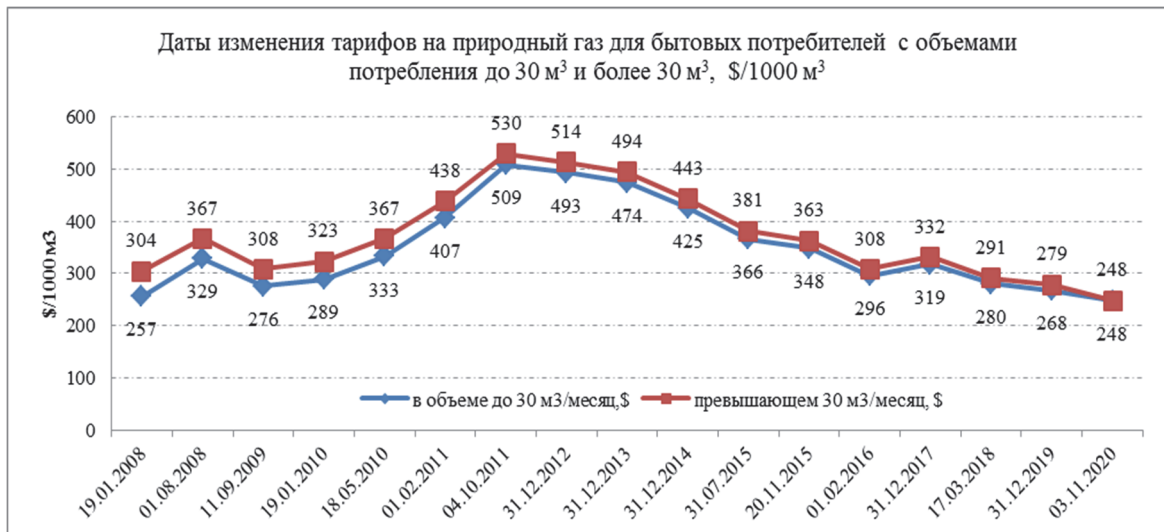


Рис. 2.5.15. Динамика тарифов на природный газ в РМ

Средний тариф на природный газ

Величина среднего тарифа на природный газ для населения до 30 м³ была в интервале от 124 до 6222 леев/1000 м³ со средним значением 2805 лей/1000 м³ (1993–2020).

В пересчёте на долларовый эквивалент величины тарифы составили следующие величины: минимальное значение - 61,1 \$/1000м³, максимальное – 467,8 \$/1000м³, среднемноголетнее за 1993-2020 – 210,5 \$/1000м³, рис. 2.5.16.

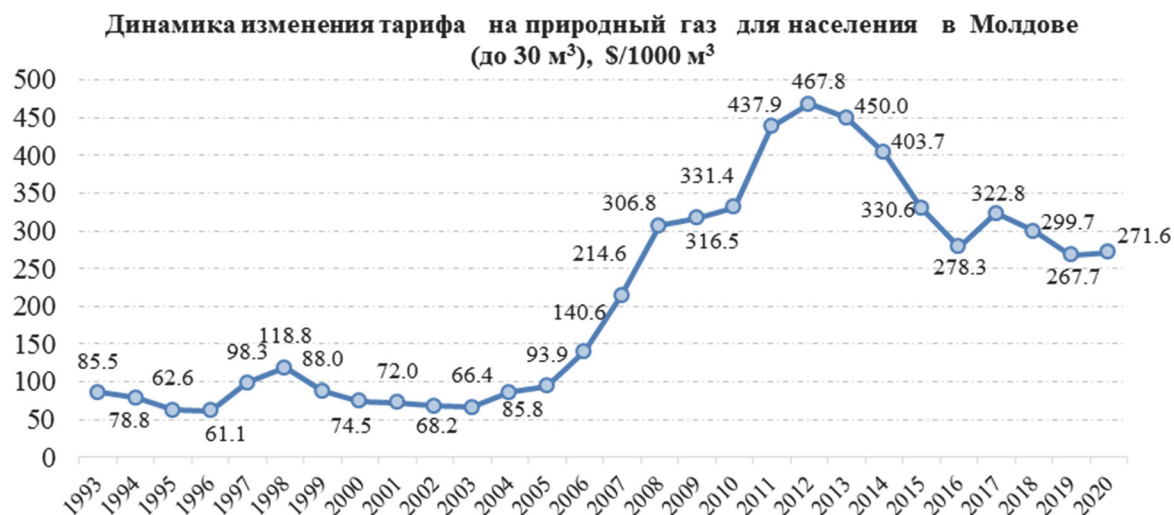


Рис. 2.5.16. Динамика изменения среднего тарифа на природный газ (для населения с объемами потребления до 30 м³ в месяц) в Молдове за 1993–2020, \$/1000 м³

Степень оплаты за потребленный природный газ

Потребители природного газа Правобережного региона практически полностью оплачивают количество использованного газа – на уровне 88,5–108,6% (данные для 2012–2019). Это позволяет предприятию АО «Молдовагаз» также оплачивать объёмы импортированного газа поставщику.

Для того же периода оплата закупленного газа составила 81,9–113%, табл. 2.5.18 и рис. 2.5.17.

Таблица 2.5.18

Степень оплаты за потребленный природный газ потребителями в РМ и уровень оплаты перед импортером АО «Газпром», %

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Природный газ, оплата потребителями в РМ, %	94,9	96,1	88,5	97,8	99,1	102,3	101,2	108,6
Природный газ, оплата перед поставщиком газа, %	81,9	90	69,2	84,6	108,8	113	97,7	99,6

* по данным НАРЭ

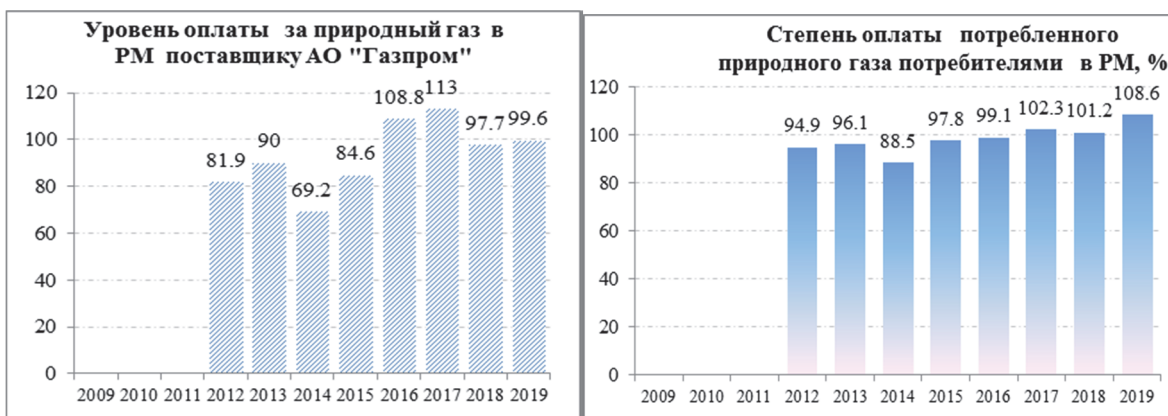


Рис. 2.5.17. Уровни оплаты потреблённого и закупленного природного газа

Средневзвешенные тарифы и их динамика

Средние (или среднегодовые) тарифы, приведенные выше, определялись с помощью двух подходов:

1) для нескольких предприятий, осуществляющих один и тот же вид деятельности;

2) для некоторых лет, в которые тарифы менялись в течение года дважды;

В первом случае средний тариф определяется как среднеарифметическая величина из суммы величин действовавших тарифов для каждого предприятия. Во втором случае тариф вычисляется как среднеарифметическое из величин действовавших разных тарифов в течение года для конкретного предприятия.

Полученные при этом тарифы имеют усреднённый характер и могут использоваться для анализа общей ситуации в стране.

По сравнению со средним (среднегодовым) средневзвешенный тариф более точно отражает реальный тариф. Он определяется с учётом периода продолжительности действия каждого тарифа по дням для каждого предприятия.

Средневзвешенные тарифы на тепловую энергию, электроэнергию и природный газ (для населения до 30 м³ и более 30 м³) были рассчитаны с учётом временной шкалы действующих тарифов для каждого года отдельно (в случае, когда тариф менялся несколько раз в году).

Алгоритм расчёта следующий:

- на первом шаге умножается каждый тариф на количество дней в году, в течение которых он действовал (для каждого предприятия);

- на втором шаге складываются найденные значения, и общая сумма делится на количество дней в году.

На основе полученных данных были построены графики средневзвешенных тарифов, рис. 2.5.18.

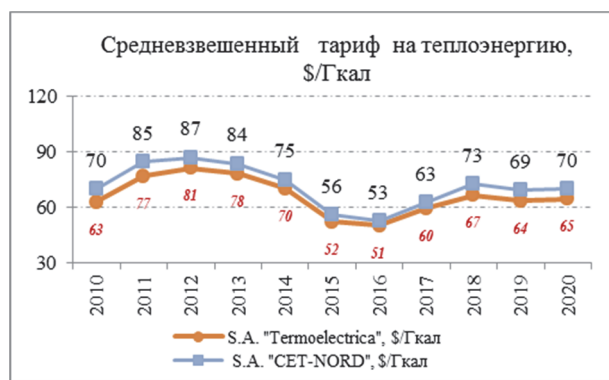
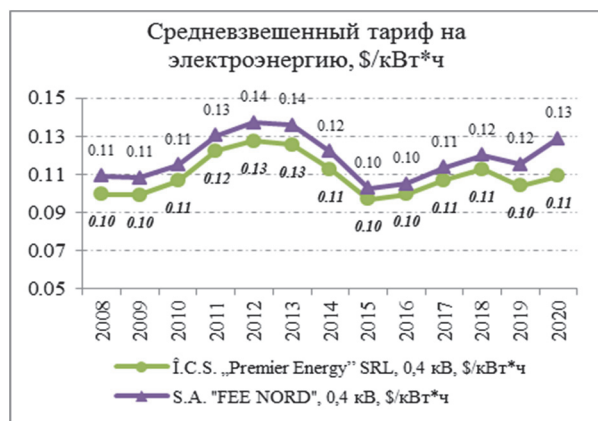


Рис. 2.5.18. Средневзвешенные тарифы на теплоэнергию, электроэнергию и природный газ

Так как природный является основным компонентом при формировании величин тарифов на электро- и теплоэнергию, то представляет интерес сравнение динамики изменения трёх тарифов параллельно – на природный газ и электроэнергию (для обоих предприятий электросетей); на природный газ и тепловую энергию (для двух имеющихся поставщиков тепловой энергии). Согласно графикам, представленным ниже, видно, что в период 2015–2020 гг. средневзвешенный тариф на природный газ снижается, а средневзвешенный тариф на электроэнергию имеет тенденцию роста, рис. 2.5.19.

Для периода, когда средневзвешенные тарифы на газ уменьшались, могли быть снижены и тарифы на электроэнергию. Это позволило бы экономике страны получить дополнительный импульс для развития. Но это не было осуществлено.

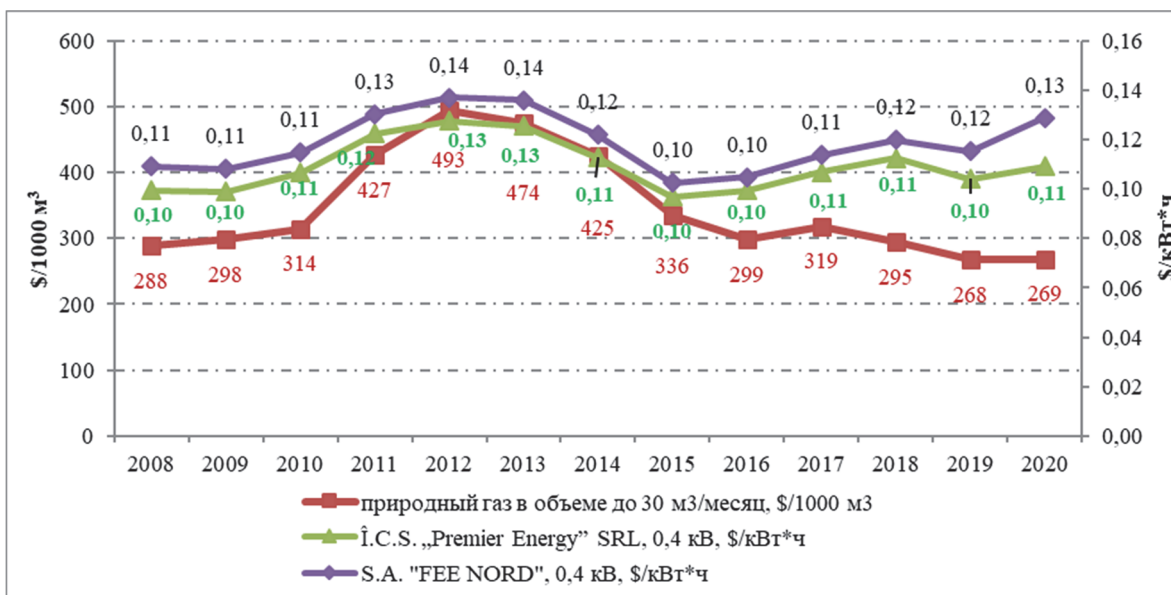


Рис. 2.5.19. Сравнение динамики средневзвешенного тарифа на природный газ (ось слева) и средневзвешенного тарифа на электроэнергию для двух предприятий электрических сетей (ось справа)

Такая же ситуация наблюдается и в графике для средневзвешенных тарифов на природный газ и на теплоэнергию (для периода 2016–2020), рис. 2.5.20. Для этих лет также могли быть снижены и тарифы на тепловую энергию, и расходы на оплату отопления у жителей могли быть уменьшены. Это позволило бы повысить уровень жизни для населения, проживающего в домах с централизованным отоплением. Но это также не было сделано.

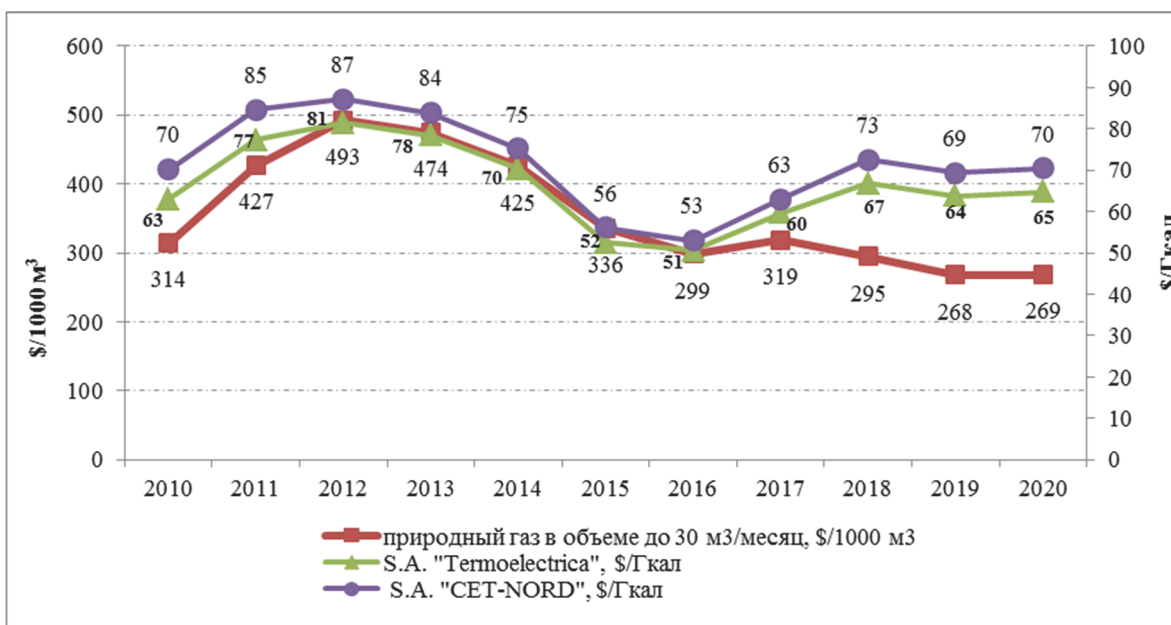


Рис. 2.5.20. Сравнение динамики средневзвешенного тарифа на природный газ (ось слева) и средневзвешенного тарифа на теплоэнергию, поставляемую двумя самыми крупными источниками в стране (ось справа)

На текущий момент сложившаяся ситуация по дисбалансу тенденций в тарифах сохраняется, и необходима разработка мероприятий по устранению этого явления.

Основные причины изменения тарифов

Среди основных причин изменения тарифов на электро - и теплоэнергию, которые указывались при аргументации заявок в НАРЭ на их пересмотр, за исследуемый период можно отметить основные:

- *изменение тарифов на природный газ;*
- *колебания курса валют;*
- *накопление задолженности;*

В качестве примера можно привести фрагмент из документа от 13.09.2016 АО "Termoelectrica" [https://www.termoelectrica.md/ro_RO/termoelectrica-s-a-a-solicitat-actualizarea-tarifelor-la-producerea-energiei-electrice-si-a-tarifelor-pentru-energia-termica-livrata-consumatorilor-de-catre-anre/], в котором причинами для повышения тарифов указаны следующие:

Цитата (перевод на русский язык с молдавского):

- «Повышение среднегодовой цены на топливо за счет увеличения среднегодового тарифа на природный газ с 4 444 лей / 1000 м³ до 5 173 лей / 1000 м³ или на 16,4%;
- Повышение тарифов на электроэнергию, закупаемую у "Gas Natural Fenosa Furnizare Energie" S.R.L., на 38,12% по сравнению с включенными в тариф с 2011 г. на отпускаемую потребителям энергию (с 139 банов/кВт·ч до 192 банов/кВт·ч);
- Изменение износа долгосрочных активов по производству электроэнергии и тепла в связи с выпуском дополнительных акций и увеличением уставного капитала в результате объединения ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 согласно Постановлению Правительства Молдовы № 318 от 07.05.2014. «О реорганизации некоторых предприятий теплоэнергетики»;
- Увеличение износа основных средств после вступления в силу Закона № 188 от 28.09.2014 г. «О некоторых мерах по процедуре банкротства S.A. «Термоком»»;
- Повышение цен на материалы в связи с изменением курса лея по отношению к доллару США на 67,9% (1 доллар США в среднем в 2011 г. = 11,79 лея/долл. США; в 2016 г. = 19,8 лея/долл. США);
- Изменение размера минимальной гарантированной заработной платы в реальном секторе с 1100 лей/месяц до 2100 лей/месяц или в 1,9 раза» (*конец цитаты*).

Динамика потребления природного газа, электрической и тепловой энергии

Потребление природного газа

Количество потреблённого природного газа по регионам страны, а также величины транзитной передачи в страны Европы приведены в табл. 2.5.10. Объёмы транзита природного газа были долгое время в интервале 16–25 млрд м³, но в 2019 г. снизились до 10 млрд м³.

Транзит и потребление природного газа в Молдове

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Транзит газа, млрд м ³	25,000	23,000	21,000	19,000	18,265	20,909	22,396	16,934	16,021	17,142
Потребление в Молдове, млн м ³ , в том числе:	3813,70	3843,10	3377,38	2959,80	2861,00	2791,00	3222,00	3491,90	3168,58	2685,30
Правобережье	3813,70	3843,10	3377,38	2959,80	1149,95	1557,88	1769,61	1882,90	1699,58	1219,80
Левобережье					1711,05	1233,12	1452,39	1609,00	1469,00	1465,50
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Транзит газа, млрд м ³	19,3649	18,6248	21,3323	22,1319	23,8727	25,3129	22,3388	23,6928	23,2902	17,8911
Потребление в Молдове, млн м ³ , в том числе:	2320,20	2628,00	2231,60	2405,40	2565,70	2715,60	2376,20	2489,90	2505,00	2775,00
Правобережье	918,30	1055,70	1050,60	1129,90	1141,50	1314,90	1322,00	1208,00	1130,80	1029,90
Левобережье	1401,90	1572,30	1181,00	1275,50	1424,20	1400,70	1054,20	1281,90	1374,20	1745,10
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Транзит газа, млрд м ³	17,0343	19,8895	19,6200	19,6511	17,9859	16,9700	18,7080	20,4878	18,2985	10,2230
Потребление в Молдове, млн м ³ , в том числе:	2970,90	3099,50	3078,10	2386,00	2823,50	2782,00	2799,00	2615,60	2859,70	2865,90
Правобережье	1090	1152	1096	1031	1053	928	965	1004	1106	1048
Левобережье	1881	1947	1983	1355	1770	1854	1834	1611	1754	1818

Потребление в Правобережном регионе составляло 1–1,8 млрд. м³, в Левобережном регионе в полтора раза выше в связи с использованием газа на Молдавской ГРЭС, для участка временного ряда 1990–1993 гг. показано в целом по стране [50–55].

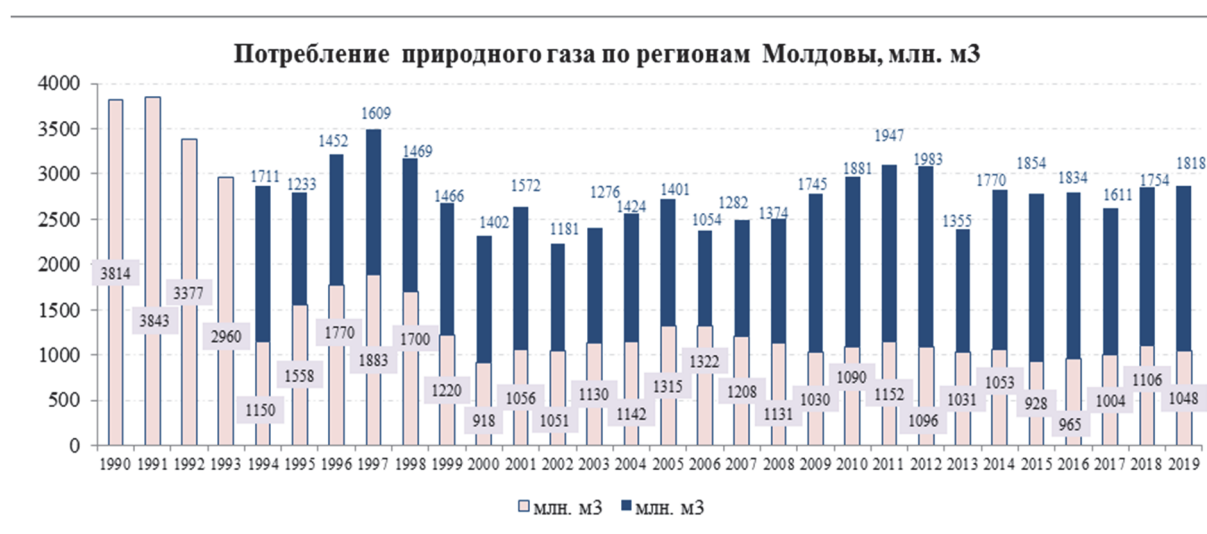


Рис. 2.5.21. Потребление природного газа по регионам Молдовы

Потребление электрической энергии

Потребление электроэнергии в 2019 г. составило 4,28 млрд кВт·ч для Правобережья (для 1990–1992 данные приведены для страны в целом). В последние 10 лет наблюдается тренд небольшого, но практически постоянного роста потребления электроэнергии, (рис. 2.5.22).

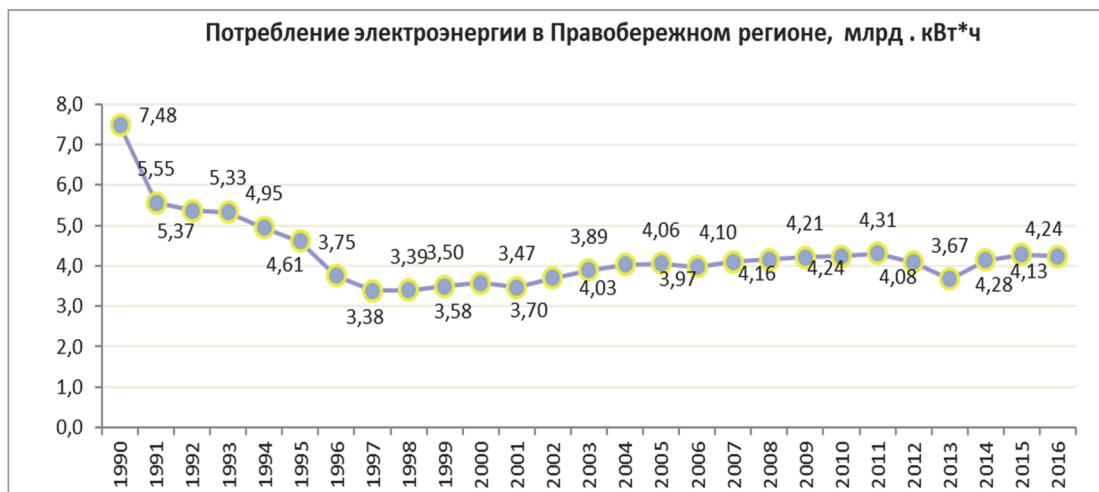


Рис. 2.5.22. Динамика изменения индикатора потребления электроэнергии в Правобережном регионе, млрд. кВт·ч

Потребление тепловой энергии от централизованных источников

Потребление тепловой энергии от централизованных источников в Правобережном регионе в 2019 г. снизилось в 4 раза по сравнению 1993 г. – с 8,7 до 2,0 млн Гкал, рис. 2.5.23. Состояние данного сектора является кризисным критическим. Высокие тарифы и миграция населения привели к ликвидации систем теплоснабжения в большинстве районных населённых пунктов. При этом возникло много угроз энергетической безопасности различного характера, в первую очередь, экономических и социальных.



Рис. 2.5.23. Динамика изменения индикатора «Потребление теплоэнергии от централизованных источников» за период 1994–2019 гг

Потребление теплоэнергии от децентрализованных источников

Два индикатора описывают потребление от децентрализованных источников: а) при индивидуальном отоплении домовладений с использованием газовых котлов; и б) при печном отоплении дровами, древесными остатками, сельскохозяйственными остатками, брикетами, пеллетами, углём, в основном, в сельской местности, рис. 2.5.24.

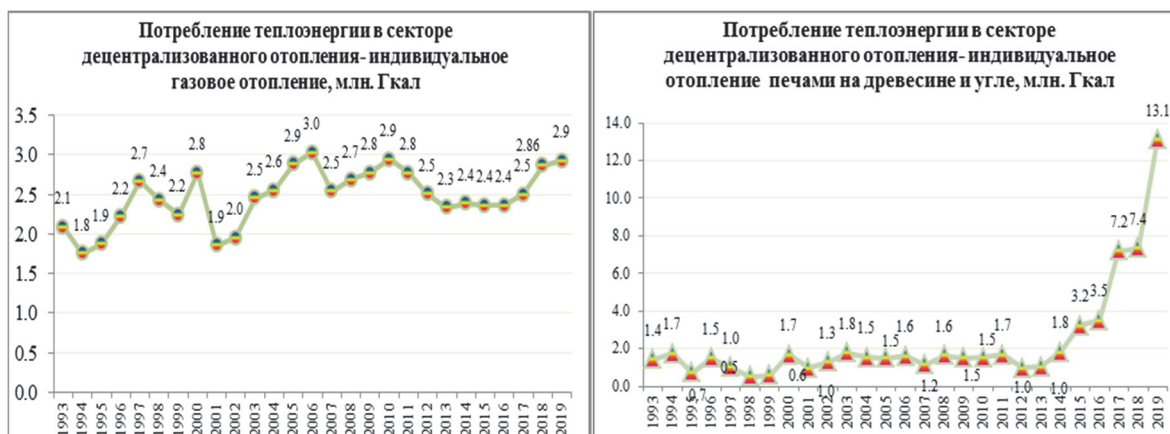


Рис. 2.5.24. Изменение индикаторов децентрализованного теплоснабжения

Потребление теплоэнергии при индивидуальном газовом отоплении колеблется в интервале 1,9-2,1 млн Гкал, при индивидуальном печном – на уровне 1–1,7 млн Гкал. По топливно-энергетическим балансам в последние 5 лет в бытовом секторе наблюдается рост использования биомассы. Это связано с улучшением статистического учёта потребления топлив в домохозяйствах, и, возможно, что во все предыдущие годы был ее недоучёт по данному сектору.

Расходы населения на приобретение топливно-энергетических ресурсов из среднудушевого дохода

Специальный индикатор энергетической безопасности описывает долю из среднудушевого дохода населения (СДД), затрачиваемого на приобретение ТЭР. В своей динамике индикатор показывает улучшение ситуации за последние 10 лет (рис. 2.5.25) после 8 лет кризисного состояния (выше 30% СДД). Рост доходов населения способствовал снижению доли затрат на ТЭР из среднудушевого дохода, и к концу 2005 ситуация в целом улучшилась. Значения индикатора стали ниже кризисного порога в 30%, но ещё не достигли интервала нормального состояния (на уровне 10% СДД). Колебания и небольшой рост по данному индикатору, наблюдавшиеся в период 2009–2014, связаны с ростом тарифов.

Улучшение ситуации по этому важному индикатору, отражающему в совокупности энергетическую, экономическую и социальную составляющие, позволяет прогнозировать рост потребления энергоресурсов населением в зависимости от роста доходов, и открывает возможности для развития экономики в целом.



Рис. 2.5.25. Динамика изменения среднемесячного располагаемого дохода населения и индикатора «Доля из среднедушевого дохода населения, затрачиваемого на приобретение топливно-энергетических ресурсов»

Среднедушевой доход населения

Описанный выше индикатор рассчитывается с использованием целого перечня первичных данных, включая стоимости всех видов энергетических ресурсов, объёмов потребления и доходов населения. Анализ распределения доходов населения показывает значительный разброс между средней зарплатой, прожиточным минимумом, среднедушевым доходом, что ставит население в неравные условия, особенно при учёте демографических проблем в связи со старением населения, рис. 2.5.26.



Рис. 2.5.26. Сравнение среднедушевого дохода, средних зарплат и пенсий с прожиточным минимумом в стране.

Степень кризисности и сложности ситуации особенно заметна, если подсчитать реальное количество жителей, имеющих доходы ниже среднедушевой величины. Например, для двух лет 2015 г. и 2017 г. их количество составляет: 69,5% в 2015 г. и 67,85% в 2017 от общей численности населения или более 2 млн человек, рис. 2.5.27. В таком сравнении наглядно видно, что повышение тарифов на энергетические ресурсы влияет на уровень жизни почти 70% населения страны. Поэтому изменения тарифов должны сопровождаться более глубоким анализом аргументации и причин необходимости их изменений, а также последствий для уровня жизни населения и экономики в целом, чем это имеет место в текущий момент.

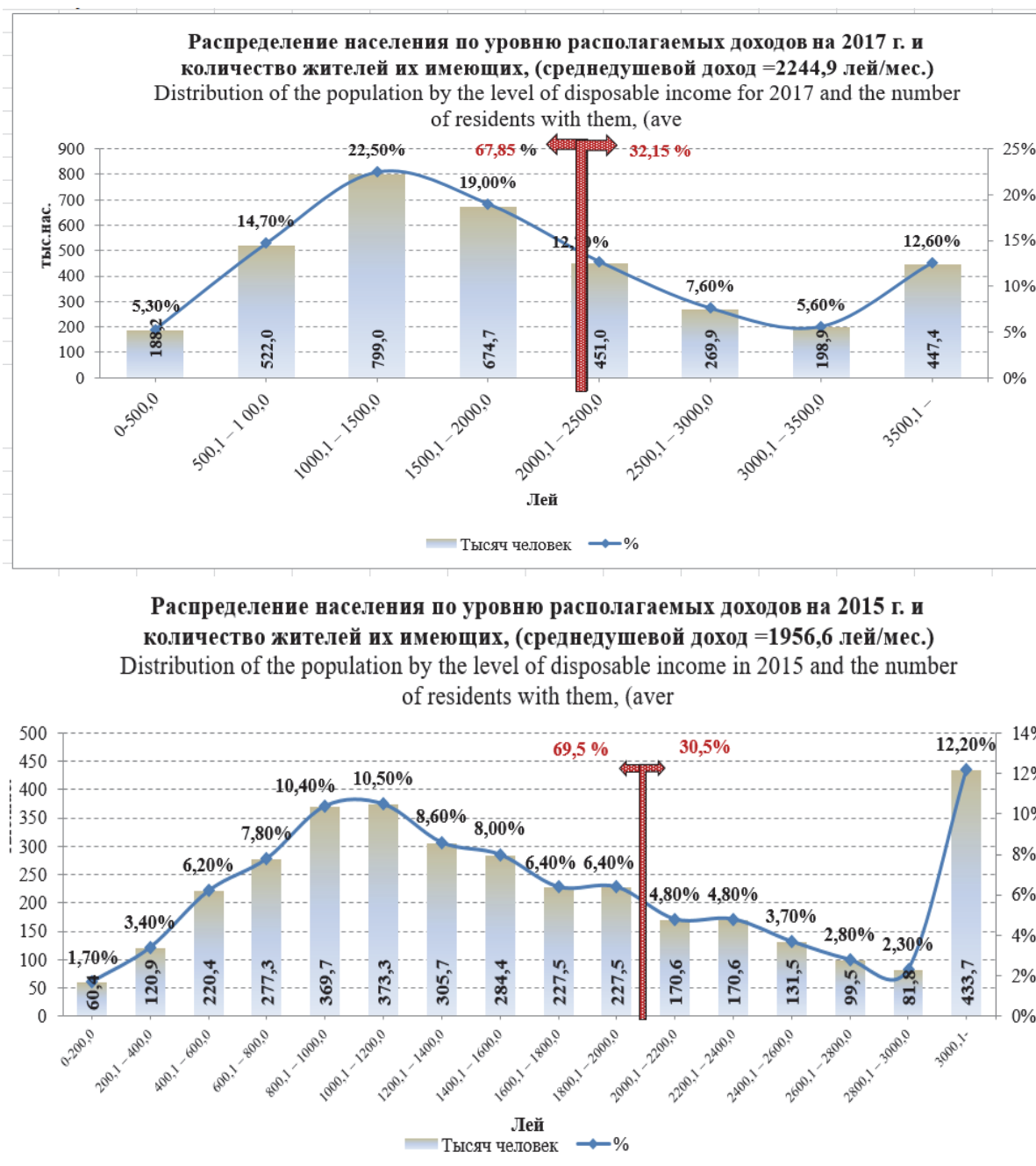


Рис. 2.5.27. Численность населения с доходами ниже и выше среднедушевого значения на примере двух лет - 2015 и 2017 гг.

Идеи Постолатия В.М. по регулированию тарифов

Выполненный выше анализ динамики изменения тарифов, и изменения потребления газа, электро- и теплоэнергии показывает ретроспективу их изменений, и выявляет угрозы энергетической безопасности.

Изменения тарифов не могут быть спрогнозированы на основе их предыдущей динамики. С другой стороны, реакция на их воздействие на экономические и социальные процессы должна быть гибкой. Снижение экономического роста и ухудшение качества жизни населения из-за завышенных или высоких тарифов, должны вызывать необходимость их быстрой корректировки и регулирования. Желательно такой анализ осуществлять ежегодно по итогам года, на основе доступных макроэкономических показателей, например, изменения Валового внутреннего продукта (ВВП). Тарифы входят в Промежуточное потребление, которое является одним из составляющих ВВП, но их влияние малозаметно. Вместе с тем, чем тарифы выше, тем больше Промежуточное потребление, и тем ниже ВВП. При большом росте тарифов Промежуточное потребление также растёт, а ВВП снижается и может даже стремиться к нулю.

Такие идеи были высказаны в работах академика Постолатия В. М. [60–63], который для регулирования тарифов предложил специальную формулу, связывающую изменение тарифов T с изменениями ВВП:

$$\Delta T (\%) = \alpha \Delta \text{ВВП} (\%) \quad (1)$$

Основную идею этой формулы можно выразить так: если величина ВВП выросла в сравнении с предыдущим годом на $\Delta\%$, то тарифы можно увеличить не более чем на $\Delta\%$.

Коэффициент α является связующим. Для того, чтобы экономика имела развитие, рост тарифов должен быть меньше роста ВВП, т.е. $\alpha < 1$. Если скорость роста тарифов превышает скорость прироста ВВП, то $\alpha > 1$, и тариф замедляет развитие экономики, в связи с чем должен быть снижен.

Если $\alpha = 1$, то скорость изменения тарифа и скорость изменения ВВП одинаковы, и тариф в таком случае не является одной из движущих сил изменения ВВП, и может быть сохранен на предыдущем уровне.

Эта формула показывает динамические связи между ростом тарифов и ростом ВВП и может применяться для ежегодного регулирования тарифов. Также она позволяет определить пороговые значения индикаторов тарифов (граничные величины), которые необходимы для построения шкал кризисности для каждого индикатора.

Динамические («плавающие») пороговые значения для индикаторов, отражающих тарифы на природный газ, электро- и теплоэнергию.

Общие подходы к построению шкал кризисности индикаторов

Выбор правил для построения шкал кризисности индикаторов является важнейшим вопросом анализа уровня энергетической безопасности в целом. Для каждого индикатора отдельно определяется степень его кризисности по такой шкале, а затем определяется общий итоговый уровень энергетической безопасности для всей системы индикаторов.

В литературе имеется описание ряда подходов по применению экспертных пороговых оценок, которые задаются фиксированно для всего временного ряда [2, 3].

На основе пороговых кризисных величин рассчитываются граничные точки интервалов утяжеления и строится шкала кризисности. Шкала значений имеет диапазоны утяжеления по мере отклонения от кризисного заданного значения и разделяется на 8 интервалов - от нормального состояния (1 балл) до кризисного (5–8 баллов). Кризисное состояние разделяется на 4 зоны ухудшения ситуации - кризисное нестабильное состояние (кн), кризисное угрожающее (ку), кризисное критическое (кк) и кризисное чрезвычайное (кч). Также дополнительно выделяется интервал предкризисного состояния (2–4 балла) с тремя диапазонами ухудшения ситуации по индикатору – предкризисное начальное (пкн), предкризисное развивающееся (пкр), предкризисное критическое (пкк). Каждому интервалу утяжеления присваивается балл на единицу больше.

Для каждого индикатора пороговые значения определяются отдельно в зависимости от смыслового содержания индикатора. Для ряда индикаторов экспертное пороговое кризисное значение отсчитывается от уровня базового (например, покрытие спроса на электроэнергию должно быть на уровне 100%; или износ оборудования должен быть на уровне 0% для нормального состояния), для других в качестве нормального рассматривается диапазон значений (например, доля газа в топливном балансе должна быть 20-40%), для некоторых – среднее многолетнее значение (например, потребление собственных топливных ресурсов для децентрализованного теплоснабжения). Такая шкала является равномерной, она проста для понимания и удобна для работы. В литературе описаны подходы по увеличению количества баллов для каждого интервала с логарифмическим шагом при ухудшении ситуации по индикатору от 0 до 240 [3]. Однако это значительно усложняет расчёты и менее доступно для понимания. Описаны и другие подходы для разделения кризисных состояний – метод секущих плоскостей, метод главных компонент, и другие. Все они требуют предварительных расчётов. Для некоторых индикаторов разработка пороговых значений представляет отдельную специальную задачу. В частности, большая часть экологических индикаторов, применяемых во многих странах, не имеет разработанных пороговых значений, и индикаторы только описываются и анализируются в сравнениях и ретроспективной динамике. Для некоторых экономических индикаторов тоже трудно обосновать экспертные значения, например, каков должен быть уровень кредиторских задолженностей, чтобы он считался не кризисным? Или какой уровень энергоёмкости считается нормальным, а какой кризисным?

Таким образом, имеется целый ряд индикаторов, для которых однозначных экспертных пороговых величин получить не удаётся. К таким индикаторам относятся и индикаторы тарифов на энергоресурсы, в том числе на электроэнергию, теплоэнергию и природный газ.

Подходы к построению шкал кризисности, применяемые в исследованиях энергетической безопасности Молдовы

Для анализа индикаторов энергетической безопасности Молдовы применяются два метода расчета пороговых значений. Первый метод – экспертный с описанной выше равномерной шкалой от 1 до 8 баллов состояния. Второй метод – метод функциональных взаимосвязей (предложенный в 2003 г. Быковой Е.В. [20]), в котором только одно пороговое значение задается экспертно – изменение индикатора уровня ВВП, а все остальные пороговые величины индикаторов рассчитываются, исходя из принципа равнозначности индикаторов. Второй метод даёт более строгие пороги (в

среднем на 10%) по сравнению с экспертными пороговыми величинами, и обладает преимуществом понижения субъективности оценок состояния индикаторов по сравнению с экспертным методом. Приведённая выше формула (2.5.1), связывающая рост ВВП и рост тарифов, позволяет определить кризисные граничные значения для тарифов в каждом году, т.е. задаёт динамические («плавающие») пороги для любого диапазона временного ряда значений индикаторов. Такой подход позволяет решить проблему пороговых значений индикаторов тарифов на топливно-энергетические ресурсы. Описанный метод является новым третьим подходом, и назван *методом динамических пороговых величин*. Этот метод более адекватно отражает фактическую ситуацию, является развитием метода функциональных взаимосвязей, и позволяет определять ежегодные пороговые величины (динамические), в отличие от фиксированных величин, которые имеют место при экспертных пороговых значениях.

Пример практического применения динамических пороговых величин

В таблице 2.5.20 и на рис. 2.5.28 приведены величины прироста ВВП для период 1997-2020 (текущие цены).

Таблица 2.5.20

**Динамика курса валют и изменения величины ВВП (текущие цены)
к предыдущему и базовому году**

	курс валют, леев за 1 доллар США	изменение курса	Описание качественных изменений	ВВП, млрд USD	Рост ВВП к предыдущему году, %	Рост ВВП к базовому году, о.е.
1990		<i>рубли</i>				
1991		<i>рубли</i>				
1992	0,152	<i>леи</i>	скачок			
1993	1,45	<i>леи</i>	скачок			
1994	4,06	1	скачок			
1995	4,49	1,11		1,44		
1996	4,6	1,13		1,7	118,1	1,2
1997	4,62	1,14		1,9	111,8	1,1
1998	5,37	1,32		1,7	89,5	0,9
1999	10,52	1	скачок	1,17	68,8	0,7
2000	12,43	1,18		1,29	110,1	1,1
2001	12,87	1,22		1,48	114,9	1,1
2002	13,57	1,29		1,66	112,2	1,1
2003	13,94	1,32		1,98	119,3	1,2
2004	12,33	1,17		2,6	131,3	1,3
2005	12,60	1,20		3	115,4	1,2
2006	13,13	1,25		3,41	113,6	1,1
2007	12,14	1,15		4,4	129,1	1,3
2008	10,39	0,99		6,06	137,6	1,4
2009	11,11	1,06		5,44	89,8	0,9
2010	12,37	1,18		5,81	106,9	1,1
2011	11,74	1,12		7,02	120,7	1,2
2012	12,11	1,15		7,28	103,8	1,0
2013	12,59	1,20		7,97	109,4	1,1
2014	14,04	1,33		7,96	99,9	1,0
2015	18,82	1,00	скачок	6,49	81,5	0,8
2016	19,92	1,06		6,77	104,3	1,0
2017	18,50	0,98		9,67	142,8	1,4
2018	16,80	0,89		11,44	118,3	1,2
2019	17,57	0,93		11,97	104,6	1,0
2020	17,32	0,92		11,63	97,1	1,0

*[58]

В таблице 2.5.21 указаны величины прироста тарифов на электроэнергию, теплоэнергию и природный газ (до 30 м³ для населения) для 1997–2020 гг, что позволяет применить формулу (2.5.1) и выполнить анализ для продолжительного периода.

Таблица 2.5.21

**Индексы изменения ВВП и каждого тарифа
к предыдущему году, к базовому году, %**

	Рост тарифов к предыдущему году по данным в долларах			% роста к базовому году:			
	тариф на элек- троэнер- гию	тариф на тепло- энергию	тариф на газ для насе- ления	ВВП	тариф на электро- энергию	тариф на теплоэнер- гию	Тариф на газ для населе- ния
1994	235,0	36,6	92,2				
1995	92,7	91,7	79,4				
1996	102,0	68,1	97,6	1	1	1	1
1997	169,6	125,5	160,9	1,1	1,7	1,3	1,6
1998	150,6	106,1	120,9	1,0	2,6	1,3	1,9
1999	60,7	40,7	74,1	0,7	1,6	0,5	1,4
2000	103,3	106,0	84,6	0,8	1,6	0,6	1,2
2001	105,3	96,6	96,6	0,9	1,7	0,6	1,2
2002	96,2	94,8	94,8	1,0	1,6	0,5	1,1
2003	106,7	97,3	97,3	1,2	1,7	0,5	1,1
2004	113,1	113,1	129,2	1,5	2,0	0,6	1,4
2005	97,8	98,3	109,4	1,8	1,9	0,6	1,5
2006	96,0	221,4	149,7	2,0	1,8	1,3	2,3
2007	144,0	108,2	152,6	2,6	2,6	1,4	3,5
2008	136,4	116,8	143,0	3,6	3,6	1,6	5,0
2009	93,5	93,5	103,2	3,2	3,4	1,5	5,2
2010	107,8	141,4	104,7	3,4	3,6	2,1	5,4
2011	113,8	137,2	132,2	4,1	4,1	2,9	7,2
2012	108,8	116,7	106,8	4,3	4,5	3,4	7,7
2013	96,2	95,5	96,2	4,7	4,3	3,2	7,4
2014	89,7	86,8	89,7	4,7	3,9	2,8	6,6
2015	99,8	73,0	81,9	3,8	3,9	2,0	5,4
2016	85,7	96,8	84,2	4,0	3,3	2,0	4,6
2017	102,7	106,9	116,0	5,7	3,4	2,1	5,3
2018	105,3	109,5	92,8	6,7	3,6	2,3	4,9
2019	95,5	93,4	89,3	7,0	3,4	2,2	4,4
2020	92,1	101,5	101,5	6,8	3,2	2,2	4,4
СРЗНАЧ	111,1	102,7	106,7	1,1	1,1	1,1	1,1
МИН	60,7	36,6	74,1	0,7	0,6	0,4	0,7
МАКС	235,0	221,4	160,9	1,4	1,7	2,2	1,6

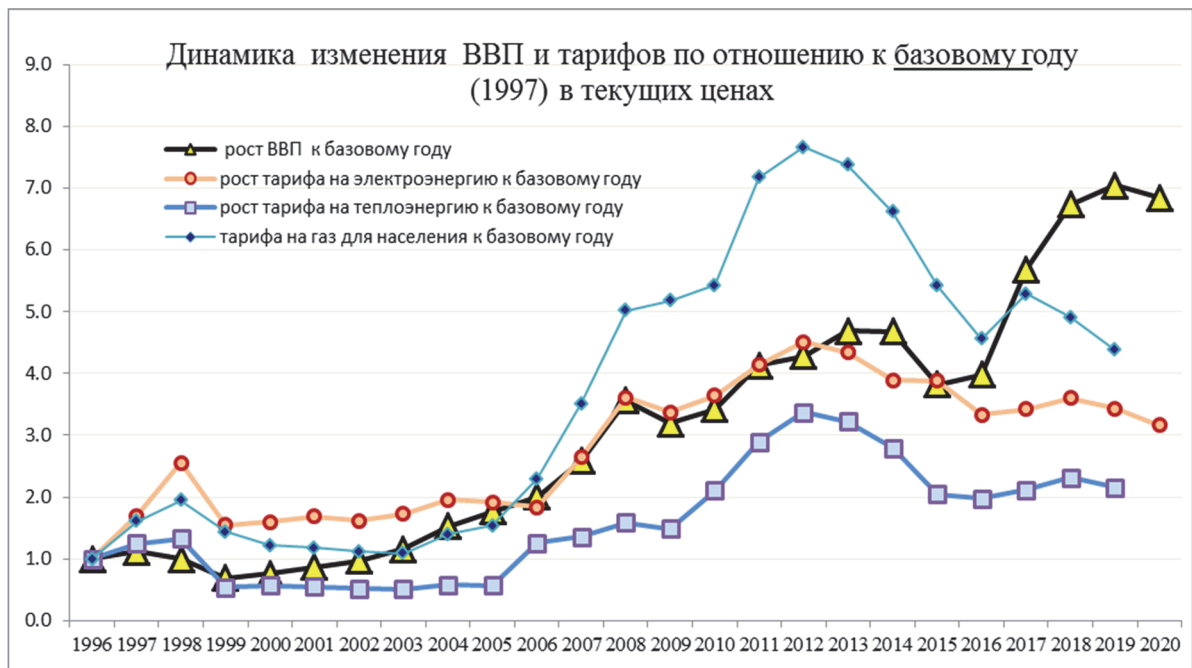


Рис. 2.5.28. Динамика изменения ВВП и тарифов к базовому году, в текущих ценах

По формуле (2.5.1) рост тарифов не должен превышать роста ВВП. Принимаем этот тезис как общее правило для построения пороговых величин для каждого года. Если процент роста ВВП к предыдущему году, например, для 1997/1996, составил 112%, то 12% является предельной величиной для повышения тарифов в 1997 г. В реальности же они были повышены для 1997/1996:

- на электроэнергию – на 70%;
- на теплоэнергию – на 26%;
- на газ – 62 %.

Таким образом, повышение тарифов в 1997 г. на все три вида энергетических ресурсов было чрезмерно высоким. Это вызвало в последующем году (1998/1997) снижение ВВП с 1,9 до 1,7 млрд долларов или до 89% величины ВВП в 1997 г. Таким образом, падение ВВП произошло на (-11%).

Невзирая на этот факт, в 1998 г. опять были повышены тарифы на:

- на электроэнергию – на 75%;
- на теплоэнергию – на 23%;
- на газ – 41 %.

И в последующем, 1999 году, ВВП снизился еще больше, составив 1,17 млрд. долларов или 69% (1999/1998). Снижение ВВП составило (-31%) по сравнению с предыдущим годом.

В 1999 г. снова были повышены тарифы, но в меньшей степени:

- на электроэнергию – на 19%;
- на теплоэнергию – не повышались;
- на газ – на 45 %.

И в последующем, 2000 г., ВВП смог немного вырасти и достичь 1,29 млрд долларов или на 10% (2000/1999).

Продолжая такой анализ, можно наблюдать схожие тенденции и для других лет.

Проценты прироста ВВП не для всех лет имеют положительную динамику. Имеются годы, когда было снижение величины ВВП и процент роста является отрицательным. Для таких случаев пороговое кризисное значение можно оставить действующим на уровне последнего положительного прироста ВВП. Роста тарифов в такие годы вообще не должно быть, а должно быть их снижение на величину, равную проценту снижения ВВП.

Для вышеприведенных данных величины прироста ВВП к предыдущему году и пороговые значения - кризисное и предкризисное записаны в табл. 2.5.29.

Таблица 2.5.29

**Проценты прироста ВВП к предыдущему году
и пороговые значения - кризисное и предкризисное**

	<i>Проценты прироста ВВП к предыдущему году</i>	<i>Пороговое кризисное значение, % (к)</i>	<i>Пороговое предкризисное значение, % (половина от кризисного) (пк)</i>
1997	12	12	6
1998	-11	0	0
1999	-31	0	0
2000	10	10	5
2001	15	15	7,5
2002	12	12	6
2003	19	19	9,5
2004	31	31	15,5
2005	15	15	7,5
2006	14	14	7
2007	29	29	14,5
2008	38	38	19
2009	-10	0	0
2010	7	7	3,5
2011	21	21	10,5
2012	4	4	2
2013	9	9	4,5
2014	-0,06	0	0
2015	-18,47	0	0
2016	4,32	4,32	2,16
2017	42,78	42,78	21,39
2018	18,3	18,3	9,15
2019	4,65	4,65	2,32
2020	-2,87	0	0

*) для расчетов % прироста величины ВВП к предыдущему году использованы данные по ВВП в текущих ценах, в долларах.

Принципы построения плавающих кризисных пороговых значений.

1. Для тех лет, для которых наблюдалось повышение ВВП на Δ (%), рост тарифов возможен на величину не более Δ (%). Кризисное пороговое значение для индикаторов тарифов равно Δ (%), предкризисное равно $\frac{1}{2} \Delta$ (%);

2. Для тех лет, для которых рост ВВП составил 0%, роста тарифов не должно быть совсем. Кризисное пороговое значение тарифов для такого года равно 0 (%);

3. Для тех лет, для которых наблюдалось падение ВВП, тарифы должны быть снижены на аналогичную величину. В крайнем случае, тарифы должны быть сохранены на прежнем уровне, чтобы ВВП мог иметь положительный прирост. Но ни в коем случае не должно быть их повышения. Кризисное пороговое значение будет составлять также 0% роста. Соответственно, и, предкризисное равно 0%.

Промежуточные интервалы шкалы кризисности рассчитываются по общему принципу [2, 20]:

Для кризисного интервала (К):

$K(ку)=K \cdot 1,2$ (кризисное угрожающее);

$K(кк)=K \cdot 1,4$ (кризисное критическое);

$K(кч)=K \cdot 1,6$ (кризисное чрезвычайное).

Для предкризисного (ПК) интервала разделение осуществляется на 3 равные части:

$ПК(н)=ПК$ (предкризисное начальное);

$ПК(р)=ПК+(K-ПК) \cdot 1/3$ (предкризисное развивающееся);

$ПК(к)=ПК+(K-ПК) \cdot 2/3$ (предкризисное критическое);

Пример расчёта для 1997 года

Для 1997 года имеем (табл. 2.5.20) величину прироста ВВП, равную 11,76% или, при округлении этого значения до целых – 12%. Следовательно, кризисное пороговое составляет также 12%. Точки начала каждого диапазона шкалы вычислены по формулам, приведённым выше, и составляют:

$K=12\%$; $ПК=6\%$; $K(ку)=12 \cdot 1,2=14,4\%$;

$K(кк)=12 \cdot 1,4=16,8\%$; $K(кч)=12 \cdot 1,6=19,2\%$.

$ПК(н)=6\%$; $ПК(р)=ПК+(K-ПК) \cdot 1/3=6+12-6/3=6+2=8\%$;

$ПК(к)=ПК+(K-ПК) \cdot 2/3=6+(12-6) \cdot 2/3=6+4=10\%$.

На основе граничных точек интервалов построена шкала кризисности. На ней отмечены значения прироста всех трёх тарифов для 1997 г. и значение прироста ВВП. Рост тарифа на газ в 1997 году составил 62%, тарифа на электроэнергию – 70%, тарифа на теплоэнергию – 26%. Эти значения сразу попадают в интервал кризисного чрезвычайного состояния, рис. 2.5.29.



										
				11,76						
	5,88	7,84	9,80	11,76	14,12	16,47	18,82	26,00	61,57	70,33
1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00			
н	пкн	пкр	пкк	кн	ку	кк	кч			
Нормальное состояние	Предкризисное состояние 3 интервала утяжеления			Кризисное состояние - 4 интервала утяжеления						

Рис. 2.5.29. Динамическая шкала кризисности (для 1997 г.) для индикаторов трех тарифов: на электроэнергию, на теплоэнергию и на природный газ

На шкале отложены фактические значения для 1997 года в виде цветных точек: роста ВВП-оранжевого цвета, роста тарифа на электроэнергию- жёлтого цвета, роста тарифа на теплоэнергию- розового цвета, роста тарифа на природный газ- голубого цвета.

Пример расчёта для 1999 г.

Прироста величины ВВП в 1999 г. к уровню 1998 не было, поэтому тарифы не должны повышаться совсем. Прирост величины всех тарифов должен быть равен 0. А фактически тарифы выросли по электроэнергии на 22% и по теплоэнергии на 25,27%. Тариф на природный газ не изменился и его прирост равен 0%. Поэтому ситуация кризисная для двух тарифов по электроэнергии, рис. 2.5.30.

								
-31,18	-20,17					19,05	45,14	
		0	0,00	0,00	0	20,00	40,00	60,00
1,00		2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00
н		пкн	пкр	пкк	кн	ку	кк	кч
Нормальное состояние	Предкризисное состояние 3 интервала утяжеления			Кризисное состояние – 4 интервала утяжеления				

Рис. 2.5.30. Динамическая шкала кризисности для 1999 года для индикаторов трёх тарифов: на электроэнергию, на теплоэнергию и на природный газ

Пример расчета для 2007 г.

Прирост величины ВВП в 2007 году к уровню 2006 имел место на 29,11%, поэтому тарифы могли быть повышены до этого значения. Фактически тарифы выросли на следующие величины: по электроэнергии - на 33,11%, по газу - на 41,06%, на теплоэнергию не изменились. Поэтому ситуация для этих двух тарифов является кризисной, рисунок 80.

							
0,00				29,11	33,11	41,06	
	14,55	19,41	24,26	29,11	34,93	40,75	46,57
1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00
н	пкн	пкр	пкк	кн	ку	кк	кч
Нормальное состояние	Предкризисное состояние 3 интервала утяжеления			Кризисное состояние – 4 интервала утяжеления			

Рис. 2.5.31. Динамическая шкала кризисности для 2007 года для индикаторов трёх тарифов: на электроэнергию, на теплоэнергию и на природный газ

В параграфе описана динамика тарифов на электроэнергию, на тепловую энергию, на природный газ. Показаны диапазоны изменения каждого тарифа.

Для *электроэнергии* приведены тарифы на поставки электроэнергии от каждого источника генерации, а также по предприятиям электрических сетей. Средневзвешенный тариф на электроэнергию для конечных потребителей изменялся в диапа-

зоне: наименьшее значение – 0,10 \$/ кВт·ч, наибольшее – 0,14 \$/ кВт·ч. В 2020 г. году средневзвешенный тариф по двум имеющимся предприятиям электрических сетей составлял значения 0,11 и 0,14 \$/ кВт·ч.

Для *теплоэнергии* показаны тарифы на поставки тепловой энергии от каждой ТЭЦ, усреднённые тарифы для населения на тепловую энергию, получаемую от всех ТЭЦ и по районным системам теплоснабжения. Средневзвешенный тариф для конечных потребителей изменялся в диапазоне: наименьшее значение – 51 \$/Гкал, наибольшее – 87 \$/Гкал. В 2020 г. средневзвешенный тариф составлял величины 70 и 65 \$/Гкал в двух самых крупных системах теплоснабжения в стране.

Для *природного газа* имеется градация тарифов с разделением на 8 пунктов. Динамика изменения средневзвешенных тарифов по позиции «тариф для населения до 30м³» была в диапазоне: наименьшее значение 288 \$/1000 м³, наибольшее – 493 \$/1000 м³, в 2020–269 \$/1000 м³.

Наиболее критичными для конечных потребителей являются высокие тарифы на тепловую энергию, уровень оплаты которой не превышает 75%.

Также имеет место несбалансированность тарифов на природный газ с тарифами на электро- и теплоэнергию между собой. В последние пять лет они имеют разнонаправленные тенденции (в долларовой эквиваленте) - тариф на природный газ снижается, в то время как тарифы на вторичные виды энергии остаются теми же или увеличиваются.

Описаны идеи по регулированию тарифов в зависимости от экономической ситуации в стране и приведена формула, связывающая рост тарифов и рост ВВП, предложенная академиком Постолатием В.М. Она может использоваться для регулирования тарифов ежегодно.

Разработан новый методический подход к определению пороговых значений для трёх индикаторов энергетической безопасности, отражающих тарифы на природный газ, электроэнергию и теплоэнергию. В новом методическом подходе, названном *методом динамических пороговых величин*, реализована идея о том, что рост тарифов не должен превышать роста ВВП. Метод позволяет учитывать изменение экономических тенденций в стране в динамике, и пороговые значения индикаторов тарифов определяются с учетом этого фактора.

Литература

[1] Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения / Н.И. Пяткова, В.И. Рабчук, С.М.Сендеров [и др.] – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. – 198 с.

[2] Влияние энергетического фактора на экономическую безопасность регионов России. Коллектив авторов/ под ред. А.И. Татаркина. Коллектив авторов: Мызин А.Л. [и др.] – Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 1998.

[3] Отраслевые и региональные проблемы формирования энергетической безопасности / Под ред. Куклина А.А., Мызина А.Л.. - Екатеринбург: Институт экономики УрО РАН, 2008.

[4] Васильева, И.В. Некоторые сведения о предприятиях энергосистемы по данным официальных источников / И. В. Васильева / Сборник Трудов Лаборатории

управляемых электропередач за 2018-2019 г., №10 (25), Памяти Виталия Михайловича Постолатия.- Кишинэу, 2019 с.259 -284.

[5] Быкова, Е.В. Управляемые электропередачи / Быкова, Е.В.; Берзан, В.П./ Сборник Трудов Лаборатории управляемых электропередач за 2018-2019 г. Выпуск №10 (25), Памяти Виталия Михайловича Постолатия. - Кишинэу, 2019.

[6] Топливо-энергетические балансы Республики Молдова за 2015, 2016, 2017, 2018. сайт. – Кишинэу, – Обновляется в течение суток - URL: <http://www.statistica.md> / (дата обращения: 11.02.2021).

[7] Топливо-энергетический баланс Республики Молдова за 2019. сайт. – Кишинэу.

[8] Национальное Агентство по регулированию в энергетике. Годовой Отчёт 2019 год: сайт.- Кишинэу, 2021.

[9] Республика Молдова. Правительство. О проекте Закона об утверждении Национальной стратегии развития «Молдова 2030»: постановление Правительства РМ 10.06.2020 № 377 // Официальный монитор.- 2020 - 26 июня - статья № 508.

[10] Республика Молдова. Правительство. Об энергетической стратегии Республики Молдова до 2030 года: постановление Правительства от 05.02.2013 № 102 // Официальный монитор- 2013- 08 февраля - статья №: 146.

[11] Республика Молдова. Законы. Парламент Республика Молдова, Закон об энергоэффективности Nr. 142 от 02.07.2010: [Опубликован в Официальном мониторе : 03.09.2010 № 155-158 статья №: 545].- Кишинэу, 2010.

[12] Республика Молдова. Правительство. О национальной программе энергоэффективности на 2011-2020 годы: постановление Правительства РМ от 10.11.2011 № 833 // Официальный монитор-2011- 18 ноября статья №: 914.

[13] Республика Молдова. Правительство. О национальном плане действий в области энергоэффективности на 2013-2015 годы: постановление Правительства РМ от 7 февраля 2013 г, №113.

[14] Республика Молдова. Правительство. О стратегии использования возобновляемых источников энергии в республике Молдова до 2010 г: постановление Правительства РМ-2006.

[15] Республика Молдова. Законы. Privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile nr. 1171 din 23 aprilie 2009 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, de modificare și ulterior de abrogare a Directivelor nr. 2001/77/CE și nr. 2003/30/CE //: [Опубликован в Jurnalul Oficial al Uniunii Europene (JO) nr. L 140/16: 05.06.2009].

[16] Республика Молдова. Законы. О продвижении использования энергии из возобновляемых источников. Закон № 10 от 26.02.2016 //: [Опубликован в Официальном мониторе: 25.03.2016. № 69-77 -117].- Кишинэу, 2016.

[17] Стратегия по снижению эмиссий парниковых газов в республике Молдова, 2016

[18] Национальное Агентство по регулированию в энергетике: сайт.- Кишинэу, 2021 (дата обращения: 01.02.2021).

[19] Анализ состояния энергетического комплекса Республики Молдова и пути обеспечения энергетической безопасности. Серия «Энергетическая безопасность»: книга №1/ В.М. Постолатий, К.И. Гылка, Е.В. Быкова [и др.] / Составитель Постолатий В.М., - Кишинев: Штиинца, 2001 г.

[20] Быкова Е.В. Методы расчета и анализ показателей энергетической безопасности (на примере энергосистемы Молдовы), Серия «Энергетическая безопасность»: книга №2: Монография / Быкова Е.В. –Кишинев: Типография АН РМ, 2005.

[21] Быкова, Е.В. Мониторинг индикаторов энергетической безопасности. Монография, Серия «Энергетическая безопасность», книга №4: Монография / Быкова Е.В. –Кишинев: Типография АНМ, 2008.

[22] Быкова, Е.В. Методические подходы к решению проблемы энергетической безопасности Молдовы и Беларуси. Серия «Энергетическая безопасность», книга №5: Монография / Быкова Е.В., Михалевич А.А., Постолатий В.М. [и др.]. – Кишинев: Типография АНМ, 2010.

[23] Быкова, Е.В., Software Development for Building Flowcharts of the Fuel and Energy Balance and Calculating Energy Security Indicators / Быкова, Е.В., Берзан, В.П., Бурцев, С.В. // Сборник трудов международной конференции «Устойчивое развитие энергетики Республики Беларусь: состояние и перспективы», 2-3 октября 2020. – Беларусь, 2020. – С.6–18.

[24] Быкова, Е.В. Методология анализа энергетической безопасности / Быкова Е.В. // Сборник научных статей «Современная наука», - Украина, 2013, -№3(5) - С.138-145. ISSN 2076-6866.

[25] Быкова, Е.В. Разработка индикаторов сектора децентрализованного теплоснабжения / Быкова, Е.В., Постолатий, В.М. // Экономика региона. – Екатеринбург. – 2013. – №2, С. 106–114.

[26] Быкова, Е.В. Анализ систем теплоснабжения и пути увеличения их эффективности для повышения энергетической безопасности / Быкова, Е.В. Постолатий, В.М.// Сборник трудов Конференции «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов», 29–31 мая 2013г. – Благовещенск, 2013. – С. 413-420. ISBN 978-5-93493-154-5.

[27] Быкова, Е. В. Основные задачи энергетической безопасности Молдовы и возможная роль ВИЭ в их решении / Быкова, Е. В. // Нетрадиційні і поновлювані джерела енергії як альтернативні первинним джерелам енергії в регіоні: Матеріали Дев'ятої міжнародної науково-практичної конференції, 6–7 квітня 2017р. – Львів, 2017. – С.9–13.

[28] Быкова, Е. В. Разработка индикаторов энергетической безопасности для учета генерации от ВИЭ/ Е.В. Быкова // Сборник «Труды научно-практической конференции «Современные проблемы возобновляемой энергетики», 18 мая 2018 г. - Карши, Узбекистан, 2018г. - С. 242-247.

[29] Bicova, Elena. Energy Security Threat Scenarios for Reducing Load CHP-1 and CHP-2 Moldavian Power System / Bicova Elena, Postolaty Vitaly, Grodetskii Mihail: 9th World Energy System Conference, June 28-30 2012 - Suceava, Romania, - pp.547-553. Buletinul AGIR nr. 3/2012. ISSN-L 1224-7928. Online: ISSN 2247-3548.

[30] Быкова, Е.В. Сценарии угроз энергетической безопасности при снижении загрузки электростанций (ТЭЦ-1) в молдавской энергосистеме / Е.В. Быкова, В.М. Постолатий: Труды Международной молодежной научно-технической конференции «Управление, информация и оптимизация в электроэнергетических системах» в Новосибирске в рамках «Университета Шанхайской организации сотрудничества» (УШОС) и Международного молодежного инновационного форума «ИНТЕРРА», 21–24 сентября 2011 г. – Новосибирск, 2011.

[31] Васильева, И.В. Анализ удельных выбросов парниковых газов от ТЭЦ в Республике Молдова за период 1990-2016 гг. / Васильева, И.В., Быкова, Е.В. // Сборник трудов IX Международной научно-технической конференции «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов», – Благовещенск, РФ, 2019.

[32] Быкова, Е.В. Методы восстановления пропусков значений в рядах данных при оценке выбросов парниковых газов / Быкова, Е.В., Царану, М. // Сборник трудов IX Международной научно-технической конференции «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов», - Благовещенск, РФ, 2019.

[33] Быкова, Е.В. Применение методов восстановления значений при расчете эмиссий парниковых газов для промышленного сектора / Е.В. Быкова, Л. Морару, //Сборник трудов IX Международной научно-технической конференции «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов», – Благовещенск, 2019, – С.532–536.

[34] Быкова, Е.В. Опыт применения трех расчетных методов для оценки эмиссий парниковых газов по категории «Международные авиабункера» в модуле «Энергетика»/ Быкова, Е.В. // Сборник Трудов IX Международной научно-технической конференции «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов», – Благовещенск, РФ, 2019. – С. 507–515.

[35] Быкова, Е.В. Анализ выбросов парниковых газов от сжигания биомассы в Молдове/ Быкова, Е.В. // Сборник Трудов Международной Конференции по ВИЭ. – Львов, 2019. – С. 16–20.

[36] Быкова, Е.В. Анализ трендов некоторых индикаторов экономической безопасности республики Молдова / Быкова, Е.В., Васильева И.В.// Сборник материалов Международной научной конференции «Актуальные проблемы менеджмента, экономики и экономической безопасности», 27–29 мая 2019 г. - Костанай, 2019. С.212–223.

[37] Быкова, Е.В. Анализ некоторых макроэкономических показателей / Быкова, Е.В., Челак, И.В.; Берзан, В.П.// Сборник «Управляемые электропередачи», Вып.№9, Кишинэу, 2017. – С.106-147.

[38] Bykova E. Energy security. Methodology, monitoring, forecasting: Monograph./ Bykova E. – Germany: Lambert Publishing House, 2016.

[39] Прогнозирование в энергетике. аспекты методологии и исходные данные / Быкова Е.В., Берзан В.П., Постолатий В.М., Васильева И.В. // «Електротехнічні та комп'ютерні системи», 2018. – № 28 (104) – С.16–32.

[40] Быкова, Е.В., Разработка среднесрочного прогнозирования в составе вычислительного комплекса для анализа и мониторинга энергетической безопасности / Е.В. Быкова, М.В. Гродецкий, // Сборник трудов 3 международной конференции INTERNATIONAL CONFERENCE “ENERGY OF MOLDOVA – 2016. REGIONAL ASPECTS OF DEVELOPMENT”, 29 Сентября – 01 октября, – Кишинэу, 2016. – С. 28–35.

[41] Быкова, Е.В. Математические модели для прогноза показателей ТЭК при исследованиях энергетической безопасности / Е.В. Быкова, М.В. Гродецкий // Сборник трудов 8 международной конференции «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов», 27-29 мая 2015 г. – Благовещенск, 2015. – С. 230–234. ISBN 978-5-93493-240-5.

[42] Bîcova E.V., Estimări privind impactul unor măsuri de economisire a combustibilului asupra securității energetice a Republicii Moldova / Bîcova E.V., Berzan V., Grodețchi M. // Журнал «Академос». – 2015. – №1. – С. 92–101.

[43] Bykova E.V. "Floating" threshold values for energy security indicators describing the tariffs of energy resources / Bykova E.V. // Energy System Researches, International scientific peer-reviewed journal. Volume 1. – 2018. – №2. p. 87–93.

[44] Быкова, Е.В. Методические подходы к исследованию экономической безопасности Республики Молдова / Е.В. Быкова // Вісник Харківського національного технічного Університету ім. П. Василенка. Технічні науки. Харків: ХНТУСТ, - 2010, Вып. 102. – С.58–61.

[45] Постолатий, В.М. Методические подходы к анализу энергетической безопасности Молдовы на базе расширенной системы индикаторов / В.М. Постолатий, Е.В. Быкова // Сборник докладов 3 Международной конференции «Энергосистема: управление, конкурентоспособность, образование», 13-16 октября, 2008г. – Екатеринбург, Россия, 2008. – Т. 2. – С. 267–270.

[46] Быкова, Е.В. Вычислительный комплекс для мониторинга и анализа энергетической безопасности / Быкова, Е.В., Постолатий В.М., Чиник М.А., [и др.]. // Сборник докладов 2 Международной конференции «Энергетика Молдовы-2012», 4–6 октября 2012. – Кишинев, 2012. – С.63–70.

[47] Быкова, Е.В. Вычислительный комплекс для мониторинга энергетической безопасности Молдовы / Быкова, Е.В., Кириллова, Т., Чиник, М. // Сборник тезисов трудов VII Международной конференции «Математическое моделирование в образовании, науке и производстве». – Тирасполь, 2011. – С. 20–22.

[48] Быкова, Е.В. Система индикаторов энергетической безопасности Молдовы и вычислительный комплекс для ее мониторинга / Быкова, Е.В., Кириллова, Т.И., // Сборник трудов Международного научного семинара им. Ю.Н.Руденко (№ 86). Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики, 1-4 июля 2014 - Санкт-Петербург, 2014. - статья №6.

[49] Быкова, Е.В. Система мониторинга энергетической, экономической и экологической безопасности для Молдовы / Е.В. Быкова, Т. Кириллова, // Сборник трудов VI-ой Международной научно-практической конференции «Наука и социальные проблемы общества: Информатизация и информационные технологии», 24–25 мая 2011 г. – Харьков, 2011. – С. 76-77.

[50] Raport Național de Inventariere. Surse de emisii și sechestare a gazelor cu efect de seră în Republicii Moldova, 1990-2005 Chisinau: /Царану М.Х., Быкова Е.В. [и др.] - Chisinau, UNEP, GEF., Ch.Continental Grup, SRL, 2009.

[51] Second National Communication of the Republic of Moldova under the United Nations Framework. Convention on Climate Change / United Nations Environment Progr./ coord. Violeta Ivanov, George Manful. Synthesis Team: Vasile Scorpan, Marius Taranu, Elena Bicoва and other. – Chisinau: “Bons Offices” SRL, 2009.

[52] National Inventory Report, Greenhouse Gas Sources and Sinks in the Republic of Moldova, 1990-2010 / Chapter 3: Elena Bicoва, Vitalii Postolatii, Marius Taranu. – Chisinau: „IMPRINT PLUS” SRL, 2013.

[53] National Inventory Report Greenhouse Gas Sources and Sinks in the Republic of Moldova 1990-2013. Submission to the United Nations Framework Convention on Climate Change / Chapter 3: Elena Bicoва and etc. - Chisinau: S. n., (Tipogr. “Bons Offices”), 2015.

[54] Informative Inventory Report of the Republic of Moldova 1990-2012. Submission under the UNECE convention on Long Range Trans boundary Air Pollution / Bicova, Elena; Kirillova, Tatiana. – Chisinau, 2014.

[55] Informative Inventory Report of the Republic of Moldova, 1990-2017. The Ministry of Agriculture, Regional Development and Environment and the Institute of Chemistry, the UNEP Small-Scale Funding Agreement to the project “Institutional strengthening support to scale up action on short-lived climate pollutants in the Republic of Moldova” / Chapter 3: Elena Bykova, Tatiana Kirillova, Larisa Moraru and other. - Chisinau, 2020. – 269 p.

[56] Быкова, Е.В., Анализ выбросов от сжигания топлива в коммерческом и институциональном секторе Молдовы / Быкова, Е.В., Кириллова, Т.И. // Сборник трудов международной конференции «Управление, качество и эффективность использования энергоресурсов», 27–29 мая 2015 г. – Благовещенск, 2015. – С. 335–339.

[57] Быкова, Е.В. Углубленный анализ тенденций выбросов CO₂ при сжигании угля, мазута и природного газа при производстве электроэнергии и теплоэнергии в регионах Молдовы / Быкова, Е.В. // Сборник трудов 8 международной конференции «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов», 27–29 мая 2015 г. - Благовещенск, 2015.

[58] Национальное Бюро статистики Молдовы: сайт.- Кишинэу, 2021- Обновляется в течение суток. – URL: [http:// www.statistica.md/](http://www.statistica.md/) (дата обращения: 4.02.2021).

[59] Быкова, Е.В. Применение нейронных сетей для построения краткосрочных прогнозов индикаторов энергетической безопасности / Быкова, Е.В. // Сборник Трудов Лаборатории энергетической безопасности, моделирования развития энергосистем за 2020. Выпуск №11 (26), Посвящается памяти Виталия Михайловича Постолатия. Кишинэу. – 2020 г. – С.49–57.

[60] Постолатий, В. Новые подходы к обеспечению макроэкономической стабильности» / Постолатий, В. М. // Журнал «Проблемы Региональной Энергетики», №39. – 2019. – с.128-144, ISSN 1857-0070, DOI: 10.5281/zenodo.2650960.

[61] Vitaly, Postolati. Determination of Tariff Limits for Energy and Material Resources Using National Accounts Data / Постолатий, В. М. // American Journal of management Science and Engineering. Vol.4, Nr1-2019.-DOI 10.11648j.ajmse2019040112. ISSN 2575-1379.

[62] Постолатий, В. Аналитические методы анализа макроэкономических показателей отраслей экономики и подходы к регулированию скоординированного их развития / Постолатий, В. // Сборник Трудов IX Международной Научно-Технической Конференции «Энергетика: Правление, Качество и Эффективность Исполнения Энергоресурсов», г. Благовещенск, 2019 г., Стр. 503–507.

[63] Постолатий, В. Закон об установлении предельных уровней тарифов на материальные, энергетические ресурсы и услуги, используемые в производственных процессах экономики и социальной сфере (*Проект*) / /В. Постолатий, / Сборник Трудов Лаборатории управляемых электропередач за 2018-2019 г., №10 (25), Кишинэу, CEP USM, 2019, с. 41–55.

2.6. Влияние тарифной политики на финансовую устойчивость энергетической компании Республики Таджикистан

Характерной особенностью современного этапа развития человеческого общества является повышенное внимание к проблеме обеспечения устойчивости социально-экономических систем. Концепция «устойчивого общества» впервые была сформулирована в документах Всемирного совета церквей (1974 г.), а сам термин «устойчивое развитие» впервые появился в «Стратегии глобального сохранения» (1980 г.), разработанной Международным союзом охраны природы и природных ресурсов.

В рамках новой программы устойчивого развития до 2030 г. страны - члены ООН 25. 09. 2015 г. приняли 17 целей, направленных на сокращение бедности, защиту планеты и обеспечение процветания для всех. Одной из приоритетных целей устойчивого развития (ЦУР) признано: обеспечение всеобщего доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех.

В целях обеспечения успешного формирования индустриально-аграрной модели экономики Таджикистана, реализации политики долгосрочного социально-экономического развития страны особую актуальность приобретает разработка обоснованной стратегии устойчивого развития энергетического комплекса (ЭК) страны, предусматривающей качественно новое состояние управленческой культуры и общественного сознания в целом и, гарантирующей эффективные превентивные меры на вызовы современности.

Динамизм современных экономических процессов, обострение конкурентных отношений, нестабильность экономических институтов, финансовое напряжение и сложность предотвращения негативных изменений климата постоянно воспроизводят кризисные ситуации в том числе в энергетическом комплексе страны.

Устойчивое развитие энергетического сектора национальной экономики создаст возможности для большей внутренней занятости и сокращения уровня бедности населения, диверсификации экспорта, повысит доступность и качество социальных услуг для населения, что прямо связано с достижением Целей устойчивого развития (ЦУР) в Таджикистане. Энергетический сектор национальной экономики является приоритетным в инвестиционной политике страны. Кредитные ресурсы преимущественно направляются для освоения гидроэнергетического потенциала страны, формирования и развития высокотехнологичного энергетического комплекса. В этих условиях особую актуальность приобретает проблема вклада электроэнергетики в обслуживание аккумулированного в ней внешнего долга страны. Решение этой проблемы предопределяет необходимость повышения эффективности государственного регулирования отрасли, формирования и реализации адекватной тарифной политики. В результате реализации эффективных мер государственного регулирования, включая тарифную политику, энергетический комплекс, как гарант ее экономической и энергетической безопасности, создаст предпосылки перехода к устойчивому инновационному развитию национальной экономики.

В условиях низкого платежеспособного спроса, концентрации значительного внешнего и внутреннего долгов в электроэнергетике, низкой эффективности энергетического менеджмента особую актуальность приобретает проблема исследования финансовой устойчивости энергетической компании Таджикистана, обоснования ме-

ханизмов ее повышения. Авторами поставлена задача исследовать взаимосвязь тарифной политики и показателей финансовой устойчивости энергетической компании, количественно оценить влияние тарифной политики на показатель финансовой устойчивости энергетической компании Таджикистана. В качестве инструмента исследования использовались методы экономико-математического моделирования. Практическая значимость выполненного исследования обусловлена реструктуризацией энергетической компании и наличием ряда факторов, дестабилизирующих ее финансовую устойчивость.

Тарифная политика и факторы ее определяющие. Тарифная политика в электроэнергетике является одним из важных инструментов государственного регулирования в области производства, передачи и распределения электроэнергии, которая направлена на формирование тарифов, обеспечивающих доступ всех слоев населения к электроэнергии и удовлетворяющих потребности других секторов национальной экономики. Регулирование тарифов на электроэнергию обеспечивает возможность влияния на социально-экономическую ситуацию не только в отдельных регионах, но и в стране в целом. Широко зарекомендовало себя использование тарифов в качестве инструмента регулирования графиков электрической нагрузки и, как следствие, повышения экономических и финансовых показателей системы энергоснабжения.

На рисунке 2.6.1 представлен месячный энергетический баланс открытой акционерной холдинговой компании (ОАХК) «Барки точик» за период 2015 по 2018 гг.

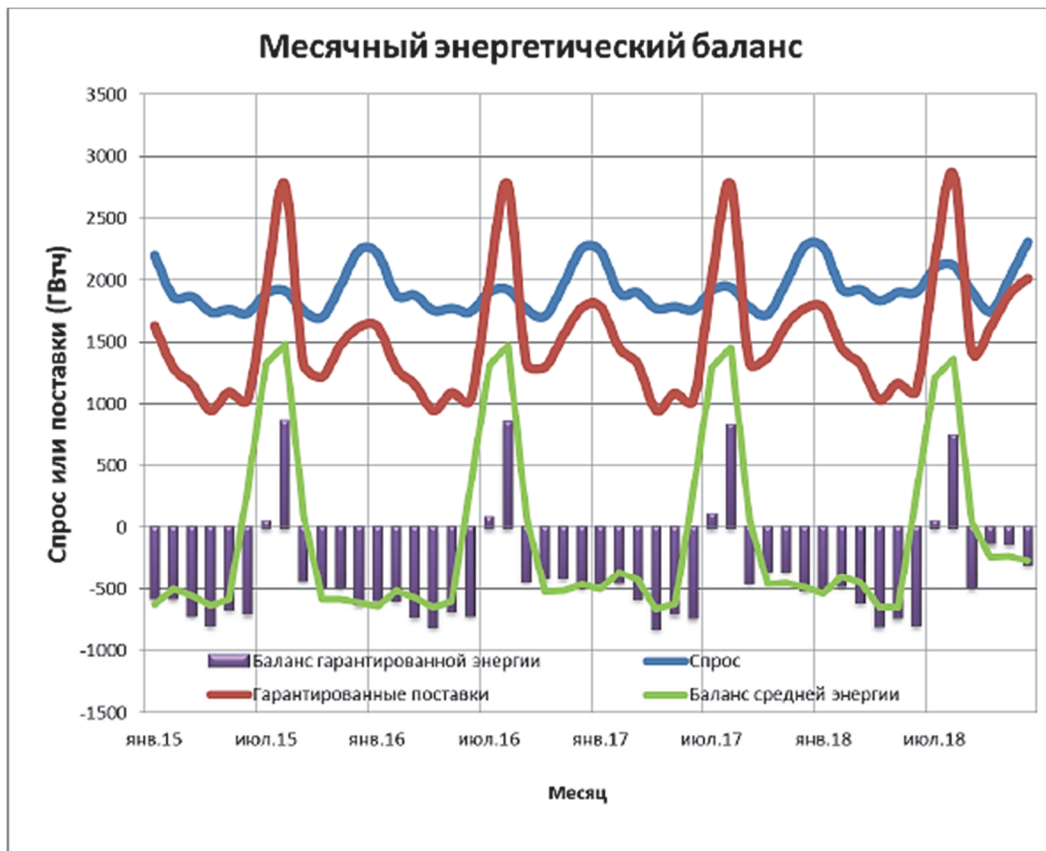


Рис. 2.61. Месячный энергетический баланс

Источник: Генеральный план развития энергетического сектора -Заключительный отчет. Грант АБР №: 0213-TAJ [1]

Как видно из рис. 2.6.1. неравномерный режим потребления электрической энергии требует создания специальных пиковых мощностей, сопровождающегося повышением капиталовложений и дополнительными расходами первичных энергоносителей (воды, топлива). Кроме того возникает необходимость в генерирующих мощностях для удовлетворения сезонного спроса на электроэнергию. Это требует изыскания дополнительно к существующим генерирующим мощностям возможностей строительства новых электростанций с мощностью 500 Мвт и более а также сооружения дополнительных ЛЭП. Действенная роль в решении этой задачи отводится и внедрению в хозяйственный оборот ВИЭ и новых инновационных конструкций МГЭС. В настоящее время имеются уже некоторые проектные решения.

Выравнивание графика нагрузки энергосистемы приведет к снижению затрат по выработке электроэнергии. Стимулировать потребителей к выравниванию графика электрической нагрузки можно с помощью тарифов переноса нагрузку во внепиковые зоны. Потребители электрической энергии, как известно, заинтересованы в использовании дифференцированных по времени суток тарифов.

Рассмотрены три сценария увеличения спроса на электроэнергию, при этом годовой рост спроса на электроэнергию был получен путём умножения предполагаемого будущего роста уровня ВВП на его эластичность спроса за определённый год, с корректировкой на возможное снижение потребления в результате повышения тарифов.

На рисунке 2.6.2 представлено сравнение прогноза спроса на электроэнергию по энергосистеме на основе трёх различных сценариев роста. Согласно прогнозу среднего роста, ожидается общий рост бытовой нагрузки и гарантированного экспорта на уровне 2,08% за период между 2015–2039 гг.

Однако, несмотря на растущий спрос на электроэнергию платежеспособный спрос потребителей электроэнергии остается на низком уровне. Размеры дебиторской задолженности создают барьеры устойчивому развитию электроэнергетики и, как следствие, росту экономики страны. Во избежание этого необходима государственная поддержка энергетики через финансирование инвестиционных проектов, а также дотации и субсидии промышленным предприятиям и населению.

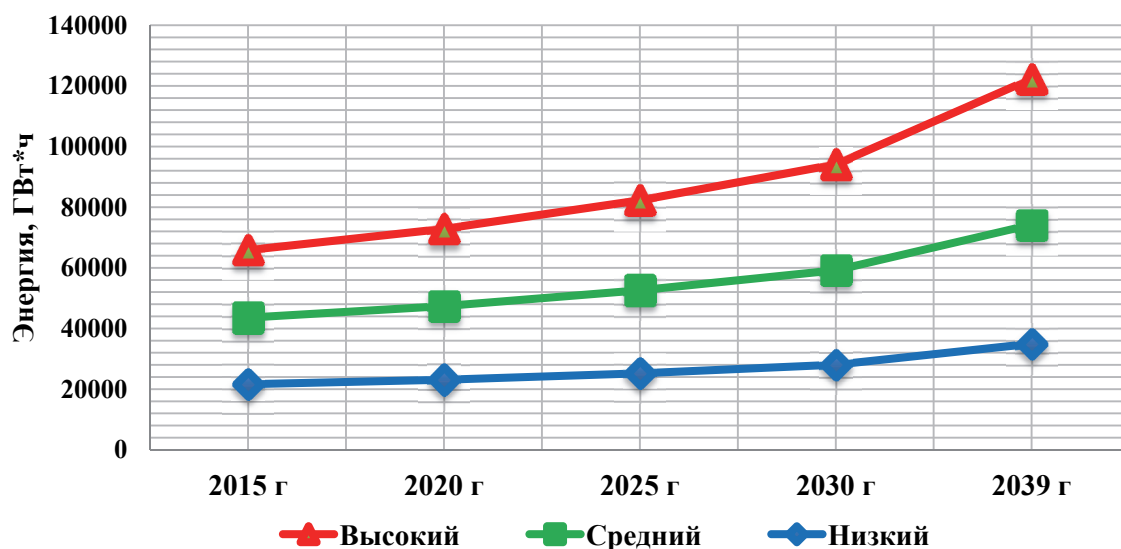


Рис. 2.6.2. Сценарий спроса с учетом энергоэффективности и гарантированного экспорта

Источник: Генеральный план развития энергетического сектора –Заключительный отчёт. Грант АБР №: 0213-TAJ [1]

Основные должники энергокомпании ОАХК «Барки точик»

Наиболее значительные дебиторы ОАХК «БаркиТочик»		
	2018	2019
ГУП «Таджикская алюминиевая компания»	390,774	390,976
Государственный департамент земельных ресурсов и ирригации	133,019	205,14
ОАО «Рогунская ГЭС»	24,009	58,764
DaAfganistanBreshnaSherkat	43,072	27,692
Душанбинское предприятие тепловых сетей	16,994	27,155
ОАО «Точикхимпром»	23,842	26,565
ГУП «Душанбеводоканал»	10,083	18,616
АО «Узбекэнерго»	12,369	12,707
ГУП «Мачмуаигармхона»	11,038	11,125
ООО « Кохи Навруз»	2,062	3,026
ОАО «Памир энеджерджи»	1,924	2,48
НЭС Киргизстан	638	1,719

Составлено по данным энергетической компании ОАХК «Барки точик» [2]

Из таблицы 2.6.1 видно, что основными должниками энергохолдинга являются таджикская алюминиевая компания («ТАЛКО»), государственный департамент земельных ресурсов и ирригации и другие.

Таджикская алюминиевая компания «ТАЛКО» является крупным промышленным предприятием, имеющим градообразующий характер и концентрирующим в производстве многотысячный состав работников. Учитывая социальную значимость этого предприятия в экономике республики, его электроемкость (около 40% общего объема потребления электроэнергии в стране), правительство установило пониженные тарифы на электроэнергию.

Динамика изменения использованных в анализе тарифов на электроэнергию всех групп потребителей и их прогноз с 2020 по 2025 гг. иллюстрируется диаграммой.

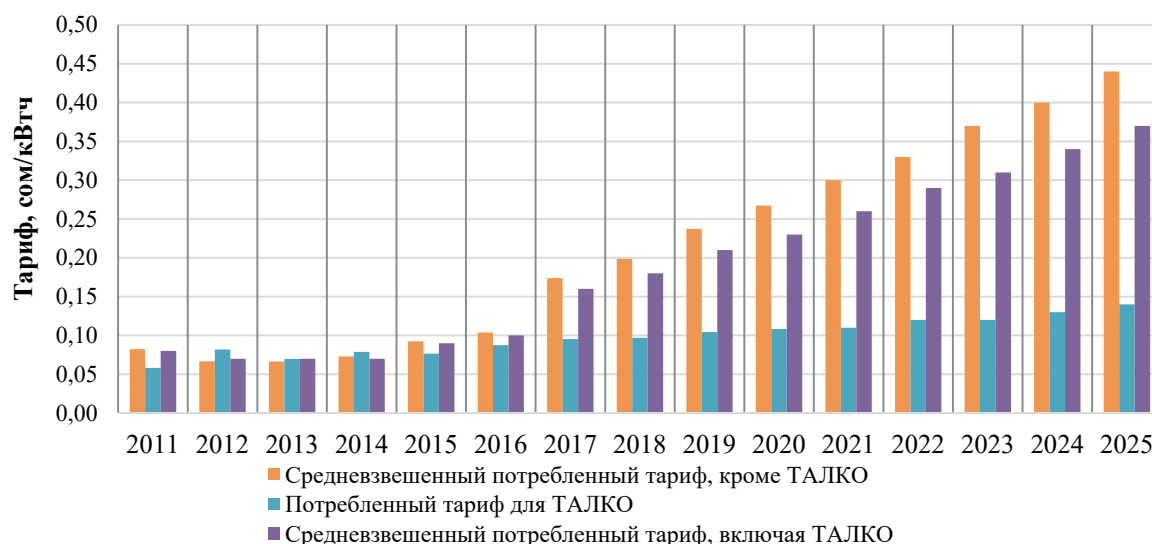


Рис. 2.6.3. Динамика изменения тарифов для потребителей энергетической компании ОАХК «Барки точик»

Составлено авторами на основе данных энергокомпании «ОАХК «Барки точик»

Из диаграммы выше видно, что средневзвешенный тариф на электроэнергию без учета «ТАЛКО» имеет самую высокую динамику роста. Средневзвешенный тариф на электроэнергию для «ТАЛКО» имеет наименьшую динамику роста. Выполненные анализ и прогноз наглядно показывают, что низкие тарифы для «ТАЛКО» отрицательно влияют на тарифную политику в целом, занижая средневзвешенные тарифы по всей энергосистеме. Это приводит к снижению финансовой устойчивости энергокомпании.

Финансовая устойчивость и факторы ее определяющие. Финансовая устойчивость, является составной частью общей устойчивости энергетической компании, функционирующей в условиях изменяющейся внутренней и внешней среды. Являясь комплексным показателем, она характеризует сбалансированность финансовых потоков и наличие средств, позволяющих поддерживать ее деятельность в течение определенного периода времени, а также гарантирующих постоянную платежеспособность, в том числе по обслуживанию внутренних и внешних заимствований, не снижая надежность энергоснабжения.

Риск снижения финансовой устойчивости энергетического холдинга Таджикистана обусловлен не только низким платежеспособным спросом на электроэнергию, низкой культурой энергопотребления, слабым энергетическим менеджментом, но и несовершенством структуры капитала. Значительная доля привлеченных средств влечет за собой несбалансированность положительного и отрицательного денежных потоков компании по объемам.

Разработка и реализация стратегии управления финансовой устойчивостью относятся к сложным и трудоемким задачам, которые, к сожалению, на отечественных энергетических предприятиях, как правило, не выполнялись на надлежащем уровне [3].

Важнейшей задачей менеджеров энергетического бизнеса является обеспечение его финансовой устойчивости, управление его рыночной стоимостью. Принятие своевременных и обоснованных управленческих решений позволяет нейтрализовать угрозы снижения финансовой устойчивости как энергетической компании в целом, так и отдельной электрической станции. При этом реструктуризация энергетической компании не повлечет за собой развитие негативных процессов.

Экономико-математическое моделирование влияния тарифной политики на финансовую устойчивость энергетического бизнеса.

Объект исследования. В качестве исследуемого объекта выбрана ОАХК «Барки точик». В настоящее время функции выработки, передачи, распределения и реализации электрической энергии закреплены между тремя ее структурами.

Результативным показателем в модели является величина чистых активов компании Y , которая является ключевым показателем деятельности любой коммерческой организации. Она характеризует превышение активов компании над ее обязательствами, как краткосрочными, так и долгосрочными, т.е. позволяет оценить уровень платежеспособности предприятия [3–5].

Регрессия. Влияние тарифной политики на финансовую устойчивость ОАХК «Барки точик».

В таблице 2.6.2 представлен перечень тарифов ОАХК «Барки точик», являющихся независимыми переменными (X_i) в модели. Оценка значимости каждого выбранного нами показателя и степени его влияния на финансовое благополучие энергетической компании производилась на основании построения эконометрической модели с использованием программы MS Excel.

Таблица 2.6.2

Показатели эконометрического анализа

Обозначение	Переменные	Ед. измерения
Y	Стоимость чистых активов	млн сом.
X ₁	Средневзвешенный тариф на отпущенную электроэнергию, без «ТАЛКО»	сом/кВтч
X ₂	Тариф на электроэнергию для «ТАЛКО»	сом/кВтч
X ₃	Средневзвешенный тариф на отпущенную электроэнергию, включая «ТАЛКО»	сом/кВтч

В таблице 2.6.3 представлены отчетные данные по выбранным для исследования показателям ОАХК «Барки точик» и результаты их экстраполяции с 2020 по 2025 гг.

Таблица 2.6.3

Исходные данные для построения эконометрической модели

Период наблюдений	Y	X ₁	X ₂	X ₃
2011	1206,5	0,08	0,06	0,08
2012	1366,2	0,07	0,08	0,07
2013	1528,2	0,07	0,07	0,07
2014	1725,5	0,07	0,08	0,07
2015	1843,3	0,09	0,08	0,09
2016	2047	0,10	0,09	0,10
2017	2183,7	0,17	0,10	0,16
2018	2378,9	0,20	0,10	0,18
2019	2511,8	0,24	0,10	0,21
2020	2711,6	0,27	0,11	0,23
2021	2872,6	0,30	0,11	0,26
2022	3038,5	0,33	0,12	0,29
2023	3214,1	0,37	0,12	0,31
2024	3379,5	0,40	0,13	0,34
2025	3550,8	0,44	0,14	0,37

**) составлено по данным энергетической компании «Барки точик» [2],[6].*

В целях исключения мультиколлинеарности переменных, была построена корреляционная матрица, представленная в таблице 2.6.4.

Таблица 2.6.4

Корреляционная матрица

	y	X ₁	X ₂	X ₃
Y	1			
X ₁	0,976387	1		
X ₂	0,977175	0,96317	1	
X ₃	0,976966	0,999545	0,964805	1

Использование надстройки «Пакет анализа» в режиме «Регрессия» позволило оценить параметры эконометрической модели. Значение множественного коэффициента детерминации R^2 показывает, что 97,2% общей вариации результативного признака объясняется вариацией признаков X_1 , что является хорошим признаком того,

что выбранные нами показатели влияют на величину чистых активов, т.е. на финансовое состояние энергетической компании. После проверки значимости коэффициентов уравнение линейной множественной регрессии принимает вид:

$$Y=173,45+2965,07 X_1+16357,57X_2-252,81X_3+\varepsilon \quad (2.6.1)$$

Это подтверждается расчетами, результаты которых приведены в табл. 2.6.5.

Таблица 2.65

Полученные коэффициенты значимости

	Коэффициенты, b_i	P -Значение
Y -пересечение	173,45	0,6662
X_1	2965,07	0,7634
X_2	16357,57	0,0236
X_3	-252,81	0,9837

Если вероятность P меньше уровня значимости $\alpha=0,05$, то принимается гипотеза о значимости соответствующего коэффициента регрессии. Из табл. 2.6.5 видно, что значимым является только коэффициент b_2 соответствующий переменной X_2 – это использованный тариф для «ТАЛКО». Далее относительно меньшую значимость имеет средневзвешенный тариф без «ТАЛКО» X_1 . Самую наименьшую значимость имеет переменная X_3 , соответствующая средневзвешенному тарифу, включая «ТАЛКО». Дисперсионный анализ показал, что значимость F равна $8,014 \cdot 10^{-9}$, которая меньше $\alpha=0,05$. Следовательно, построенная нами регрессия в целом является значимой.

Таким образом, результаты моделирования показывают, что на величину чистых активов энергетической компании влияют действующие в энергосистеме тарифы на электроэнергию. При оценке финансовой устойчивости при средневзвешенных тарифах по всем группам потребителей без «ТАЛКО» стоимость чистых активов предприятия будет расти. Стоимость чистых активов будет меньше при средневзвешенных тарифах по всем группам потребителей, включая «ТАЛКО».

При установлении высоких тарифов для потребителей финансовое состояние энергокомпании улучшается. Однако увеличение тарифов приведет к росту неплатежеспособного спроса потребителей электроэнергии. Изменение стоимости чистых активов в этом случае иллюстрируется диаграммой.

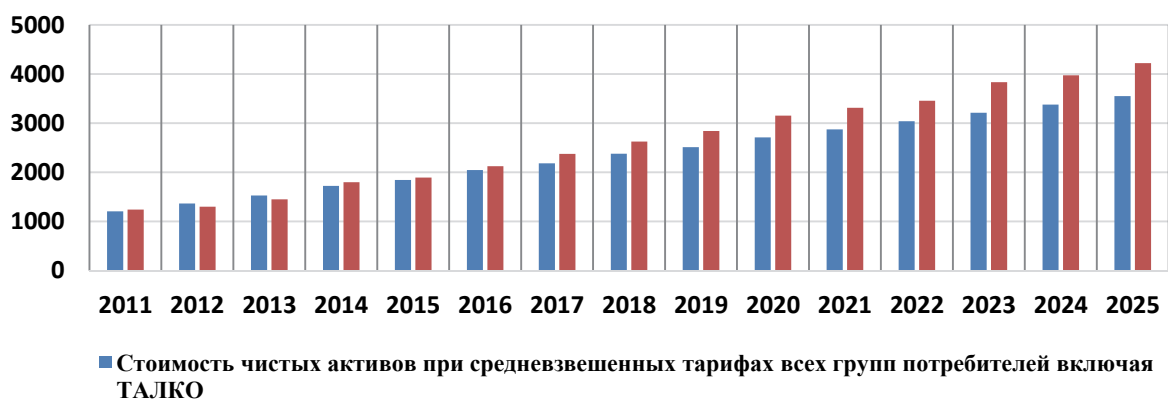


Рис. 2.6.4. Влияние тарифов на стоимость чистых активов.
Рассчитано авторами на основе данных ОАХК «Барки точик»

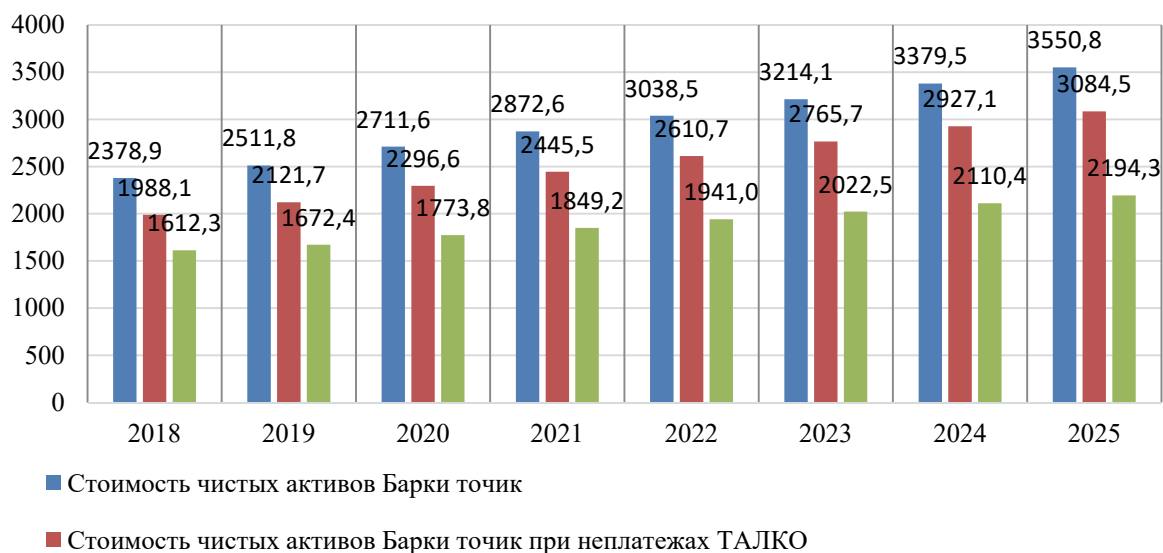


Рис. 2.6.5. Изменение стоимости чистых активов энергетической компании ОАХК «Барки точик» при неплатежах потребителей электроэнергии

Рассчитано и спрогнозировано авторами на основе данных ОАХК «Барки точик»

Из диаграммы 3 видно, что стоимость чистых активов энергокомпании ОАХК «Барки точик» уменьшается при неплатежеспособном спросе со стороны дебиторов, что говорит о значительном влиянии тарифов и неплатежеспособного спроса потребителей электроэнергии на финансовую устойчивость.

Экономико-математическое моделирование и проведенный анализ доказали значимость влияния тарифов на электроэнергию на стоимость чистых активов, что позволяет сделать следующие выводы:

- повышение тарифов для «ТАЛКО» приведет к росту стоимости чистых активов и рыночной стоимости энергокомпании;
- для «ТАЛКО» представляется целесообразным осуществлять полный цикл глубокой переработки алюминиевого сырья, обеспечивающей производство конечной продукции с учетом спроса на нее на внутреннем и внешнем рынках, что позволит создать дополнительные рабочие места, выпускать продукцию с высокой добавленной стоимостью;
- разработка и реализация комплекса мер по сокращению дебиторской задолженности в первую очередь тех потребителей электроэнергии, которые весомо влияют на экономическое и финансовое благополучие энергохолдинга;
- компании «ТАЛКО» необходимо произвести диверсификацию производства на основе расширения ассортимента выпускаемой продукции и переориентации рынков сбыта, освоения новых видов продукции с целью повышения эффективности производства, получения экономической выгоды.

Финансовое состояние энергетической компании зависит не только от дебиторской задолженности. Немаловажную роль играет здесь и кредиторская задолженность энергопредприятия. Авторами оценено влияние тарифной политики на рост кредиторской задолженности ОАХК «Барки точик», и, как следствие, на ухудшение ее финансового состояния. В настоящее время ОАХК «Барки точик» покупает электроэнергию у Сангтудинской ГЭС-1 и Сангтудинской ГЭС-2 и осуществляет ее реализацию.

Объект 1 Сангтудинская ГЭС-1. Проектная мощность Сангтудинской ГЭС-1 составляет 670 МВт. Она расположена в Хатлонской области в Дангаринском районе Таджикистана. Станция является пятой ступенью Вахшского каскада ГЭС. Удельный вес акционерного капитала России и Таджикистана в Сангтудинскую ГЭС-1 иллюстрируется данными табл. 2.6.6 [7].

Таблица 2.6.6

Распределение долей в уставном капитале ОАО «Сангтудинская ГЭС-1»

Наименование акционера	Количество акций	Доля в уставном капитале, %
ГК «Росатом»	561944	60,127
Правительство Республики Таджикистан	233648	25,001
ОАО «Интер РАО ЕЭС»	138996	14,872
Итого	934588	100,00
УК, млн. сомони	2843	

Объект 2. Сангтудинская ГЭС-2. В рамках международного соглашения Таджикистана и Ирана в 2006 году было начато строительство Сангтудинской ГЭС – 2. Она находится в Хатлонской области в Дангаринском районе на реке Вахш. Установленная мощность Сангтудинской ГЭС – 2 составляет 220 МВт, проектная среднегодовая выработка электроэнергии 932 млн кВт·ч.

На возведение станции Ираном было выделено 180 млн долларов США, доля таджикской стороны составила 40 млн долларов США. Первый агрегат гидроэлектростанции был пущен 5 сентября 2011 г., второй агрегат был введен в эксплуатацию 10 сентября 2014 г. В соответствии с соглашением после пуска в течение 12,5 лет Сангтудинская ГЭС-2 является собственностью Ирана, после чего перейдет в собственность Таджикистана. Результаты выполненного анализа иллюстрируются ниже приведенными диаграммами.

Из диаграммы видно, что количество реализованной электрической энергии ОАХК «Барки точик» на 15–17% меньше объема ее закупки на рассматриваемых ГЭС. Это обусловлено тем, что часть закупаемой электроэнергии теряется в процессе передачи ее потребителям.

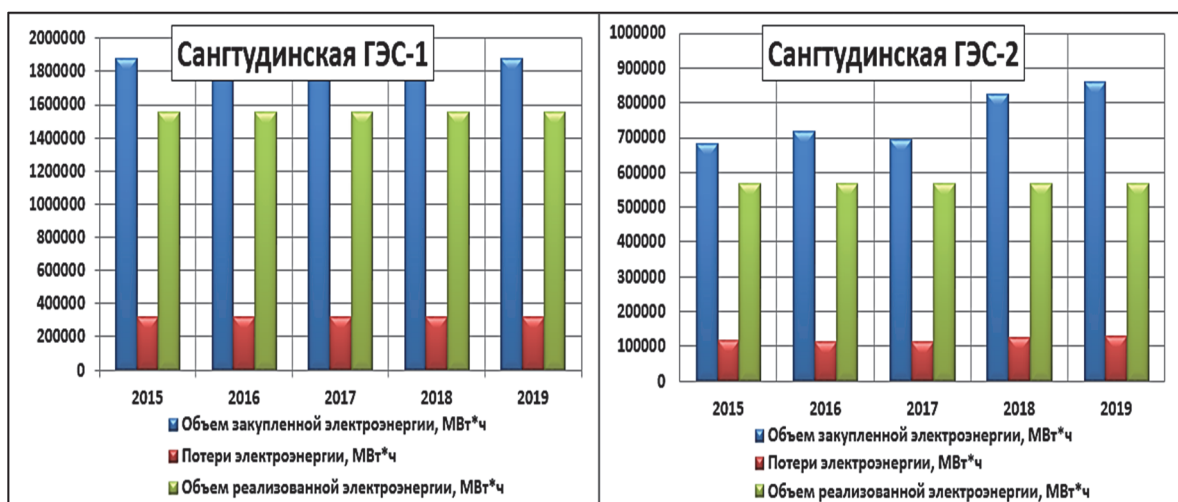


Рис. 2.6.6. Объемы закупки, реализации и потерь электроэнергии, мВт.час в 2015-2019 гг.

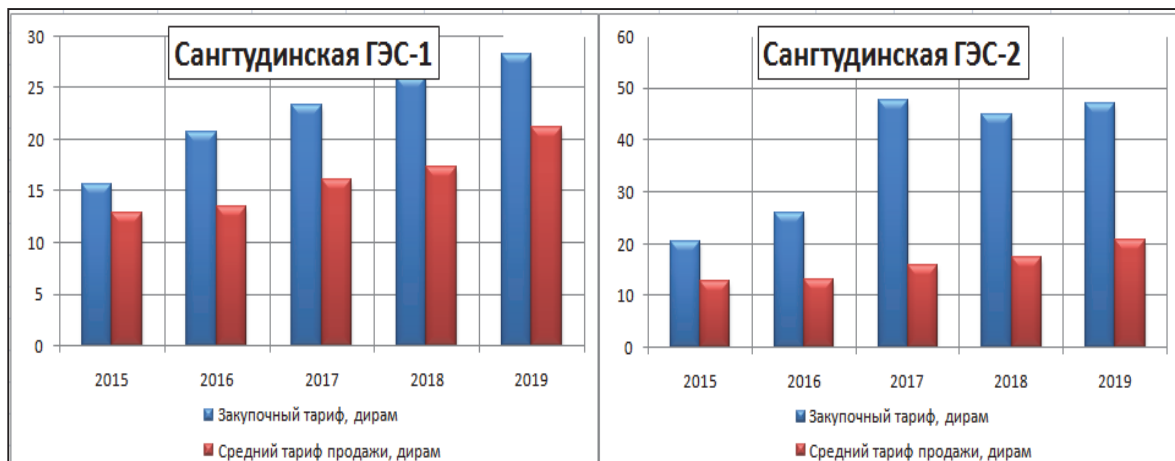


Рис. 2.6.7. Средние тарифы закупки и реализации электроэнергии, дирам/кВт·час

Как видно из диаграммы, минимальное превышение закупочного тарифа на электроэнергию Сангтудинской – 1 среднего тарифа ее реализации составило 21,7 % в 2015 г. и максимальное – 54, 5% в 2016 году. По Сангтудинской ГЭС-2 в рассматриваемый период максимальное превышение закупочного тарифа на электроэнергию среднего тарифа ее реализации имело место в 2017 году, составив 300,6 %.

Таблица 2.6.7

**Динамика дебиторской задолженности ОАХК «Барки точик»
Сангтудинской ГЭС-1, в млн сомони**

Показатель	Годы						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Сумма покупки электроэнергии	222,8	293,3	393,5	431,1	620	170,7	514,07
Оплата за электроэнергию	210,5	227	245	290	358,6	52,3	226,15
Задолженность нарастающим итогом	439,5	505,8	654,3	794,5	1056	1170	1590

Из таблицы 2.6.7 видно, что ОАХК «Барки точик» не в состоянии оплачивать полностью покупаемую электроэнергию у ОАО «Сангтудинская ГЭС-1». Кредиторская задолженность ОАХК «Барки точик» имеет тенденцию роста и значительно нарастает с каждым годом. Аналогичная ситуация имеет место и в экономических отношениях энергохолдинга с Сангтудинской ГЭС- 2.

Высокие закупочные тарифы на электроэнергию и низкие тарифы ее реализации нанесли значительный ущерб энергетической компании. Графическая иллюстрация этого представлена диаграммой.

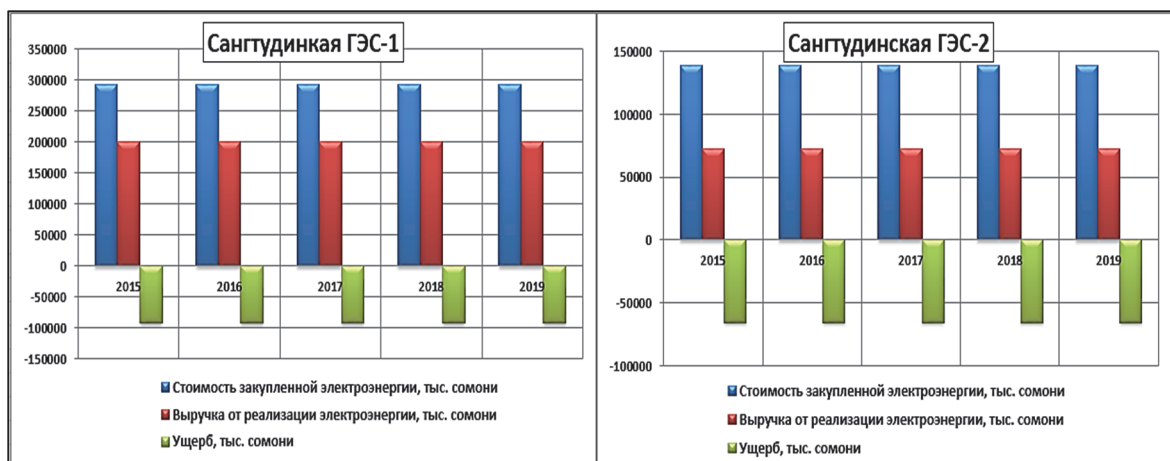


Рис. 2.6.8. Стоимость закупаемой электроэнергии, выручка от ее реализации и ущерб энергокомпании, тыс. сомони

В соответствии с диаграммой ущерб энергохолдинга за период 2015–2019 гг. составил в различные годы от 92,9 млн сомони до 234 млн сомони по Сангтудинской ГЭС -1 и от 65 млн сомони до 252,5 млн сомони по Сангтудинской ГЭС-2. За весь анализируемый период суммарный ущерб энергокомпании составил 1871 млн сомони. Следствием является увеличение суммы кредиторской задолженности энергокомпании перед этими ГЭС и ухудшение финансового состояния ОАХК «Барки точик», потери государственного бюджета и проблематичность обслуживания внешнего долга, сконцентрированного в электроэнергетике страны.

Финансовое неблагополучие энергохолдинга требует поиска ресурсов для его оздоровления. Данные табл. 2.6.8 характеризуют задолженность ОАХК «Барки точик» перед ОАО «Ориенбанк» в период 2015–2019 годы.

Таблица 2.6.8

Сумма кредиторской задолженности ОАХК «Барки точик» перед ОАО «Ориенбанк», в тыс. сомони

Дата получения кредита	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Полученный кредит с процентами	1006153	358277	1934305	573779	2624029	-
Погашенный кредит	870461	303014	1811272	395197	2439683	-
Задолженность нарастающим итогом	694491	1143544	1346725	1635817	1940677	2180831

Как видно из табл. 2.6.8, несвоевременное погашение кредиторской задолженности перед банком приводит к тому, что год за годом сумма долга увеличивается. Это отрицательно сказывается и на финансовом благополучии ОАО «Ориён-банк». Последствия, естественно, отрицательно влияют не только на энергетический и финансовый сектор страны, но и в целом на социально-экономическое развитие всей страны.

Для финансового оздоровления ОАХК «Барки точик» необходимо:

- *Сократить финансовые издержки и обеспечить прозрачность энергетического бизнеса.* Энергокомпания «Барки точик» продолжит испытывать недостаток оборотного капитала в ближайшем будущем, поскольку на покрытие огромного разрыва между его денежными доходами и обязательствами потребуется время. В течение этого времени, необходимо разработать и внедрить механизмы финансового оздоровления энергохолдинга. В настоящее время достигнута договоренность с Всемирным банком о выделении финансовых ресурсов для этих целей. Особую значимость приобретает контроль за эффективным использованием привлекаемых финансовых ресурсов.

- *Повысить тарифы.* Убыточные тарифы на электроэнергию являются одной из основных причин тяжелого финансового положения ОАХК «Барки точик». Их необходимо скорректировать в сторону среднего уровня себестоимости, обеспечив при этом доступ к электроэнергии всех потребителей.

- *Обеспечить социальную защиту бедных слоев населения.* Для обеспечения доступа к электрической энергии бедных слоев населения при повышении тарифов необходимо предусмотреть меры социальной защиты и предусмотреть в местных бюджетах достаточно средств для их своевременного финансирования.

- *Улучшить сборы за отпущенную электроэнергию.* ОАХК «Барки точик» необходимо улучшить сбор денежных средств за счет реализации эффективных методов управления сбытом электроэнергии. Для клиентов, защищенных бюджетом и государством, необходимо продумать механизм, который обеспечивал бы полную и своевременную оплату счетов за электроэнергию. Предпринять меры по сокращению дебиторской задолженности, стимулированию потребителей к оплате за использование электроэнергии на основе введения гибких тарифов.

- *Институциональным структурам обеспечить прозрачность всех видов энергетического бизнеса.*

- *Снизить уровень потерь электроэнергии.* Снизить потери электроэнергии за счет эффективного коммерческого и энергетического менеджмента.

Результаты выполненного исследования свидетельствуют о выраженной зависимости финансового благополучия энергетической компании от тарифной политики. Перекрестное субсидирование, имеющее место в системе тарифов на электроэнергию, не отвечает стратегическим целям развития страны. Реструктуризация сектора электроэнергетики Таджикистана должна обеспечить финансовую устойчивость энергокомпаний, в том числе за счет эффективной тарифной политики.

Литература

1. Генеральный план развития энергетического сектора -Заключительный отчет. Грант АБР №: 0213-ТАJ
2. ОАХК «Барки точик» Электронный ресурс: www.barqitotjik.tj
3. Toshiyuki, Sueyoshi. Financial ratio analysis of the electric power industry. Asia-Pacific Journal of Operational Research Vol. 22, No. 03, pp. 349-376 (2005).
4. Воробьева, О.С. Финансовая устойчивость и ее влияние на стоимость компании / О.С. Воробьева, В.В. Григорьев. – Научный журнал. – №(6)6. Новосибирск: Изд. АНС «СибАК», 2017.

5. Оголихина С., Радковская Е. Использование модели множественной регрессии определения эффективности банковской деятельности / С. Оголихина, Е. Радковская // Скиф. Вопросы студенческой науки. Выпуск №8. Екатеринбург, 2020 г.

6. Ахророва, А.Д. К вопросу оценки финансовой устойчивости энергетической компании. / А.Д. Ахророва, Ф. Дж. Бобоев, М. Сайфудинова и др. // Вестник Таджикского Технического Университета: Душанбе, 2015. – № 4(40), 2017. – С. 122–133.

7. Годовые отчеты ОАО «Сангтудинской ГЭС-1». – URL: <https://sangtuda.com//>

2.7. Влияние инфляции на тарифную политику в электроэнергетике Республики Таджикистан

Тарифная политика в электроэнергетике играет важную роль в обеспечении приемлемых условий социально-экономического развития. Для этого используют систему регулирования, которая заключается в том, что государство в определенных условиях принимает меры, направленные на формирование тарифов, обеспечивающих равновесие величины совокупного спроса и совокупного предложения на рынке электроэнергии. Кроме того тарифная политика в энергетике Таджикистана должна обеспечить повышение роли отечественной электроэнергетики в формировании государственного бюджета и вклада в обслуживание аккумулированного в ней внешнего долга. Одним из факторов, предопределяющих необходимость регулирования тарифов на электрическую энергию является инфляция. Причем, как рост инфляции, так и ее спад. В целом использование эффективной системы регулирования тарифной политики в условиях изменения внутренней и внешней среды позволит обеспечить надежность энергоснабжения при минимальных расходах ресурсов и экологических последствиях.

В мировой практике регулирования тарифов наряду с использованием метода экономически обоснованных расходов (затрат) и метода экономически обоснованной доходности инвестированного капитала применяется метод индексации тарифов. Как правило, этот метод используется при уровне инфляции, не превышающем 10-12 %. Метод индексации является по сути дополнительным методом установления тарифов. В соответствии с ним тарифы, установленные на основе метода экономической обоснованности, меняются с учетом индексов-дефляторов, устанавливаемых соответствующими государственными регулирующими органами.

Настоящий параграф посвящен исследованию влияния инфляции на тарифную политику в электроэнергетике. Проанализированы возможные сценарии развития инфляции, и содержание мер по регулированию тарифной политики на внутреннем рынке электрической энергии Таджикистана.

Последствия Covid-19, выразившиеся в спаде производства в реальном секторе экономики, увеличении спроса на электроэнергию, в том числе неплатежеспособного, при сокращении ее предложения, ослаблении национальной валюты и др., привели к росту инфляции, ухудшили экономическую и финансовую ситуацию в стране.

Из представленных в табл. 2.7.1 данных видно, что инфляция в стране несмотря на колебания имеет тенденцию роста. Об этом свидетельствует прогнозная линия тренда на основе данных с 2011 по 2020 гг. Как утверждает Агентство по статистике при Президенте РТ, причиной роста инфляции явилось увеличение стоимости потребительской корзины, а также курсовой разницы, в следствии которой подорожали

импортируемые товары. Одной из причин явилось также снижение поступления в страну денежных переводов трудовых мигрантов.

Об этом свидетельствует прогнозная линия тренда на основе данных с 2011 по 2020 гг.

Таблица 2.7.1

Динамика изменения тарифов на электроэнергию и инфляции

Показатели	Годы									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Средний тариф за электроэнергию, сом/кВт*ч	0,08	0,07	0,07	0,07	0,09	0,10	0,16	0,18	0,21	0,23
Годовая инфляция, %	8,90	6,4	3,7	7,4	5,1	6,1	6,7	5,4	8	9,4
Обменный курс (1\$ в сомони)	4,76	4,76	4,77	5,31	6,99	7,88	8,82	9,43	9,69	11,3

Составлено на основе данных Агентства по статистике при Президенте РТ [1]; ОАХК «Барки точик» [2]

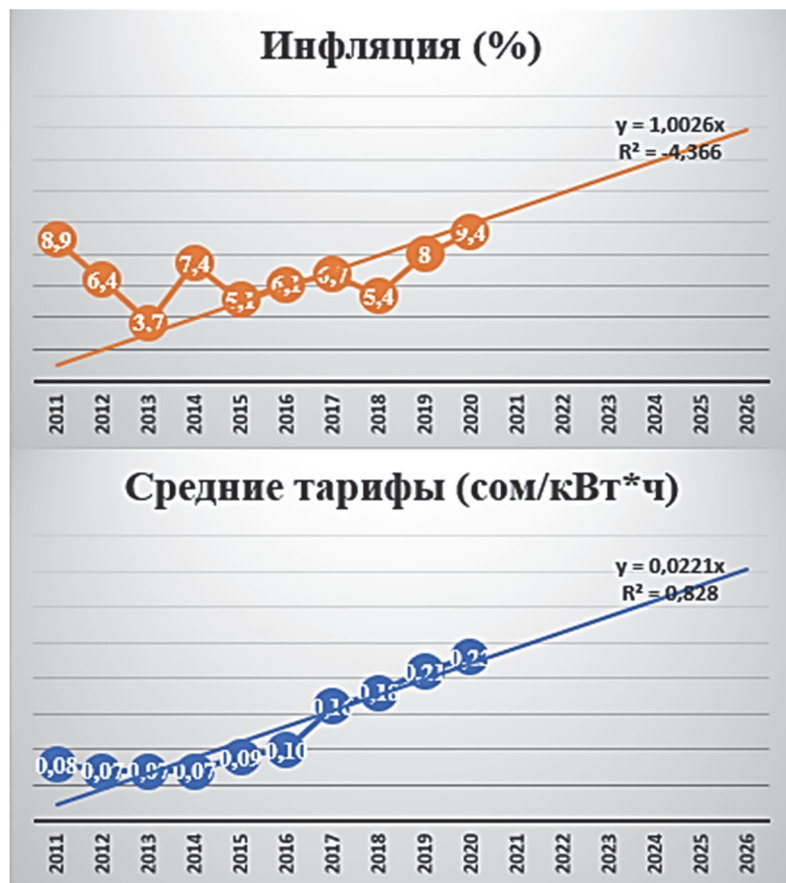


Рис. 2.7.1. Прогноз тенденции на 2021 – 2026 годы

Рассчитано и составлено на основе данных Агентства по статистике при Президенте РТ [1]; ОАХК «Барки точик» [2].

Как утверждает Агентство по статистике при Президенте РТ, причиной роста инфляции явилось увеличение стоимости потребительской корзины, а также курсовой разницы, в следствии которой подорожали импортируемые товары. Одной из причин явилось также снижение поступления в страну денежных переводов трудовых мигрантов. Сравнение динамики изменения инфляции и средних тарифов на электрическую энергию по всем группам потребителей показывает, что рост инфляции сопровождается увеличением средних тарифов на электрическую энергию. Выполненный нами прогноз на 2021–2026 гг. (рис. 2.7.1) свидетельствует о сохранении этой тенденции.

Рассмотрим несколько сценариев изменения инфляции и ее влияния на тарифную политику в электроэнергетике.

Сценарий 1. Высокий уровень инфляции способствует росту тарифов на электроэнергию.

Если экономическая ситуация в стране не стабилизируется и инфляция будет интенсивно повышаться, то тарифы на электроэнергию будут по-прежнему иметь тенденцию роста и отрицательно скажутся на макроэкономических показателях. Российский опыт подтверждает это. Оценки Института народнохозяйственного прогнозирования РАН с участием Экономической экспертной группы при Правительстве РФ показали, что рост реальной (сверх инфляции) цены электрической энергии на 1% ведет к снижению ВВП на 0,06-0,2% [3].

Высокие тарифы увеличат прибыль энергетических предприятий, будет расти рентабельность и появятся средства, для финансирования собственных программ по совершенствованию техники и технологии энергетической компании. Однако повышение тарифов (выше темпа инфляции) приведет к:

- росту неплатежеспособного спроса со стороны потребителей электрической энергии (дебиторская задолженность);
- росту кредиторской задолженности;
- необходимости повышения заработной платы работникам;
- росту условно-постоянных расходов в структуре себестоимости электроэнергии при неплатежеспособном спросе.

В результате ухудшатся показатели финансовой устойчивости энергетической компании.

Последствия повышения тарифов коснутся и госбюджета страны. При повышении тарифов в первое время будут расти налоговые отчисления от энергетической компании, но снизятся налоговые поступления от предприятий, потребляющих электроэнергию для собственного производства. В последствии рост дебиторской задолженности снизит налоговые поступления от энергетической компании. Это снижение может перекрыть дополнительные поступления в государственный бюджет страны от электроэнергетики и других промышленных предприятий.

Негативный эффект для бюджета может существенно усилиться, если удорожание электроэнергии приведет к банкротству некоторых предприятий и, соответственно, снижению поступлений от налога на имущество и налогов, начисляемых от фонда заработной платы.

Как известно, в стране составляется годовой план расходов и доходов республики, который формируется министерством финансов и передается правительству. Правительство утверждает его в Парламенте, создается бюджет республики на следующий год.

Государство не имеет право списывать образовавшиеся дебиторские задолженности и недостаток налоговых поступлений в госбюджет. Так как государство является главным кредитором - оно занимает деньги, выпуская облигации, или берет кредиты у международных финансовых институтов для погашения долговых обязательств. В результате эти расходы (дебиторская задолженность и др.) приведут к дефициту бюджета. Но, как известно, накопление дефицита приводит к образованию государственного долга.

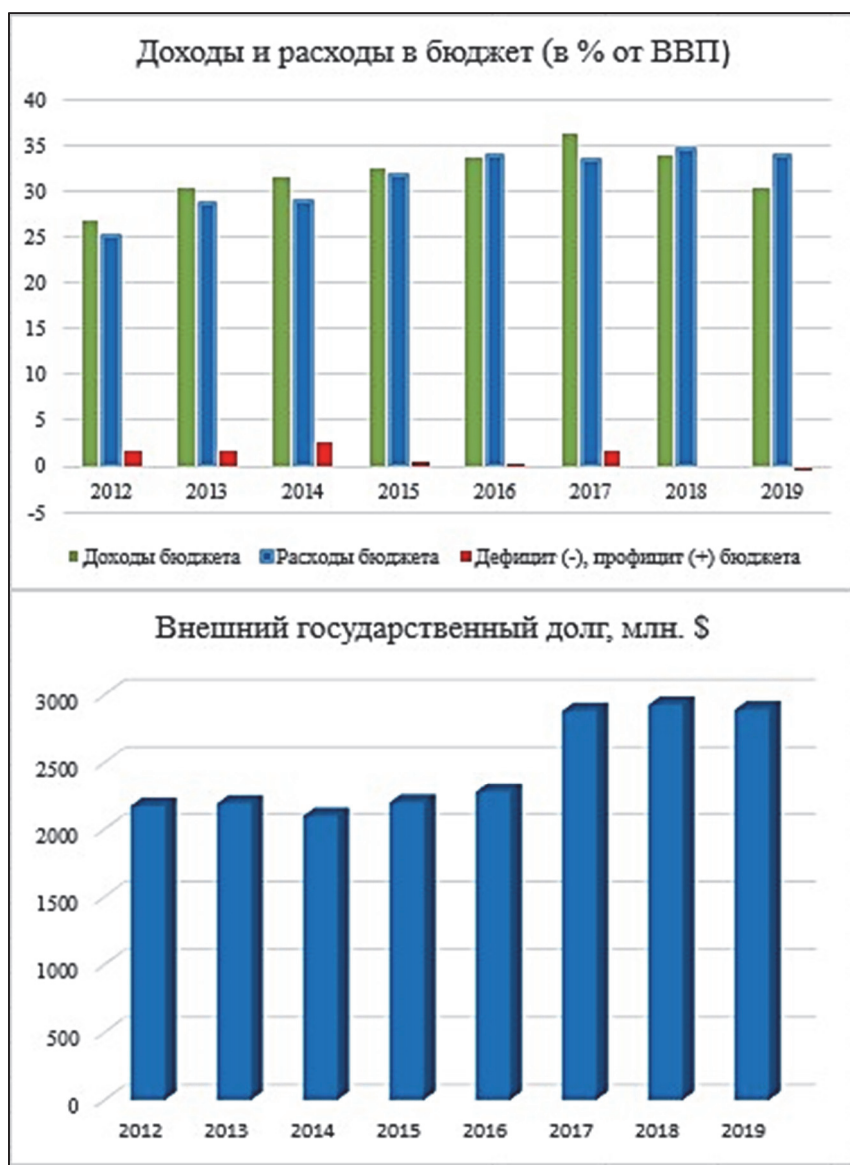


Рис. 2.7.2. Макроэкономические показатели Таджикистана за 2012-2019 гг.

Составлено на основе данных Агентства по статистике при Президенте РТ [1]

Рисунок 2.7.2 иллюстрирует превышение расходов госбюджета страны над его доходами в последние годы.

Рост тарифов для всех групп потребителей приведет к увеличению стоимости производимых в стране товаров и услуг (включая городской транспорт), произойдет удорожание стоимости жизни.

Сценарий 2. Сдерживание тарифов на электроэнергию при высоком уровне инфляции.

Сценарий сдерживания тарифов на электроэнергию при высоком уровне инфляции рассмотрен Экспертами Всемирного банка. Они утверждают, что сдерживание роста тарифов на электроэнергию и цен на газ в 1998–1999 гг. обеспечило рост ВВП и выход из экономического кризиса 1998 г. [3].

Неизменный уровень тарифов в течение долгосрочного периода способствует торможению инфляционных процессов, сохранению экономической стабильности. При этом тарифы не только могут оставаться постоянными на протяжении длительного промежутка времени, но и могут снижаться. При этом у энергетических предприятий возникнет необходимость поиска мер по снижению себестоимости электроэнергии. Если тарифы не покрывают полностью потребности энергетического предприятия в дополнительных ресурсах, то для сохранения тарифов на прежнем уровне необходимо изыскать средства для поддержания инвестиционных программ в энергетическом секторе в бюджете страны [4].

Сценарий 3. Умеренная или низкая инфляция способствует снижению или сохранению неизменными тарифов на электроэнергию.

При устойчивом экономическом росте в стране, характеризующимся:

- ростом уровня жизни населения;
 - увеличением размеров налоговых поступлений в государственный бюджет страны;
 - сокращением расходов государственного бюджета страны из-за отсутствия необходимой поддержки бизнесу (малому, среднему, большому) и населению;
 - отсутствием необходимости государственного регулирования и поддержки энергетических предприятий, полностью обеспечивающих свои программы и нужды из своих средств;
 - ростом объема ВВП на душу населения
- т.е. имеет место ***снижение инфляции.***

При снижении инфляции тарифы на электроэнергию не только могут сохраняться неизменными, но и возможно их снижение, в результате выявления и реализации резервов снижения себестоимости электроэнергии.

Негативные последствия снижения тарифов, заключаются в ослаблении их роли в стимулировании энергосбережения и выравнивание графика электрической нагрузки потребителями. Это приведет к угрозе снижения надежности и безопасности энергоснабжения. Возникнут дополнительные расходы по смягчению угроз и энергетическое предприятие будет нуждаться в государственной поддержке.

При регулировании тарифной политики в электроэнергетике необходимо учитывать сложный характер инфляции. Как показывает анализ, инфляция влияет на уровень тарифов на электроэнергию. В свою очередь, изменение тарифов может влиять на финансовое благополучие не только энергетического предприятия, но и страны в целом. Существенное проявление этого влияния может наблюдаться в промышленности и, как следствие, в процессе формирования индустриально-аграрной модели экономики. В этих условиях энергетическим предприятиям следует находить способы:

- снижения себестоимости электроэнергии;
- совершенствовать НИОКР;

- стимулировать внедрение комплексных энергосберегающих технологий, в частности устанавливать автоматические частотные регуляторы или щиты частотного управления для того, чтобы при пуске электродвигателей использовать частоту колебания тока 25 Гц, после завершения пуска двигатель автоматически переключается на 50 Гц. В соответствии с результатами опытно-экспериментальных работ, проводимых на ремонтно-экскаваторном заводе города Душанбе, это позволит сэкономить до 30% потребляемой электроэнергии;

- стимулировать потребителей к выравниванию графиков электрической нагрузки на основе введения дифференцированных в разрезе суток тарифов;

- развивать маркетинговую среду и др.

Умеренное повышение тарифов в условиях умеренной инфляции способствует росту прибыли энергетического предприятия, повышению его финансовой устойчивости. Финансовое благополучие энергетического предприятия влияет на его рыночную стоимость. Высокая рыночная стоимость энергетического предприятия свидетельствует о доходности его акций, создает благоприятную среду для инвестиций (внешних и внутренних), обеспечивает возможность изменения структуры экспорта в направлении наращивания объемов экспортируемых конечных товаров и участия в мировом фондовом рынке.

Литература

1. Агентство по статистике при Президенте РТ. Электронный ресурс: www.stat.tj

2. ОАХК «Барки тоҷик» Электронный ресурс: www.barqitojik.tj

3. Волконский В.А., Кузовкин А.И. Проблемы обретения перспектив // Экономическая наука современной России. – 2008. – №4.

4. Родин А.В. Факторы, влияющие на формирование тарифной политики в электроэнергетике, и социально-экономические последствия ее реализации/ А.В. Родин // Вестник МГТУ. Том 14. – №1. – 2011, С. 210–213.

2.8. Тарифное регулирование и реструктуризация электроэнергетики Таджикистана

Реструктуризация и организация тарифного регулирования в электроэнергетике Таджикистана представляет для страны одну из ключевых проблем экономического развития. Это связано с тем, что электроэнергетическая система играет важную роль в развитии всех других отраслей экономики страны. Она служит платформой для повышения благосостояния и развития культурного уровня населения. Долгое время электроэнергетическая отрасль успешно управлялась централизованно, как вертикально-интегрированное предприятие, считавшейся в мире лучшей формой организации управления для таких систем. Современные экономические реалии несколько изменили подход к этому вопросу, принципы организации конкурентных отношений и развития рынка появились и в электроэнергетике, хотя она имеет ряд технологических и экономических особенностей, которые ограничивают их распространение в отрасли.

Электроэнергетика Таджикистана имеет яркие признаки, характеризующие ее как естественную монополию. Естественный характер монополии здесь обуславливается единым технологическим процессом генерирования, передачи, распределения и доставки потребителям электроэнергии, требующим непрерывной и детальной координации всей вертикально-интегрированной цепочки управления. Признаками, характеризующими электроэнергетику как естественную монополию, являются: высокая капиталоемкость системных ЛЭП и генерирующих гидроэнергетических мощностей, наличие эффекта экономии от масштаба и высокая доля постоянных затрат в структуре издержек производства электроэнергии. Кроме того, отрасль обладает своими специфическими технологическими особенностями функционирования и развития. К ним относятся единовременность производства и потребления электроэнергии, невозможность или чрезмерная дороговизна ее хранения, неравномерный спрос на электроэнергию во времени суток, многоцелевое использование энергетических объектов для ирригации и энергетики, способность обеспечивать частотное регулирование в объединенной энергосистеме, а также высокая социальная значимость этого вида энергии для общества. При этом важно отметить, что способы эффективного функционирования электроэнергетики, как естественной монополии, в условиях рыночных отношений в экономической теории до сих не найдены.

В современной экономической теории, классическое определение естественной монополии, основано на эффекте экономии от масштаба. Для естественной монополии, объем оптимального производства продукции выше совокупного спроса на нее. Функция зависимости средних издержек естественной монополии $AC(Q)$ от объема производства Q выражается как: $AC(Q) = C(Q)/Q$, где $C(Q)$ – функция общих затрат естественной монополии, обеспечивающая приемлемую прибыль, Q – объем производства [36]. При этом, как было отмечено выше, характерной чертой естественной монополии является высокая доля постоянных затрат в структуре издержек производства. Вследствие этого, предельные издержки меньше средних издержек только при достаточно больших объемах производства. В этих условиях, применение для ценообразования принципов предельных издержек или «замыкающих затрат» неприемлемы, они не учитывают постоянной составляющей издержек [33;34;35]. Перечисленные обстоятельства обуславливают сложность рыночных преобразований и накладывают определенные ограничения на реструктуризацию и организацию тарифного регулирования в электроэнергетике. Как свидетельствует международный опыт, их проведение связано с определенными рисками для страны. Выявление и предупреждение этих рисков, для стран, приступивших к процессу преобразований в электроэнергетической отрасли, представляет первостепенную проблему.

Цель работы заключается в попытке выявления вероятностных рисков организации тарифного регулирования и реструктуризации в электроэнергетике Таджикистана и определение перспективных направлений их предупреждения в условиях предстоящих реформ. Для достижения этой цели предполагается исследование существующих теоретических подходов и анализ международного опыта по тарифному регулированию и реструктуризации в энергетике, изучение современного состояния электроэнергетики Таджикистана и хода реформ в ней, на основе использования адекватных методов качественного анализа, в частности, применения системных методов «затраты – выпуск» В. Леонтьева, аналогий и подобию.

Современное состояние и предпосылки реструктуризации и организации тарифного регулирования электроэнергетики Таджикистана

Современное состояние электроэнергетики Таджикистана и ее тарифная политика. В отличие от большинства стран, основу генерирующих источников электроэнергетической системы (ЭЭС) Таджикистана составляют гидроэнергетические ресурсы. Это связано с тем, что по потенциальным запасам гидроэнергетических ресурсов страна занимает 8-е место в мире, после Китая, России, США, Бразилии, Заира, Индии и Канады. По удельным запасам на душу населения – 87,8 тыс. кВт·ч на человека в год, ныне Таджикистан занимает 2-е место в мире, а по удельным запасам на единицу территории – 3,62 млн кВт·ч на 1 км² в год – первое место.

Общая характеристика электроэнергетики Таджикистана. Общий гидроэнергетический потенциал страны составляет 527 млрд кВт·ч в год, из них технически доступны 61,3%, что равно 317,8 млрд кВт·ч в год. Их основной объем сосредоточен на реках Вахш и Пяндж. Сейчас освоено не более 5% общего гидроэнергетического потенциала. Организационно ЭЭС страны состоит из четырех акционерных энергетических компаний, доли рынка которых приведены в табл. 2.8.1. Как видно из таблицы, основную часть выработки электроэнергии в Таджикистане осуществляют предприятия, функционирующие в составе ОАХК «Барки Точик» [1; 2].

Территориально ЭЭС страны условно охватывает три региона: центральный и южный, северный регионы и Горно-Бадахшанскую автономную область (ГБАО). Центральная и южная части связаны с северной частью ЛЭП 500 кВ. Электроэнергетическая система ГБАО функционирует изолированно и не имеет электрической связи с другими регионами Таджикистана. ЭЭС страны связана с энергосистемами Центральной Азии, включающих Узбекистан, Кыргызстан и Казахстан, а также с энергетической системой Афганистана.

Таблица 2.8.1

Оценка доли энергетических компаний Таджикистана на рынке электроэнергии

Субъекты сектора	Выработка, млрд. кВт·ч	Доля рынка, %
ОАХК «Барки Тоджик»	15,4	83,7
ОАО «Сангтудинская ГЭС-1»	2,184	11,9
ОАО «Сангтудинская ГЭС-2»	0,626	3,4
ОАО «Памир Энерджи»	0,188	1
Всего	18,398	100

Суммарная мощность электрогенерирующих мощностей страны достигла 5757 МВт, из которых доля ГЭС составляет 87,6%, а ТЭЦ – 12,4% всей мощности системы. Управление ЭЭС Таджикистана, включая генерацию, передачу и распределение, до начала реструктуризации осуществляла принадлежащая государству ОАХК «Барки Точик». В составе электроэнергетической системы функционируют «Сангтудинская ГЭС-1», построенная в партнерстве с Россией и «Сангтудинская ГЭС-2» – в партнерстве с Ираном. Эти два объекта работают на основе инвестиционного договора с Правительством страны.

Функционирующая в составе «Барки Точик» энергосистема ГБАО была передана частной компании в 2002 г. на основе концессии. Срок концессионного соглашения с компанией «Памир энеджерджи» составляет 25 лет. Сейчас энергосистема ГБАО функционирует изолированно, и не имеет электрической связи с энергосистемой страны. «Памир Энеджерджи» осуществляет управление работой 11 малых ГЭС, мощность которых равна 44,16 МВт. Ей также принадлежат 2609 км ЛЭП 35/10/0,4 кВ.

Гидроэлектростанции. Наличие значительных запасов гидроэнергии, предопределило структуру генерирующих мощностей республики, которые на 87% состоят из ГЭС. Все крупные ГЭС расположены на реке Вахш, самой мощной из них является Нурекская ГЭС, построенная в 1972–1979 гг. Ее среднегодовая выработка составляет 11,2 млрд кВт·ч. Также на реке Вахш функционируют Байпазинская ГЭС, с годовой выработкой 2,5 млрд кВт·ч. Позже в сотрудничестве с Россией и Ираном, введены в строй Сангтудинская ГЭС-1 в 2009 г., мощностью 670 МВт и Сангтудинская ГЭС-2, мощностью 220 МВт в 2014 г., табл. 2.8.2.

Таблица 2.8.2

Генерирующие мощности электроэнергетики Таджикистана, МВт

	Наименование электростанции	Установленная мощность генерирующих установок	Количество генерирующих установок, ед.	Установленная мощность электростанции
1	Нурекская ГЭС	320/335	1/8	3000
2	Байпазинская ГЭС	150	4	600
3	Головная ГЭС	35/45	3/3	240
4	Кайракумская ГЭС	21	6	126
5	Сангтудинская ГЭС 1	167	4	670
6	Сангтудинская ГЭС 2	110	2	220
7	Перепадная ГЭС	10,8/8,35	2/1	29,95
8	Центральная ГЭС	7,5	2	15
9	Каскад Варзобских ГЭС	3,72/7,2/1,76	2/2/2	7,44/14,4/3,52
10	Душанбинская ТЭЦ	35/42/86	2/1/1	198
11	Яванская ТЭЦ	60	2	120
12	Душанбинская ТЭЦ-2	50/150	2/2	400
13	ОАО «Памир Энеджерджи»	—	—	41,64

Источники: Официальный сайт Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан (дата обращения 3 марта 2021 г.); Промышленность Республики Таджикистан. Статистический сборник. Агентство по статистике при Президенте РТ, 2019. с.25-26, 87.

Кроме перечисленных выше крупных ГЭС, на реке Вахш функционирует каскад из трех гидроэлектростанций, построенных в 1962 году. Они обладают общей мощностью 285 МВт. В 1936–1949 годах, на реке Варзоб построен каскад гидроэлектростанций с общей мощностью 25 МВт. На реке Сырдарья, на севере страны, действует Кайракумская гидроэлектростанция мощностью 126 МВт, введенная в строй в 1956 году, сейчас проводится ее реконструкция. В 1971–1973 годах, на реке Гунт, в

ГБАО, построены Хорогская ГЭС, в 1984–2005 годах Памирская ГЭС-1, Намангутская ГЭС, а также ГЭС Таджикистан и Шуджанти с суммарной установленной мощностью 41,64 МВт.

Тепловые электростанции. В стране сооружены три ТЭЦ, из которых на сегодня функционируют две: Душанбинская ТЭЦ-1, мощность которой составляет 198 МВт, сооруженная в период СССР, она работает на топочном мазуте и газе. А также Душанбинская ТЭЦ – с мощностью 400 МВт. Последняя использует для работы местные угли. В 2014 году была введена в работу 1-я очередь Душанбинской ТЭЦ – 2. Ее мощность 100 мВт, она построена по соглашению страны с «Эксимбанком» КНР. Работы по сооружению ТЭЦ «Душанбе-2» были продолжены и в 2016 году была введена в строй вторая очередь ТЭЦ «Душанбе-2», мощность которой составляет 300 МВт. Суммарная мощность ТЭЦ сейчас достигает 400 МВт, табл. 2.8.2.

Возобновляемые источники энергии. Таджикистан обладает значительными запасами возобновляемых источников энергии. В их числе солнечная, геотермальная, ветровая энергия и энергия биомассы. Эти ресурсы, при их эффективном использовании могут обеспечить значительную часть потребностей страны в энергии [28; 38]. Оценка потенциала возобновляемых источников энергии Таджикистана приведена в табл. 2.8.3.

Таблица 2.8.3

Ресурсы возобновляемых источников энергии Таджикистана

Ресурсы	Потенциал, млн. т.у.т. в год		
	Валовой	Техни-ческий	Экономи-ческий
Гидроэнергия, общая	179,2	107,4	107,4
в т.ч. малая	62,7	20,3	20,3
Солнечная энергия	4790,6	3,92	1,49
Энергия биомассы	4,25	4,25	1,12
Энергия ветра	163	10,12	5,06
Геотермальная энергия	0,045	0,045	0,045
Всего (без крупных ГЭС)	5199,795	38,635	28,015

Источник: [28, с. 103]

Современный уровень их использования составляет менее 5% имеющегося технического потенциала гидроресурсов и менее 1% от других возобновляемых энергоресурсов. Вместе с тем, в экономике отдельных регионов страны развиты пищевая и перерабатывающие отрасли, где эффективно широкое применение возобновляемых источников энергии для низкотемпературных процессов [37; 39]. Кроме того, примерно десятая часть жителей страны проживает в высокогорных районах Таджикистана. Они удалены от централизованной энергосистемы, но в этих районах в изобилии имеются мелкие реки. Перспективными энергоресурсами для таких районов являются возобновляемые энергоресурсы и, в первую очередь, малые ГЭС [38]. Характеристика функционирующих установок, использующих возобновляемые источники энергии представлена в табл. 2.8.4.

Характеристика установок, использующих возобновляемые источники энергии в энергосистеме Таджикистана

Источники	Количество установок (шт.)	Установленная мощность (кВт)
СЭС (солнечные установки)	2433	8,87
ВЭС (ветровые установки)	9	5,1
Малые ГЭС	285	26565

Сейчас, в стране приоритетными направлениями использования возобновляемых источников энергии являются сооружение малых ГЭС, в непосредственной близости к потребителям как альтернатива подключения таких потребителей к централизованной системе энергоснабжения, которые требуют высоких затрат на сооружение ЛЭП.

В стране функционируют более 285 малых ГЭС, установленная мощность которых составляет от 5 до 4300 кВт. Из них 16 малых ГЭС управляются «Барки Точик», самые большие среди них: «Марзич» мощностью 4300 кВт в Айнинском районе, «Сангикар» мощностью 1000 кВт в Раштском районе, «Питовкул-2» мощностью 1100 кВт в Джиргитальском районе, «Кухистон» мощностью 500 кВт в Горно-Матчинском районе.

Системообразующий и распределительные сетевые комплексы. Системообразующий сетевой комплекс состоит из системных линий электропередачи и трансформаторных подстанций. Системные сети состоят из ЛЭП напряжением 500 кВ, 220 кВ и 110 кВ, передающих электроэнергию от генераторов к распределительным сетям. Общая длина ЛЭП 500 кВ достигает 489,74 км, ЛЭП 220 кВ – 1961,29 км и ЛЭП 110 кВ – 4327 км, табл. 2.8.5.

Таблица 2.8.5

Системообразующие и распределительные линии электропередачи

Линии электропередачи	Общая протяженность, км
Системообразующие ЛЭП	
ЛЭП напряжением 500 кВ	489,74
ЛЭП напряжением 220 кВ	1161,29
Итого	1651,03
Распределительные ЛЭП	
ЛЭП напряжением 220 кВ	563,315
ЛЭП напряжением 110 кВ	3055,208
ЛЭП напряжением 35 кВ	2476,219
ЛЭП напряжением 6-10-20 кВ	21499,851
Итого	27594,593

Источники: Официальный сайт Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан (дата обращения 3 марта 2021 г.); Промышленность Республики Таджикистан. Статистический сборник. Агентство по статистике при Президенте РТ, 2019.

Распределительный электросетевой комплекс состоит из распределительных линий электропередачи и распределительных электрических подстанций. Распределительные линии электропередачи включают линии электропередачи с уровнем напряжения 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ и 6-10-20 кВ. Протяжённость распределительных линий электропередачи указаны в табл. 2.8.5.

В таблице 2.8.6 приведена характеристика объектов системообразующих и распределительных электрических подстанций ЭЭС Таджикистана.

Таблица 2.8.6

Системообразующие и распределительные электрические подстанции		
Системообразующие подстанции	Кол-во, шт	Мощность, МВА
ПС напряжением 750 кВ	—	
ПС напряжением 500 кВ	3	3906
ПС напряжением 220 кВ	7	2528
Всего	10	6434
Распределительные подстанции		
ПС напряжением 220 кВ	21	2720
ПС напряжением 110 кВ	174	4673,8
ПС напряжением 35 кВ	223	1831,91
Всего	418	9225,71

Источники: Официальный сайт Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан (дата обращения 3 марта 2021 года); Промышленность Республики Таджикистан. Статистический сборник. Агентство по статистике при Президенте РТ, 2019.

Системообразующие подстанции включают три подстанции 500 кВ, с суммарной трансформаторной мощностью 3906 мВт и 7 подстанций 220 кВ с суммарной трансформаторной мощностью 2528 мВт, всего 6434 мВт, табл. 2.8.6.

Распределительные электрические подстанции включают 21 подстанцию 220 кВ, с суммарной трансформаторной мощностью 2720 мВт и 174 подстанций 110 кВ с суммарной трансформаторной мощностью 4673,8 мВт, 223 подстанций 35 кВ с суммарной трансформаторной мощностью 1831,91 мВт. Общая мощность распределительных электрических подстанций составляет 9225,71 мВт, табл. 2.8.6.

Структура потребления электроэнергии. Объемы и структура потребления электроэнергии в ЭЭС Таджикистана приведены в таблице 70.

Таблица 2.8.7

Объемы и структура потребления электроэнергии в Таджикистане в 2019 г.		
	Объем, млн. кВт-ч	%
Всего	17400	100,0
Промышленность	3900	22,4
Строительство	46	0,3
Сельское хозяйство	2300	13,2
Транспорт	80	0,5
Прочие отрасли	2700	15,5
Население	6000	34,5
Потери	2400	13,8

Как видно из таблицы, потребление электроэнергии реальным сектором экономики незначительно. Основной объем потребления приходится на население, что связано с использованием электроэнергии для отопления в зимний период, в условиях дефицита в стране природного газа и нефтепродуктов.

Тарифная политика в электроэнергетике. Тарифная политика в электроэнергетике представляет собой совокупность регулирующих мероприятий государства в области производства, передачи и распределения энергии. Эти мероприятия направлены на формирование тарифов на электрическую и тепловую энергию, обеспечивающих баланс экономических интересов поставщиков и потребителей энергии.

В соответствии с постановлением Правительства страны от 22 июня 2019 г. №329 Антимонопольная служба при Правительстве и компанией «Барки Точик» разработаны Прейскурант №09-01-2019 «Тарифы на электрическую и тепловую на электрическую и тепловую энергию», который действует по настоящее время [3]. Прейскурант определяет тарифы на электрическую и тепловую энергию, табл. 2.8.8.

Таблица 2.8.8

Тарифы на электрическую и тепловую энергию

№	Электрическая энергия	Цент за 1 кВт. час*
1	Для промышленных и непромышленных потребителей	4,87
2	Для потребителей бюджетной сферы, коммунальной отрасли и спортивных комплексов	2,00
3	Для электрического транспорта	2,00
4	Для водопроводных насосов и насосных станций машинного орошения, ремонтно-производственных баз Агентства по мелиорации и ирригации при Правительстве Республики Таджикистан - с 1 апреля по 30 сентября - с 1 октября по 31 марта	0,70 2,00
5	Для мелиоративных вертикальных скважин и мелиоративных насосных станций	0,70
6	Для населения с учетом налога на добавленную стоимость	2,00
7	Для использования электроэнергии в электродвигателях и электроустановках, с целью обеспечения горячей водой и отопления зданий: - для не бюджетной сферы - для бюджетных организаций и учреждений	12,07 3,57
8	Для общества с ограниченной ответственностью «Таджикский металлургический комбинат»: - с 1 мая по 30 сентября - с 1 октября по 30 апреля	0,86 4,87
9	Для насосов подачи питьевой воды (за исключением индивидуальных насосов) и канализация	0,95
	Тепловая энергия	Доллар США за 1 Гкал
1.	Для учреждений и органов управления, финансируемых за счет бюджетных средств	8,72
2.	Для учреждения «Тепловые сети города Душанбе» исполнительного органа государственной власти города Душанбе	1,50
3.	Для всех прочих потребителей	10,03

Примечание: Тарифы без учета налога на добавленную стоимость, кроме населения и водопроводных насосов, насосных станций машинного орошения, мелиоративных вертикальных скважин, насосных станций водоканала, ремонтно-производственных баз Агентства по мелиорации и ирригации при Правительстве Республики Таджикистан

*Перерасчет сомони в доллары произведён по официальному курсу Национального банка Таджикистана на 5 апреля 2021 г., равного 11,3185 сомони за 1 доллар США. <https://nbt.tj/ru/kurs/kurs.php>

Потребители электрической энергии разделены на четыре группы. Это промышленные, непромышленные, сельскохозяйственные и приравненные к ним потребители – группа I; потребители бюджетной сферы, предприятия коммунального хозяйства и электрифицированный транспорт – группа II; водопроводные насосы, насосные станции и другие объекты ирригационных систем – группа III; населенные пункты и др. – группа IV.

Тарифы на электроэнергию пересматриваются с периодичностью раз в два года, хотя последний год был исключением из-за развития пандемии. Функции регулятора выполняет Антимонопольная служба при Правительстве страны, осуществляющая надзор за тарифами. В электроэнергетической системе имеется перекрестное субсидирование, низкие тарифы для населения частично покрываются высокими тарифами для промышленных предприятий.

Реструктуризация электроэнергетики Таджикистана

Основные предпосылки реструктуризации и организации тарифного регулирования в электроэнергетике Таджикистана. До 1990 годов электроэнергетический комплекс Таджикистана являлся одним из самых эффективных энергосистем в составе СССР. Примечателен тот факт, что в конце 1980-х годов в соответствии с государственной программой развития гидроэнергетики СССР на 1990–2005 годы, в Таджикистане планировалось строительство 17% всех мощностей намеченных к строительству ГЭС. Следует отметить, что территория Таджикистана тогда составляла всего 0,64%, а населения 2% от всего СССР. В соответствии с этой Программой в Таджикистане планировалось строительство восьми крупных ГЭС, из них три на Памире в ГБАО. В первую очередь, это было обусловлено наличием эффективных гидроэнергетических ресурсов на территории страны [4].

После разрушения экономики СССР, гидростроительство в республике были приостановлено. Проблемы функционирования и развития электроэнергетики усугубились прекращением централизованных поставок топливных ресурсов из соседних стран и прекращением работы схемы зимнего и летнего электроэнергетического обмена с ними. Дефицит электроэнергии в зимний период в стране достиг величины 3–4 млрд кВт·ч, в то время как в летний период появился избыток, составляющий около 1,5 млрд кВт·ч. Обновление производственных мощностей в электроэнергетике страны стало значительно отставать от темпов роста потребления электроэнергии.

В период гражданского противостояния в Таджикистане, объем потребления электроэнергии в стране значительно сократился, что было связано, в первую очередь, с экономическим спадом в стране. В этот период процесс обновления и модернизации мощностей практически остановился. При отсутствии необходимых ремонтов и модернизации оборудования, износ основных фондов энергосистемы превысил все допустимые нормы, в энергосистеме стали появляться и нарастать серьезные проблемы. В этот период в электроэнергетике страны произошло несколько аварий, нанеших невосполнимый экономике страны:

- В 1992 г. на строящейся Рогунской ГЭС произошло разрушение недостроенных строительных туннелей. В ходе аварии была размыта верховая перемычка и затоплен подземный комплекс. В 1992 г. на Байпазинской ГЭС вследствие мощного оползня в нижнем бьефе, было подтоплено здание станции [13].

- В 1994 г. в Горно-Бадахшанской автономной области на ГЭС Ванч, в результате размыва нижнего бьефа было разрушено водозаборное сооружение, имеющее плотину с бетонным креплением откосов. Основная причина аварии – отсутствие своевременных капитальных ремонтов, усугубившиеся высоким паводком. В этот же период, в аварийном состоянии оказалась малая ГЭС Аксу в Мургабском районе ГБАО.

- В 1998 году, мощный сель разрушил около 300 метров правобережной стенки деривационного канала Варзобских ГЭС.

- В 1999 году, на Нурекской ГЭС из-за размыва глубинных пластов соли в основании, пришло в аварийное состояние ОРУ-220 кВ и ОРУ-500 кВ грозящих системной аварией.

Технические возможности эксплуатации ГЭС, функционирующих уже более 40-50 лет, значительно исчерпаны. Более половины оборудования электрических сетях и подстанций требуют срочного капитального ремонта. Технические потери электрической энергии в системе превышают 14%, при норме 8–10%.

Основные проблемы, накопившиеся в электроэнергетике Таджикистана и требующие неотложного решения, следующие:

- несовершенство долгосрочной стратегии развития и укрепления межгосударственного сотрудничества в области энергетики и водных ресурсов в центрально-азиатском регионе;

- отсутствие глубоко продуманной стратегией реформы электроэнергетики, поддержанных большинством профессионалов отрасли;

- нарастающий процесс физического износа основного оборудования генерирующих, передающих и распределительных мощностей;

- малые объёмы инвестиций в электроэнергетику, не позволяющие обеспечить простое воспроизводство;

- нерациональная политика цен на первичные энергоносители, вследствие чего значительный объем электрической энергии расходуется на отопление и образуется дефицит в энергетическом балансе страны;

- отсутствие серьезных стимулов для повышения эффективности, рационального производства, потребления электроэнергии, обеспечения энергосбережения и энергетической безопасности;

- финансовая и информационная «не прозрачность» многих предприятий отрасли;

- сокращение научно-технического и строительного потенциала отрасли;

- нерациональная организация рынка электроэнергии на республиканском и региональном уровнях;

- отсутствие полноценной нормативно-правовой базы для электроэнергетики, а также эффективных принципов ценообразования на электрическую энергию;

- недостаток высокопрофессиональных управленческих кадров в отрасли, государственных, обладающих гражданской позицией;

- серьезное отставание в сфере внедрения новой техники и новых технологий производства, транспорта, распределения и потребления электрической энергии и др.

Для решения этих проблем и обеспечения нормальной эксплуатации энергосистемы, в первую очередь, требуются значительные финансовые средства, которых сегодня в электроэнергетике страны нет. В результате не только снижается надежность энергоснабжения всех потребителей, но и возникает угроза безопасности самих объектов энергосистемы.

Практика последних лет показывает, что несмотря на все усилия Правительства страны по привлечению инвестиций для реабилитации энергетической системы страны всего удалось привлечь незначительный объем внешних инвестиций, выделенных на весьма короткий для энергетики срок. Необходимые для реабилитации финансовые средства могут быть получены только за счет собственной деятельности энергетических предприятий, для чего необходимо экономическое и финансовое оздоровление отрасли. Это говорит о необходимости смены стратегии развития электроэнергетики Таджикистана, основой которой должно стать повышение эффективности ее функционирования путем оздоровления, реабилитации и затем модернизации.

Все это вызывает необходимость преобразований в электроэнергетике. Они должны создать стимулы для повышения эффективности энергетических предприятий и позволить увеличить объем инвестиций в отрасли. В противном случае, при дальнейшем расширении внешнеэкономического сотрудничества, энергетические предприятия проигрывают конкуренцию не только на зарубежных рынках, но и на внутреннем рынке страны.

Реформы электроэнергетики Таджикистана в контексте международного опыта, цели и принципы реструктуризации и организации тарифного регулирования

Реформы электроэнергетики Таджикистана в контексте международного опыта. Реструктуризации и организации тарифного регулирования в электроэнергетике Таджикистана, как логическое продолжение развития рыночных отношений во всех отраслях экономики, требует глубокого изучения мирового опыта. Мировой опыт свидетельствует, что проведение реформ в электроэнергетике является одной из самых трудных проблем [5–8]. Являясь естественной монополией и сохраняя эти черты даже после дерегулирования и приватизации, электроэнергетика остается сложнейшим объектом для реструктуризации.

Для повышения эффективности электроэнергетики, как базовой отрасли национальной экономики для многих стран, в международной практике были предприняты многочисленные усилия по исследованию и реализации различных стратегий ее реформирования. Большая часть исследований были посвящены проблеме внедрения в электроэнергетическую отрасль принципов рыночной экономики, посредством следующих инструментов:

- передачи предприятий электроэнергетики в частную собственность;
- изменения организационной структуры отрасли;
- полной или частичной ликвидации государственного регулирования в отрасли.

При этом, наиболее широкое распространение в отрасли получили стратегии повышения эффективности электроэнергетики путем организации рынков электроэнергии. Анализ показывает, что во многих странах реструктуризация электроэнергетики не достигла желаемых целей. Более того, во многих из них реструктуризация электроэнергетики дала отрицательные результаты [9-12, 14 с. 41-50].

Международный опыт показывает, что выбор эффективной модели рынка электроэнергии для данной страны представляет собой достаточно сложный процесс. Этот процесс должен принимать во внимание многочисленные специфичные для каждой страны факторы, в их числе:

- цели реструктуризации, в том числе: снижение затрат на выработку электроэнергии и понижение тарифов, рост энергоэффективности в электроэнергетике, проведение приватизации, улучшение качества услуг электроснабжения путем организации конкуренции и привлечения инвестиций в отрасль;
- уровень автоматизации процесса учета производства и потребления электроэнергии в системе;
- финансовое положение конечных потребителей энергии, их платежеспособность;
- существующую платежную дисциплину на рынке;
- исторически сложившуюся структуру генерирующих установок в национальной экономики;
- существующий состояние диспетчерского управления в электроэнергетике, уровень его централизации;
- государственная политика в отношении тарифов на электроэнергию для разных групп потребителей и уровень их регулирования;
- финансовое состояние энергетических предприятий отрасли;
- основные источники финансирования инвестиций в электроэнергетику и т.д.

В международной практике организации электроэнергетического рынка существует различные модели его организации [20-26]. Среди них условно можно отметить следующие:

- вертикально интегрированный рынок;
- пул или рынок единого покупателя;
- либерализованная система оптовой торговли электроэнергией;
- либерализованная система оптовой и розничной торговли электроэнергией;
- модель двусторонних договоров и балансирующего рынка.

В первой модели организации рынка электроэнергии, рис. 2.8.1, все предприятия ответственные за производство необходимого для энергосистемы объема электроэнергии, передачу ее по магистральным сетям до распределительных сетей и конечных потребителей вертикально-интегрированы в единое предприятие.

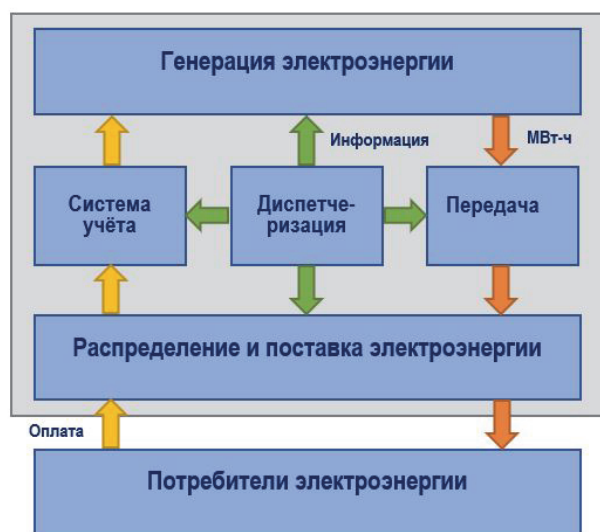


Рис. 2.8.1. Модель вертикально интегрированного рынка электроэнергии

На рисунке 2.8.1 это объединение выделено рамкой и включает генерацию, передачу, распределение и поставку, а также диспетчеризацию и систему учета. Стрелками показаны потоки электроэнергии, информации и оплаты денег за потребление электроэнергии. Такое предприятие имеет статус энергоснабжающей организации и несет полную ответственность за электроснабжение потребителей. По этой модели было организовано управление в ОАХК «Барки Точик» до ее реструктуризации.

Во второй модели, от компании, описанной в первой модели, отделено генерация электроэнергии. образуемый пул электроэнергии характеризуется монополией в сфере оптовой торговли электроэнергией. Однако, иногда в пуле допускается конкуренция, на определенных условиях, в области производства и электроснабжения конечных покупателей, рис. 2.8.2.

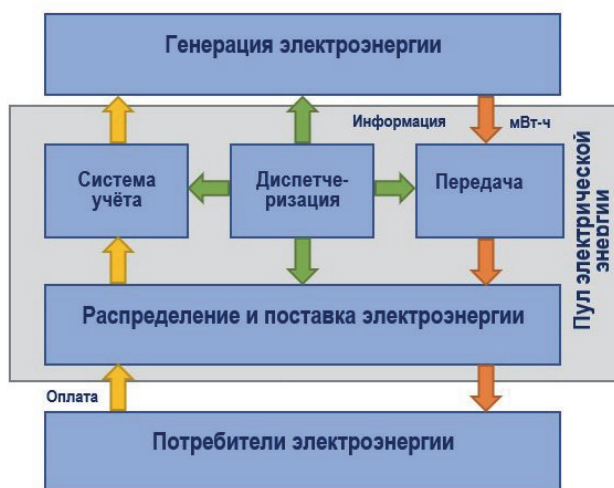


Рис. 2.8.2. Модель пула или рынок единого покупателя

В третьей модели, от пула отделяются, наряду с производством, также функции по магистральной передаче электроэнергии и ее распределения до конечных потребителей. У пула остаются лишь функции диспетчеризации и системы учета потребления электроэнергии, рис. 2.8.3.

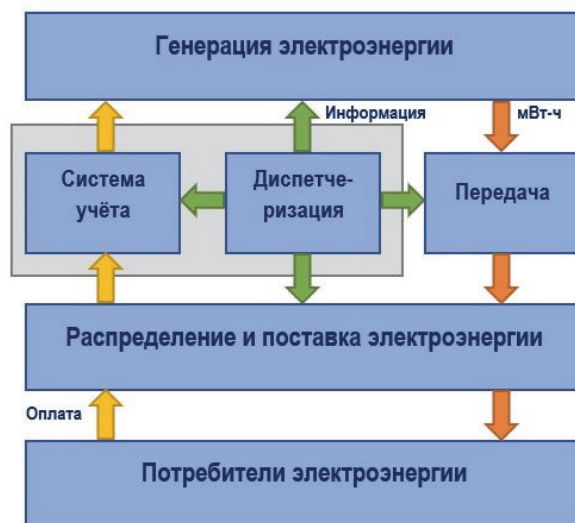


Рис. 2.8.3. Модель с либерализованной системой оптовой торговли электроэнергией

В четвертой модели, от единого покупателя отделяется также функция диспетчеризации и остается лишь функция системы учета, ответственная за оптовую закупку электрической энергии у производителей и продажи ее поставщикам. Таким образом, предполагается организовать конкуренцию и на розничном рынке электроэнергии, рис. 2.8.4.

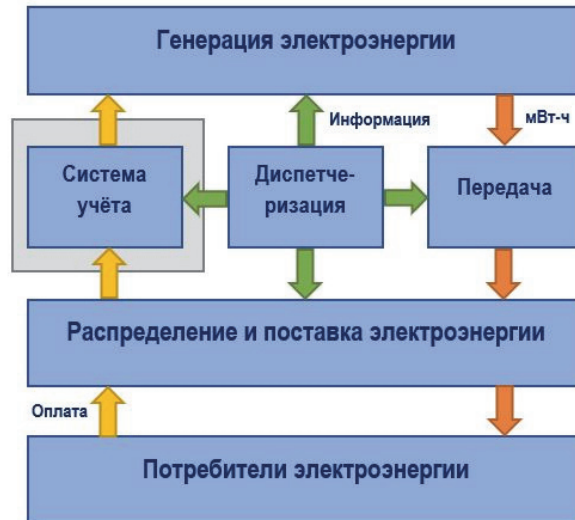


Рис. 2.8.4. Модель с либерализованной системой оптовой и розничной торговли электроэнергией

И наконец, в пятой модели, от единого покупателя отделяется также функция системы учета. Каждый потребитель электроэнергии может покупать электроэнергию у любого производителя на основе заключения договора, рис. 2.8.5.

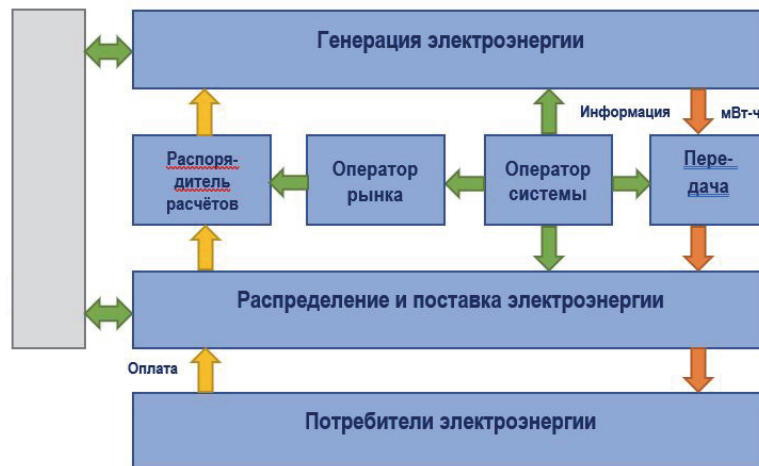


Рис. 2.8.5. Модель двусторонних договоров и балансирующего рынка

Таковы механизмы функционирования рынков электроэнергии, используемые в мировой практике. Модель организации рынка электроэнергии Таджикистана, после ее реструктуризации, более близки к третьей модели, поэтому в дальнейшем исследование возможных рисков проведения реструктуризации электроэнергетической системы рассмотрим на ее примере.

Важно подчеркнуть, что, если даже выбранная модель реструктуризации рынка электроэнергии имеет положительный опыт в одной стране, это не гарантирует ее успешного повторения в другой стране. Выбор эффективной модели является сугубо индивидуальным процессом, эффективность которого зависит от множества конкретных условий каждой страны.

Анализ международного опыта организации конкурентного рынка в энергетике свидетельствует о неординарности и сложности этой задачи. Несмотря на общность поставленной задачи, каждая страна имеет свои особенности организации конкурентного рынка, которые обусловлены структурой генерирующих мощностей ее энергетике, наличия энергетических и финансовых ресурсов, профессиональных кадров, исторически сложившихся в энергосистеме корпоративных традиций и др.

Наибольшие риски связаны с обеспечением главного требования, предъявляемого к энергетическим системам – надежности, безопасности и экономической эффективности функционирования. Сегодня, по прошествии значительного времени после начала реформ, можно констатировать, что процесс реструктуризации оказался гораздо более сложным, чем предполагалось изначально. Поэтому изучение международного опыта реструктуризации электроэнергетики является необходимым условием для стран, которым предстоит пройти этот сложный путь реформы.

Длительное время считалось, что наиболее эффективным способом управления и функционирования электроэнергетики, как естественной монополии, является система ее централизованного регулирования на основе вертикально-интегрированных компаний (ВИК). Однако в 1970-х годов прошлого века, начался пересмотр теоретических взглядов и подходов к эффективному управлению системами электроэнергетики [27]. Начало практических преобразований относят к 1978 г., когда в США был принят акт «О политике регулирования в электроэнергетике (PURPA)», в котором предлагалось несколько моделей. Одной из главных моделей реформ предполагалось полное разделение сфер производства, передачи и сбыта электроэнергии вертикально-интегрированных компаний, с максимальным внедрением в эти сферы конкурентных отношений путем организации торговли электроэнергией по договорам и через оптовый рынок.

В начале 1990-х годов во многих странах мира ускорился процесс реструктуризации принципов организации управления электроэнергетикой путем привнесения в нее рыночных механизмов работы, в первую очередь конкуренции, для повышения эффективности функционирования.

Изучение международного опыта реформы энергетике развитых стран, свидетельствует, что результаты реформ на таких принципах в электроэнергетике очень часто оказывались отрицательными. Положительные результаты и повышение финансовой эффективности энергетических предприятий во многих случаях достигались за счет снижения энергетической безопасности экономики, ухудшения надежности работы энергосистемы, появления в системе дефицита мощности и повышения тарифов на электроэнергию. При этом, отрицательные результаты реструктуризации наблюдались даже в странах с высоко развитой экономикой. Эйфория о неограниченных возможностях рыночной экономики улетучилась. Пришло осознание необходимости кардинального изменения взглядов на ход развития дальнейших реформ в электроэнергетике.

Так, главной причиной катастрофы в системе электроэнергетики США в 2003 г. Правительство считало проведенную в ходе реструктуризации децентрализацию электроэнергетики, в ходе которой были ликвидированы вертикально-интегрированные энергосистемы. В докладе на 40-й сессии СИГРЭ независимых американских системных экспертов также отмечалось, что реформы, проводившиеся Департаментом энергетики, явилась основной причиной энергетических катастроф в США и Канаде в 2003 г. [15, с. 38].

В 1999-2001 гг. в энергосистеме Калифорнии независимые производители электроэнергии, искусственно создав дефицит мощностей, увеличили цены на свою продукцию в несколько раз. Это выяснилось после банкротства крупнейшей энергетической компании Enron в 2001 г. Судебное расследования выявило применение незаконных схем манипулирования компанией Enron во время калифорнийского кризиса в электроэнергетике в 1999–2001 гг. [9].

Отрицательные результаты реформ в энергосистеме проявились в Новой Зеландии. После упразднения вертикально-интегрированной энергосистемы была обеспокоена столица страны. В Бразилии в 2002 г. после реформы электроэнергетики случился энергетический кризис, правительство было вынуждено ввести ограничения на потребление электроэнергии в стране. После реформ энергетики в Норвегии в 2002 г., появился дефицит электроэнергии, а цены на нее подскочили во много раз.

В феврале 2005 г. на конференции энергетиков в Сан-Диего (США) было заявлено, что разрушение ВИК и организация конкуренции в энергосистеме дали отрицательный результат. В результате встал вопрос о возвращении к прежней структуре энергосистемы.

В литературе отражены отрицательные моменты реформирования энергетики некоторых стран СНГ. Наиболее известной из них стала мега авария 25 мая 2005 г., в результате нее остались без электричества несколько миллионов человек в Москве, а также в Московской, Калужской, Рязанской и Тульской областях. После этого энергетического кризиса аварии и отключения происходили в Краснодарском крае и Челябинской области [11].

В результате реформ электроэнергетики на Украине и в Казахстане, в 1996–1997 гг., частота электроэнергии в энергосистеме снизилась до критической величины для атомных станций 49-49,2 Гц. В Казахстане частота тока также была на грани критической, последовали системные аварии из-за неподчинения приватизированных теплоэлектростанций указаниям Центральной диспетчерской.

Энергетическая катастрофа в Грузии стала следствием реформ, в результате которых значительная доля электростанций и сетей были приватизированы компанией AES [10, с. 90].

Учитывая состояние электрических сетей ОАХК «Барки Точик», ограничения по пропускной способности, имеющих на отдельных участках, и сложные режимы функционирования, вероятностные риски повторения перечисленных ситуаций в электроэнергетике весьма высоки, при несвоевременном их предупреждении.

Анализ результатов реформ, проведенных в системах электроэнергетики многих стран выявил, что управление в отрасли в условиях рынка существенно усложняется по сравнению с вертикально-интегрированной моделью рынка. Выяснилось, что конкуренция, хотя и повышает эффективность работы в электроэнергетике, однако снижает надежность электроснабжения потребителей. Это обуславливается сниже-

нием мотивированности независимых предприятий, производящих электроэнергию, к созданию новых резервных мощностей и строительства новых коммуникаций для повышения надежности. Существенным усложнением работы системы электроснабжения из-за роста протяженности энергетического обмена и транзита электроэнергии по сетям других энергетических предприятий как обеспечение «свободного доступа». Рост конфликтов между независимыми энергокомпаниями, в условиях действия многочисленных конкретных договоров, существенно усложняют их координацию.

Энергетические кризисы, последовавшие после реформы электроэнергетики на принципах внедрения конкурентных отношений в ряде стран, дали основание предположить, что для развития такого сложнейшего объекта как электроэнергетика рыночный критерий финансовой эффективности не может считаться основным, он не соответствует критерию эффективности экономики и повышения уровня благосостояния населения. Эти и другие выводы заставили правительства многих стран кардинально поменять свои взгляды на дальнейший ход реформ в электроэнергетике.

Цели и принципы реструктуризации электроэнергетики и организации тарифного регулирования в Таджикистане. Эффективное управление энергетическими активами государства является основой экономического развития страны. Поэтому, современное состояние электроэнергетики Таджикистана, несомненно, требует определения путей повышения ее эффективности функционирования. Основы электроэнергетической отрасли Таджикистана были сформированы в период СССР, в очень короткий срок, практически в течение жизни одного поколения. Повышение эффективности работы электроэнергетической отрасли осуществлялось путем установления надлежащего надзора и контроля за функционированием и развитием предприятий отрасли, что было вполне логично. Целью предстоящих реформ является осуществить роль контроля и надзора за эффективностью работы энергетических предприятий путем реализации стратегии тарифного регулирования.

Основные проблемы управления электроэнергетикой Таджикистана связаны с неплатежами, перекрестным субсидированием, проблемами привлечения инвестиций, кредитной и дебиторской задолженностью и отсутствием финансовой прозрачности. Осознавая важность решения перечисленных проблем, Правительство Таджикистана стратегически ориентировано на скорейшее оздоровление экономической и финансовой ситуации в электроэнергетике путем проведения ее реструктуризации.

Для реализации этой стратегии, в 2011 г. было принято Постановление Об индивидуальном плане реструктуризации ОАХК «Барки Точик», которая предполагала начать реструктуризацию с разработки коммерческой модели организации управления энергетическим холдингом. Постановление обозначило стратегию и план реформ, предусматривающий три этапа работы в этом направлении: коммерциализация в 2011-2013 годах, организация конкуренции в 2014–2015 гг. и приватизация в 2016–2018 гг. В соответствии Постановлением, через год начались работы по реформе электроэнергетики страны. Реформа предполагала преобразование государственной компании ОАХК «Барки Точик» в три самостоятельные организации, ответственные за генерацию, передачу и реализацию электроэнергии.

Преобразование перешло в активную фазу в 2018 г., принятием Постановления, предусматривающего организацию двух самостоятельных организаций: ОАО «Передающие электрические сети» и ОАО «Распределительные электрические

сети» на базе предприятий ОАХК «Барки Точик». В функции ОАХК «Барки Точик» были оставлены лишь задачи производства электроэнергии. Созданные самостоятельные организации ответственны за передачу и распределение электроэнергии на всей территории Таджикистана, кроме ГБАО. Изолированная энергосистема ГБАО до этого была передана компании «Памир Энерджи» по договору концессии. ОАХК «Барки Точик» и его подразделения переведены на международные стандарты финансовой отчетности (МСФО), проведена переоценка ее основных средств. Списаны физически и морально устаревшие основные средства, а из состава ОАХК «Барки Точик» выведены вспомогательные структуры, хозяйства и объекты социально-бытового и культурного характера [17].

После создания в действующей организации структур по передаче и распределению электроэнергии, им были переданы соответствующие подведомственные предприятия, определены цели и приоритеты функционирования и развития. Они обозначены в Концепции тарифного регулирования в отрасли, принятой постановлением Правительства Таджикистана от 27 мая 2017 г. [18]. Концепция базируется на Стратегии национального развития страны до 2030 г., Среднесрочной программе развития на 2016-2020 гг., договорах Правительства страны с международными финансовыми организациями и других документах. Концепция подготовлена с целью организации эффективного тарифного регулирования на услуги по поставке электроэнергии и предполагает надежное энергоснабжение потребителей путем внедрения коммерческих отношений. В ней указаны методы достижения указанных целей и направления реформы тарифов. Она предусматривает льготы бедным слоям населения путем ряда мер и внедрения дифференцированных тарифов.

В цели указанной Концепции входят:

- обеспечение взаимного интереса потребителей электроэнергии и предприятий энергетики путем установления тарифов, отражающих фактические затраты предприятий;
- отказ от перекрестного субсидирования разных категорий потребителей;
- обеспечение финансовой устойчивости предприятий электроэнергетики привлекательности электроэнергетики для инвесторов;
- содействие в прозрачности и предсказуемости тарифов;
- организацию конкурентной среды для энергетических предприятий, повышению качества и надежности электроснабжения, для смягчения влияния повышения тарифов.

Концепции разработана исходя из положений, что существующие тарифы не могут обеспечить эффективное функционирование системы электроснабжения и негативно влияют на работу предприятий электроэнергетической отрасли и государственный бюджет, не стимулируют инвестиции в объекты электроэнергетики, не покрывают всех затрат, характеризуется наличием перекрестного субсидирования потребителей.

В ней приняты меры установления необходимого дохода для регулируемых предприятий в электроэнергетике, кроме объектов, доход которых регулируется на основе инвестиционных или концессионных соглашений. Доход энергетических объектов включает:

- затраты на производство, эксплуатацию и техническое обслуживание энергетического предприятия;

- амортизационные отчисления;
- другие затраты;
- доход от инвестиций.

В производственные затраты включаются те расходы, которые обоснованы и необходимы для предприятия электроснабжения потребителей. Нормы амортизационных отчислений для объектов, генерирующих электроэнергию установлена на уровне 2% и 3 % для других предприятий отрасли. Это связано с преобладанием гидроэлектростанций среди генерирующих мощностей в Таджикистане. Перечень других затрат, для расчета требуемого дохода регулируемых предприятий, предусматривается в Учетной политике ОАХК «Барки Точик».

Доход от инвестиций в энергетические объекты устанавливается на уровне, который обеспечит привлекательность инвестиций в отрасль для создания потенциала электроэнергетики для электроснабжения экономики и социальной сферы, а также образования ресурсов денежных средств для роста и развития отрасли. Т.е. доход от инвестиций должен обеспечить финансирование активов электроэнергетики, используемых в будущем для электроснабжения потребителей. Она должна быть равна затратам энергетического предприятия на покупку основных производственных фондов за вычетом накопленной амортизации.

Анализ основных положений концепции показывает, что большая часть фундаментальных принципов этого документа, определяющих организационный, экономический и технологический механизм реформируемой электроэнергетики, отвечает логике экономической работы в электроэнергетике, как сложнейшей отрасли экономики страны. Однако ряд важных положений и, особенно, возможные риски при реализации реформ в электроэнергетике исследованы недостаточно.

Оценка рисков реструктуризации электроэнергетики и организации тарифного регулирования и перспективные гипотезы их предупреждения

Риски, обусловленные ликвидацией вертикально-интегрированной системы электроэнергетики. Одна из основных задач реструктуризации в электроэнергетике, заключается в преобразовании вертикально-интегрированной компании на основе ее дробления на независимые генерирующие, передающие и распределительные предприятия. В последующем, предполагается, что развитие конкуренции среди генерирующих и распределительных предприятий позволит снизить цены и повысить качество обеспечения потребителей электроэнергией.

Как показывает анализ мирового опыта реформ в электроэнергетике, следствием дробления централизованно регулируемой единой системы, на первых порах оказывается сохранение или даже некоторое снижение цены на электроэнергию. Однако затем следует снижение уровня инвестиций и нарастание дефицита. Как следствие дефицита, через несколько лет происходит резкое многократное увеличение тарифов на электроэнергию.

Существующая экономическая и финансовая ситуация в электроэнергетике, обуславливает вероятность риска ухудшения ситуации в отрасли, после ликвидации ее вертикально-интегрированной структуры организации управления, без предварительного экономического и финансового оздоровления. Поэтому первый риск реструктуризации связан с ликвидацией вертикально-интегрированной компании в системе электроэнергетики.

Риск 1. Ликвидация вертикально-интегрированной компании и внедрение в электроэнергетику принципов рыночной конкуренции, при существующем экономическом и финансовом состоянии отрасли, может привести к ухудшению ситуации в энергосистеме.

Альтернативой дробления единой энергосистемы является ее сохранение с введением отдельного учета на уровнях генерации, передачи и сбыта и организацией конкуренции на этих уровнях. После предварительного оздоровления экономической и финансовой ситуации можно будет продолжить реформы, с перспективой объединения генерирующих мощностей в единую энергосистему, по примеру ЕЭС ЦА. Отсюда, гипотеза альтернативного направления реализации этого этапа реформы выглядит следующим образом.

Гипотеза 1. Предполагается, что сохранение вертикально-интегрированной системы с введением отдельного учета на уровнях генерации, передачи и сбыта и организация конкуренции на этих уровнях, повысит эффективность реструктуризации, по сравнению с дроблением единой системы.

В большей части государств, с развитой рыночной экономикой, например, в большинстве штатов США, Японии, во Франции, в Германии, и др. сохранены вертикально-интегрированные системы. Разделение электроэнергетики на независимые структуры по производству, передаче и сбыту электроэнергии проведено только в отдельных из них: Финляндии, Великобритании, Швеции. Директива Евросоюза по энергетике от 1997 года, предписывает отдельный учет производства, передачи и реализации, но ни в коей мере не предписывают ликвидации ВИК.

Представляется, что вертикально-интегрированные системы несут полную ответственность за энергоснабжение страны или региона. Поэтому они заинтересованы в проведении мероприятий по повышению надежности электроснабжения, энергосбережению и внедрению энергосберегающих технологий у потребителей электроэнергии. В конечном итоге это более экономичнее по сравнению со вводом новых объектов генерации и передачи и распределения электроэнергии для повышения надежности электроэнергетической системы. С другой стороны, у частных компаний по генерации, передаче и реализации электроэнергии относительно мало стимулов по энергосбережению у потребителей, поэтому ответственность за надежное обеспечение региона электроэнергией в целом практически никто не несет.

В постановлении совместного заседания научно-технического совета РАО «ЕЭС России», Научного Совета РАН по проблемам надежности и безопасности в больших системах энергетики, принятого в 2005 г. по документам 40-й сессии СИГРЭ, проходившего в августе 2004 г. в Париже и 19-го Конгресса МИРЭС, организованного в сентябре 2004 г. в Сиднее, подчеркнуто, что конкурентный рынок стимулирует максимальное использование существующих мощностей, создает напряженность в покрытии пиковых режимов графика. Это приводит к высоким ценам на пиковую мощность и электроэнергию [19, с. 24]. Высокие цены на электроэнергию способствуют повышению рентабельности инвестиций при строительстве генерирующих мощностей, но не мотивируют собственников генерирующих мощностей к созданию их резервов. В этих условиях не представляется возможным обеспечение надежного и безопасного энергоснабжения.

Было отмечено, что децентрализация по управлению технологического объекта резко осложняет координацию ответственности всех независимых участников за

обеспечение надежности работы. Если вертикально-интегрированная система выступает на оптовом рынке электроэнергии как единый субъект, то после ее разделения существенно усложняется координация множества независимых участников рынка.

Это дает основания предполагать, что экономические преимущества схемы создания конкурентного рынка, на основе дробления вертикально-интегрированных компаний и внедрением в электроэнергетику принципов рыночной конкуренции не столь очевидны. Более того, такие реформы могут привести к временной потере управляемости отдельными частями электроэнергетики и, несомненно, потребуют определенных дополнительных затрат, объем которых не оценен.

Тарифное регулирование привлечения инвестиций в электроэнергетику.

Одной из целей проведения реформ в электроэнергетике и организации тарифного регулирования является привлечение инвестиций в электроэнергетическую отрасль. Предварительные оценки расчет объема необходимых инвестиционных ресурсов для эффективного развития и функционирования электроэнергетики в Таджикистане показывают, что только для решения первоочередных проблем жизнеобеспечения энергетики Таджикистана необходимы порядка 750–900 млн долл. А для дальнейшего развития и модернизации существующих и строительства новых гидроэлектростанций необходимо 7–9 миллиардов долларов к 2030 году, без учета затрат на завершение строительства Рогунской ГЭС [30]. Финансирование таких значительных объемов инвестиций выходит далеко за рамки возможностей традиционных финансовых источников.

В программе реформ преобладает положение, что основным источником финансирования инвестиций для электроэнергетики Таджикистана, должны явиться отечественные и зарубежные частные инвестиции. Поэтому, второй риск реформ связан с вероятностным недобором объема отечественных и зарубежных частных инвестиций для финансирования электроэнергетической отрасли.

Риск 2. Вероятностный недобор объема отечественных и зарубежных частных инвестиций для финансирования электроэнергетической отрасли для повышения эффективности ее функционирования.

Альтернативой привлечению отечественных и зарубежных частных инвестиций в электроэнергетическую отрасль является использование собственных средства предприятий отрасли, образованные за счет амортизационного фонда и части прибыли. А также привлечение финансовых средств крупных потребителей на взаимовыгодной основе. Гипотеза альтернативного направления привлечения инвестиций выглядит следующим образом.

Гипотеза 2. Предполагается, что источниками финансирования инвестиций в электроэнергетику, наряду с существующими, могут стать собственные средства предприятий отрасли, образованные за счет амортизационного фонда и части прибыли, реинвестируемых в основные производственные фонды, после обязательной переоценки последних. Кроме того, возможно привлечение финансовых средств крупных потребителей на взаимовыгодной основе.

Анализ экономики страны показывает, что в промышленности Таджикистана нет ни одной отрасли, которая обеспечила бы себя минимально необходимыми капитальными вложениями даже для простого воспроизводства. Поэтому, в последнее время, из-за недостаточных объемов инвестирования в основные производственные

фонды почти во всех отраслях реального сектора экономики Таджикистана, имеющих более высокие показатели рентабельности, существует большая конкуренция за инвестиции, обусловленный высоким физическим износом производственных фондов [40]. Из-за высокого спроса на заемный капитал его процентные ставки резко возрастут. Для объектов электроэнергетики характеризующихся большими технологическими сроками технического перевооружения и сооружения новых объектов это означает проигрыш на рынке частных займов в пользу более рентабельных отраслей экономики. Вследствие этого, ожидание того, что частные инвесторы обеспечат столь значительные объемы инвестиций в электроэнергетику в ближайшей перспективе недостаточно обоснованы.

Более привлекательными источниками финансирования инвестиций в электроэнергетику могут стать средства предприятий этой отрасли, формирующиеся за счет собственных накоплений [31, с. 36-37]. Речь идет об амортизационном фонде и части чистой прибыли, реинвестируемых в основные производственные фонды. В оценочных расчетах они позволят определить уровни среднего тарифа и рентабельности отрасли, эффективные с точки зрения всей экономики страны. Для этого, государству необходимо временно освободить от налогов реинвестируемую часть прибыли предприятия, что будет являться инвестиционным вкладом государства в электроэнергетику. По форме он может рассматриваться как увеличение государственных активов в электроэнергетику.

В настоящее время объемы амортизационных отчислений объектов электроэнергетики не позволяют обеспечить даже простое воспроизводство. Поэтому необходима переоценка основных фондов, что предполагает увеличение амортизационных отчислений в несколько раз. Таким образом, снижение налоговой нагрузки на электроэнергетику, позволит инвестировать электроэнергетическую отрасль и снизить средние тарифы на электроэнергию, при этом увеличивается доля государства в активах отрасли. В то же время, несобранные налоговые поступления от электроэнергетики будут компенсированы за счет налогов, поступающих от прироста валовых выпусков продукции и услуг других отраслей экономики Таджикистана. Это позволит электроэнергетике за счет амортизационного фонда и реинвестируемой части прибыли обеспечить финансирование инвестиций в энергетические объекты.

Влияние тарифного регулирования электроэнергетики на рост ВВП страны.

Согласно результатов проведенного анализа многих экспертов, существующие тарифы на электроэнергию в Таджикистане не в полной мере покрывают затраты предприятий отрасли для обеспечения ее функционирования и требуют повышения. Однако, поскольку электроэнергетика выполняет системообразующую роль в народном хозяйстве, повышение тарифов на ее продукцию двояко влияет на экономику. С одной стороны, повышение тарифов до определенного уровня, укрепляет финансовое состояние электроэнергетической отрасли, но, с другой, может оказать негативное влияние на экономику в целом. Снижается конкурентоспособность других отраслей экономики, вынужденных повышать цену на свою продукцию для компенсации дополнительных расходов на электроэнергию, усиливаются процессы инфляции, что может иметь обратный эффект для самой электроэнергетики и т.д. В этой связи, чрезвычайно важен всесторонний анализ влияния повышения изменения тарифов на электроэнергию на развитие национальной экономики и уровень жизни населения в целом и установление оптимальных тарифов.

В программе реформ преобладает положение, что основным источником оздоровления финансовой ситуации в электроэнергетике Таджикистана, может быть значительное повышение тарифов на электроэнергию. Необходимо исследовать альтернативные пути улучшения финансового состояния электроэнергетической отрасли. Поэтому, третий риск реформ связан с возможными отрицательными результатами воздействия повышения тарифов на электроэнергию на экономическую ситуацию в Таджикистане.

Риск 3. Многократное повышение тарифов на электроэнергии позволит энергетическим предприятиям покрыть производственные расходы и обеспечить прибыль для развития, но может оказать негативное влияние на экономику в целом, в том числе и на саму электроэнергетику.

Альтернативой привлечению отечественных и зарубежных частных инвестиций в электроэнергетическую отрасль является использование собственных средства предприятий отрасли, образованных за счет амортизационного фонда и части прибыли. Гипотеза альтернативного направления привлечения инвестиций выглядит следующим образом.

Гипотеза 3. Предполагается, что в условиях Таджикистана, повышение тарифов на электроэнергию, при прочих равных условиях, приведет к сокращению производства, а стабилизация или снижение тарифов на электроэнергию, наоборот, обусловит рост объемов производства.

Экономическая сущность регулирования тарифов есть изменение ценовых пропорций, обуславливающих перераспределение добавленной стоимости, создаваемой в экономике. Поскольку все отрасли национальной экономики сложным образом связаны друг с другом, изменение цен в одной из них вызывает цепную реакцию изменения цен на продукцию в других отраслях. Наиболее адекватным инструментом исследования результатов изменения ценовых пропорций в экономике, на сегодня, является модель В. Леонтьева или матрица межотраслевого баланса «затраты – выпуск» [32; 33]. В общем виде, для каждой отрасли экономики с $i = 1, 2, 3, \dots, n$ отраслями, уравнение модели «затраты – выпуск» имеет вид:

$$x_i = \sum_{j=1}^n x_{ij} + y_i \quad (2.8.1)$$

где x_i – отрасль i экономики, состоящей из $i = 1, 2, 3, \dots, n$ отраслей; x_{ij} - это затраты продукции отрасли i на производство продукции вида j ; y_i – конечное потребление отрасли i .

В рамках межотраслевого баланса принята гипотеза о прямой пропорциональности затрат и выпуска в рамках отдельной отрасли, или $x_{ij} = a_{ij}X_j$, где a_{ij} – коэффициент прямых затрат, удельный расход материальных ресурсов вида i на производство единицы продукции вида j .

Решение системы: $X = AX + Y$, $Y = (E - A)X$, следовательно $X = (E - A)^{-1}Y$, где X – вектор-столбец валовых выпусков, Y – вектор-столбец элементов конечного спроса по отраслям. $A = (a_{ij})$ – матрица коэффициентов прямых материальных затрат (технологическая матрица) продукции i -й отрасли на производство единицы продукции j -й отрасли, элементы которой определяются согласно соотношениям $a_{ij} = x_{ij} / x_i$, $i = 1, n$; $j = 1, n$; x_{ij} – продукция промежуточной потребляемой отраслями j ; $B = (E - A)^{-1} = \{b_{ij}\}$, $i, j = 1, 2, \dots, n$ – матрица коэффициентов полных материальных затрат

(мультипликатор Леонтьева), состоит из суммы матриц прямых и косвенных затрат продукта b_{ij} характеризующей потребность в X отраслей, который необходим для получения в процессе материального производства единицы Y отрасли; E – единичная матрица; знак $(^{-1})$ обозначает обращение матрицы [33].

Качественный анализ этой модели показывает, что если цены на продукцию отрасли растут, и вся продукция этой отрасли потребляется другими отраслями, то номинальное приращение доходов этой отрасли равно сумме сокращений доходов в остальных отраслях. Но в реальности, часть продукции отрасли, попадает в конечное потребление, поэтому прирост доходов этой отрасли превышает сокращение доходов отраслей потребителей. В то же время, рост промежуточного и конечного спроса, в реальном выражении, проявляется тогда, когда расходы конечных потребителей опережают рост цен.

Модель В. Леонтьева позволяет выявить результаты взаимодействия размера производства, доходов и цен. Здесь очень важен анализ взаимоотношений промежуточного потребления и добавленной стоимости, возникающих в результате ценовых изменений [31, с. 37]. При этом важно, что суммарная добавленная стоимость в экономике увеличивается быстрее суммарных материальных затрат (в текущих ценах) только в том случае, если доля конечной продукции отрасли в ее валовом выпуске выше среднего значения. Иными словами, эта доля должна быть выше, чем доля в совокупном валовом выпуске ВВП. Тогда возникает импульс к росту производства, поскольку доходы растут быстрее цен на затрачиваемые ресурсы.

В электроэнергетике ситуация совершенно иная: доля конечного продукта электроэнергетики в ее валовом выпуске значительно ниже среднего уровня. Поэтому рост тарифов, при прочих равных условиях, приведет к сокращению производства, а снижение тарифов на электроэнергию, наоборот, способно обусловить рост производства. В работах российских и зарубежных энергетиков доказано, что рост тарифов на электроэнергию снижает темпы роста ВВП, поскольку доля добавленной стоимости в продукции электроэнергетики ниже, чем в среднем по экономике. Например, это было подтверждено в результате анализа взаимосвязи развития экономики и изменения тарифов за прошлые годы в России.

Таким образом, проведенное исследование позволяет заключить, что накопившиеся проблемы в электроэнергетической отрасли Таджикистана обуславливают высокую актуальность проведения ее реструктуризации и организации тарифной системы регулирования. Проведению реструктуризации и организации тарифного регулирования должен предшествовать глубокий анализ причин нынешнего состояния отрасли и, особенно, ее финансового состояния. Невыполнение этого, грозит повторением совершенных ошибок и возврату к существующей ситуации в более усугубленной ситуации. Проведение любых реформ в экономике, особенно в такой сложной отрасли как электроэнергетика имеет свои риски. Вероятностные риски реструктуризации в электроэнергетике Таджикистана обусловлены проведением следующих предстоящих мер: дроблением вертикально-интегрированных компаний и внедрением в электроэнергетику принципов рыночной конкуренции, что может привести к ухудшению ситуации в энергосистеме; вероятностным недобором объема отечественных и зарубежных частных инвестиций для финансирования электроэнергетической отрасли для повышения эффективности ее функционирования; повышением

тарифов на электроэнергию до такого уровня, которое позволит энергетическим предприятиям покрыть производственные расходы и обеспечить прибыль для развития, но может иметь негативное влияние на экономику в целом.

Альтернативными перспективными гипотезами, которые требуют дальнейшего исследования или другими путями достижения поставленных целей являются следующие: сохранение вертикально-интегрированной системы с ведением отдельного учета на уровнях генерации, передачи и сбыта и организация конкуренции на этих уровнях внутри корпорации, а в последующем объединение их в единую энергосистему, по примеру ЕЭС ЦА, что может повысить надежность электроснабжения, по сравнению с дроблением единой системы; другими источниками финансирования инвестиций в электроэнергетику могут стать собственные средства предприятий отрасли, образованные за счет амортизационного фонда и части прибыли, реинвестируемых в основные производственные фонды, после переоценки последних; в условиях Таджикистана, снижение тарифов на электроэнергию может обусловить экономический рост и наоборот, повышение тарифов на электроэнергию при прочих равных условиях, привести к сокращению производства. Наиболее неисследованными являются проблемы тарифного регулирования в системах с преимущественно гидроэнергетическими генерирующими мощностями ирригационно-энергетического назначения, расположенных на трансграничных реках. Проблемы тарифного регулирования и реструктуризации в электроэнергетике Таджикистана весьма актуальны и требуют дальнейших глубоких исследований и практических проработок.

Литература

1. Официальный сайт Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан (Дата обращения 3 марта 2021 г.).
2. Промышленность Республики Таджикистан. Статистический сборник. Агентство по статистике при Президенте РТ, Душанбе, 2019.
3. Прейскурант № 09-01-2019. Тарифы на электрическую и тепловую энергию. Антимонопольная служба при Правительстве Республики Таджикистан. Открытая акционерная холдинговая компания «Барқи Тоҷик». Душанбе – 2019.
4. Петров, Г. Н. Энергетические проекты Таджикистана. Прошлое, настоящее и будущее. Центральная Азия и Кавказ / Г.Н. Петров // Журнал социально-политических исследований. – 2004. – №3.
5. Кузовкин, А.И. Цели реформирования электроэнергетики: конкуренция или надежность? / А.И. Кузовкин, // Проблемы прогнозирования. – 2004. – №2.
6. Кудрявый, В.В. Первостепенное внимание – надежности энергоснабжения / В.В. Кудрявый // Вестник ФЭК России. – 2003. – №4.
7. Joseph E. Stiglitz. Globalization and its Discontents. Norton & Company. New York, London. 2002.
8. Joseph E. Stiglitz. The Roaring Nineties Seeds of Destruction, W.W. Norton & Company, New York, London. 2003.
9. Самый громкий скандал XXI века Дело «Энрон». Архивировано 28 августа 2013 года. // dengi-info.com
10. Кузовкин, А.И. Реформирование электроэнергетики и энергетическая безопасность / А.И. Кузовкин. – М.: ОАО «Институт микроэкономики», 2006. С. 90.

11. Авария в энергосистеме Москвы 25 мая 2005 года. Досье, ТАСС. Дата обращения 14 марта 2017.
12. Кудрявый В.В. Первостепенное внимание надежности энергоснабжения // Вестник ФЭК России. – 2003. – № 4.
13. International symposium on high earth-rockfill dams. (Especially CFRD). ISHERD'93 Beijing, October 26-29, 1993.
14. Баитов, А.В. Анализ динамики угроз энергетической безопасности при реструктуризации электроэнергетики/ А.В. Баитов // Известия высших учебных заведений. Серия Экономика, финансы и управление производством. – 2011. – № 1 (7). – С. 41–50.
15. Вести в электроэнергетике. – 2005. – № 3.
16. Волконский В.А. Современная многоярусная экономика и экономическая теория / В.А. Волконский, Т.И. Корягина. – М.: Институт экономических стратегий, 2006.
17. Народная газета. Интервью руководителя "Барки Точик" корреспонденту Народной газеты. 02 апреля 2017.
18. Концепция тарифного регулирования в электроэнергетической отрасли Республики Таджикистан. Приложение 1 к Постановлению Правительства Республики Таджикистан от 27 мая 2017 года. – № 259. Душанбе.
19. Кузовкин, А.И. Энергетический кризис и энергореформа в России: конкуренция вместо надежности / А.И. Кузовкин // Проблемы прогнозирования. – 2006. – № 2.
20. Энергетика: история, настоящее и будущее: в 4 т. / В. И. Бондаренко [и др.]; науч. ред. И. Н. Карп [и др.]. – Киев: [б. и.], 2005.
21. Дронова Ю.В. Анализ последствий для экономики региона введения новой модели рынка энергии / Ю.В. Дронова, А.О. Краснова // Бизнес. Образование. Право. Вестник Волгоградского института бизнеса. – 2017. – № 3 (40). – С. 37–40.
22. Паламарчук С.И. Что сдерживает эффективную работу рынков в электроэнергетике. / С.И. Паламарчук // Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск. ЭКО. – 2014. – №4.
23. Золотова, И Ю. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: эмпирический анализ/ И.Ю. Золотова, И.А. Долматов, В.С. Минкова // Энергетическая политика. – 2017. – № 2. С. 51-59.
24. Гибадуллин, А.А. Модели устойчивого функционирования и развития электроэнергетической отрасли. Вестник Челябинского государственного университета. / А.А. Гибадуллин // 2019. № 3 (425). Экономические науки. Вып. 64. С. 59–66.
25. Костицына К.В., Костицына А.А. Зарубежный опыт реформирования энергетики. Европейский союз / К.В. Костицына, А.А. Костицына // Вестник Удмуртского университета, 2012, – Вып. 3
26. Хазова, В.Н. Особенности развития энергии возобновляемых источников на российском энергетическом рынке / В.Н. Хазова, // Теоретическая и прикладная экономика. – 2019. – № 2. – С. 24–36
27. Айзенберг, Н.И. Теоретические основы регулирования цен и тарифов в электроэнергетике. / Н.И. Айзенберг. Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева, Иркутск. 2009. 22 с.
28. Общая оценка ситуации в энергетике в мире и Таджикистане / Г.Н. Петров, Х.М. Ахмедов, К. Кабутов и др. Известия Академии наук Республики Таджикистан.

29. Джураева Дж.Х. К вопросу о реструктуризации рынка энергетики Таджикистана: обзор зарубежного опыта/ Дж.Х. Джураева // Высокие технологии и инновации в науке. Материалы международной научной конференции. Сборник избранных статей: Изд.-во ГНИИ «Нацразвитие», СПб. – 2018. – С. 156–167

30. Таджикистан. Генеральный план развития энергетического сектора. Региональный проект по передаче электроэнергии. Улучшение операционной деятельности сектора. Т1. / А. Кариас, Г. Лиан, Ч. Каду др. Душанбе, 2017.

31. Некрасов, А.С. Электроэнергетика России: экономика и реформирование/ А.С. Некрасов, Ю.В. Синяк, М.Н. Узяков // Проблемы прогнозирования. – 2001. – № 5.

32. Леонтьев, В.В. Исследования структуры американской экономики. Теоретический и эмпирический анализ по схеме затраты – выпуск / В.В. Леонтьев. – М., Госстатиздат, 1958. 640 с.

33. Суворов, П.А. Метод «Затраты-Выпуск» как инструмент оценки макроэкономической эффективности инновационно-инвестиционных проектов: автореф. дисс. ... канд. экон. наук. – М.: 2014.

34. Мишура, А.В. Проблемы тарифной политики на региональном рынке электроэнергии: дис. ... канд. экон. наук. – Новосибирск. 2003.

35. Королькова, Е.И. Тенденции в развитии теоретических подходов к регулированию естественных монополий / Е.И. Королькова // Эконом. журн. ВШЭ. 1999. – № 2. – С.238–264.

36. Фишер, С. Экономика: пер. с англ. / С. Фишер, Р. Дорнбуш, Р. Шмалензи. – М.: Дело, 1993.

37. Авезов, А.Х., Расулова Х.А. Механизм модернизации отраслевой структуры экономики региона в контексте устойчивого развития / А.Х. Авезов, Х.А. Расулова. *Arg Administrandi. Искусство управления.* г. Пермь, Россия, 2019. Т. 11. №3. С. 488-507.

38. Авезов, А.Х. Формирование и развитие национальной энергетической системы Таджикистана. Диссертация на соискание ученой степени доктора экономических наук / А.Х. Авезов. – Душанбе, 1999. 315 с.

39. Авезов, А.Х. Стратегическое управление устойчивым развитием экономики региона. / А.Х. Авезов, М.Азимова // Вестник Таджикского государственного университета права, бизнеса и политики. 2015. № 1 (62). С. 31–38.

40. Авезов, А.Х. Конкурентоспособность региона и метод ее оценки. / А.Х. Авезов // Вестник Череповецкого государственного университета. 2013. № 1-1 (45). С. 62-65.

2.9. Методология и особенности государственного регулирования цен на электроэнергию в Кыргызской Республике в перспективе до 2025 г.

Проблема ценообразования в электроэнергетике, особенно определение тарифов на электроэнергию для населения, является одной из наиболее важных и обсуждаемых. Считается, что тарифная политика как важнейшая составляющая всей методологии государственного регулирования электроэнергетики определяется как система мер по реализации государственной энергетической стратегии путем регулирования и контроля тарифов на электроэнергию. В качестве инструмента управления отраслью тарифная политика призвана способствовать достижению экономической эф-

фективности и реализации общественных интересов, связанных с функционированием электроэнергетики.

При государственном регулировании тариф на электроэнергию определяется по методу «затраты плюс». Тарифы устанавливаются такими, чтобы они компенсировали затраты на производство, передачу, распределение и сбыт электроэнергии, а также обеспечили необходимую прибыль предприятиям электроэнергетики. [4]

В наиболее обобщенном виде суть государственного регулирования состоит в том, что оно заставляет производителя снижать себестоимость на электроэнергию. Тогда как усилия электроэнергетических предприятий направляются на то, чтобы убедить регулирующий орган в том, что понесенные ею затраты объективны.

Цель регулирования. На протяжении многих лет в энергетической отрасли Кыргызской Республики сохраняется сложное финансовое положение, связанное с тарифным дефицитом и, как следствие, недофинансированием энергокомпаний.

В связи с дефицитом денежных средств, ежегодно реструктуризируются и переносятся на более поздний срок платежи по долговым обязательствам энергокомпаний, что в будущем может привести к неисполнению обязательств и негативным последствиям в виде начисления штрафных санкций и пени. В соответствии с распоряжением Правительства КР от 18 июня 2020 года № 222-р в очередной раз реструктуризированы до 2023 года кредитные задолженности ОАО «Электрические станции» и ОАО «НЭС Кыргызстана» на общую сумму 10,2 млрд. сомов. Также не представляется возможным осуществлять капитальные вложения на строительство крупных вырабатывающих мощностей. С каждым годом имеющихся вырабатывающих мощностей становится недостаточно, так как потребление электроэнергии растет, а возможности ограничены. Как уже выше отмечалось, по прогнозным данным ОАО «Электрические станции» в среднесрочной перспективе до 2025 года выработка электроэнергии снизится, а дефицит электрической энергии на 2021 г. ожидается в объеме до 3 млрд кВтч.

Таблица 2.9.1

№ п/п	Наименование	ед. изм.	2020 (факт)	2021–2025 гг. (план)
1	Выработка э/э от ОАО «ЭС», в том числе:	млн. кВтч	15 181,6	14 260,0
	на ГЭС		13 782,7	11 760,0
	на ТЭЦ		1 398,9	2 500,0

Как видно из таблицы, выработка электроэнергии начиная с 2014 г. остается почти неизменной, при этом потребление электрической энергии ежегодно увеличивается. Как следствие, дефицит электроэнергии негативно скажется на всех отраслях экономики, так как его покрытие возможно только через покупку импортной (дорогой) электроэнергии, либо путем ее ограничения отпуска для внутренних потребителей.

Сложившаяся ситуация в энергетической отрасли отрицательно влияет на инвестиционную привлекательность энергосектора страны. Сегодня потенциальные инвесторы с долгосрочными инвестиционными проектами не могут быть уверены в их возвратности и окупаемости. Кроме того, при существующем размере долговых обязательств энергетической отрасли, привлечение инвестиций в энергосектор создает дополнительные риски.

В соответствии с Национальной стратегией развития КР на 2018–2040 гг., утвержденной Указом Президента КР от 31 октября 2018 года №221, оздоровление и последующее устойчивое функционирование энергетического сектора требует перехода к экономически обоснованным тарифам, которые должны включать ключевые издержки по генерации и доставке электроэнергии до потребителей. В перспективе до 2040 года, будет обеспечена гибкость тарифной политики, в том числе сезонная и региональная. Инвестиционно привлекательные тарифы будут стимулировать появление альтернативных поставщиков электроэнергии. В этой связи будут широко применены механизмы ГЧП, включая привлечение частных инвесторов к строительству и управлению стратегическими объектами в энергетике.

Для достижения поставленных целей, Министерством энергетики и промышленности КР инициирована разработка проекта новой Среднесрочной тарифной политики на электрическую энергию.

В случае принятия проекта, будут определены темпы изменения тарифов на электрическую энергию до 2025 года, что значительно облегчит планирование потребителями соответствующих расходов в будущем. Увеличатся доходы энергокомпаний и соответственно сократится дефицит денежных средств в энергосекторе.

Таблица 2.9.2

Индикаторы для оценки прогресса достижения цели

Наименование индикатора	Ожидаемое значение
Качественные индикаторы:	
Обеспечение необходимого режима напряжения в электрических сетях	Поддержание параметров напряжения в сети в пределах установленных норм стандарта
Улучшение качества предоставляемых услуг по электроснабжению	Сокращение аварийных отключений и их своевременное устранение
Количественные индикаторы:	
Сокращение дефицита электрической энергии в объеме до 3,0 млрд кВт·ч	Данные индикаторы в совокупности обеспечат надежность и бесперебойность энергообеспечения потребителей, а также устойчивое функционирование энергосектора страны.
Сокращение дефицита денежных средств в энергосистеме на 6,7 млрд сомов к 2025 г.	
Исполнение обязательств по кредитам энергетического сектора ежегодно на 5,2 млрд сомов	

Таким образом, при вводе и реализации новой ССТП на электрическую энергию будет достигнута цель сокращения дефицита денежных средств в энергосистеме и повышение экономической стабильности энергокомпаний, а также обеспечение энергетической безопасности энергосектора страны.

При этом рассмотрены: Вариант №1 – «оставить все как есть» и Вариант №2 – «достижение в среднесрочной перспективе тарифами на электроэнергию уровня стоимости».

Вариант регулирования №1 «Оставить все как есть»

Данный вариант регулирования предполагает, что тарифы не должны меняться. При таком сценарии возможны все негативные тенденции, а именно, рост аварийности, веерные отключения, запрет на подключение к электрическим сетям, увеличение технических потерь электроэнергии. Сохранится неустойчивое финансовое состояние предприятий энергетики.

Работы по восстановлению, модернизации и развитию имущественного комплекса могут быть профинансированы из следующих источников: бюджет страны, льготные кредиты и гранты.

Однако, как описано выше, уже сегодня энергосектор не справляется с долговыми обязательствами, а возможности бюджета государства ограничены. Даже в случае частичного выделения бюджетом финансовых средств, потребность сектора энергетики покрывается лишь в пределах обеспечения функционирования, без создания условий для развития. Результатом является рост проблем сектора энергетики и растущая нагрузка на бюджет.

Финансирование из льготных кредитов может быть продолжено. Однако объем внешнего заимствования не является постоянным, так как внешние кредиты могут быть направлены на другие проекты.

Финансирование за счет грантов в перспективе, возможно, также будет продолжено. Однако данный источник не является достаточно устойчивым. Он ограничен программными целями грантодателей и не может рассматриваться как постоянный.

Еще один источник – повышение прибыльности предприятий электроэнергетики за счет улучшения деятельности предприятий внутренних резервов находится в центре внимания, как самих руководителей предприятий, так и госорганов, осуществляющих регулирование, контроль и надзор за их деятельностью. Данная работа ведется на постоянной основе. Однако даже при значительном улучшении управления, восстановление и развитие сектора энергетики невозможно, потому что объем необходимых для развития ресурсов является значительно большим.

Сохранение в ближайшей перспективе тарифной политики без изменений не позволит увеличить доходность энергосектора и сократить дефицит денежных средств. В этой связи, необходимо рассмотреть возможность принятия экономически обоснованной тарифной политики, которая позволит покрыть необходимые затраты и достичь в среднесрочной перспективе покрытия тарифами стоимости электрической энергии.

Данный вариант обсуждался в Рабочей группе, члены которой считают, что в сложившейся ситуации для электроснабжающих организаций необходимо применение второго варианта. Поэтому, на общественное обсуждение внесен второй вариант проекта, который предусматривает принятие тарифной политики с учетом введения экономически обоснованных тарифов.

Решения государственных органов при сохранении существующего регулирования:

- введения жестких лимитов электрической энергии для различных категорий потребителей;
- увеличение импортных поставок электрической энергии;
- заимствование новых кредитных обязательств, которые повлекут дополнительную нагрузку на бюджет;
- дальнейшая реструктуризация кредитных задолженностей;
- дополнительные субсидии из республиканского бюджета на покрытие соответствующих затрат энергетических компаний.

Вариант регулирования №2 «Достижение в среднесрочной перспективе тарифами на электроэнергию уровня стоимости электроэнергии».

Установленные сегодня тарифы для населения являются социально-ориентированными, поскольку сохраняют уровень ранее действующих тарифов и

учитывают возможности малоимущей части населения осуществлять расчеты за потребляемую электроэнергию.

Хотя в течение 2014-2015гг. тарифы на электрическую энергию постепенно возросли, действующие тарифы не покрывают текущие финансовые расходы энергетического сектора и не являются инвестиционно привлекательными. В то же время, повышение тарифов довольно отрицательно воспринимается со стороны населения и бизнес структур. С одной стороны на это влияют факторы платежеспособности и общее социальное положение, а так же невысокие экономические показатели роста в других отраслях экономики. С другой стороны, негативное влияние оказывает неустойчивый уровень качества предоставляемых услуг со стороны распределительных компаний. Таким образом, одновременно с повышением тарифов нужно поднимать общую эффективность работы энергетического сектора путем снижения потерь электроэнергии, улучшения качества услуг и управленческих процессов, а также повышения прозрачности деятельности.

В таких условиях, наиболее реальным вариантом сокращения в перспективе дефицита денежных средств в энергосистеме, уменьшения объемов перекрестного субсидирования, постепенного увеличения выплат по долговым обязательствам энергосектора, должно стать принятие новой тарифной политики с учетом доведения тарифов до уровня стоимости электрической энергии.

Участники процесса реализации тарифной политики на электрическую энергию:

- уполномоченный государственный орган по выработке и реализации государственной политики в области топливно-энергетического комплекса и промышленности;

- электроснабжающие организации;

- потребители электрической энергии (юридические и физические лица, заключившие с энергоснабжающей организацией договор (контракт) на снабжение энергией).

Проектом Среднесрочной тарифной политики Кыргызской Республики на электрическую энергию на 2021-2025 годы предполагается установление следующих тарифов на электрическую энергию для конечных потребителей. (табл. 2.9.3)

Таблица 2.9.3

Предлагаемые тарифы на электроэнергию в КР на 2021-2025 годы *

№	Группы потребителей	Ед. изм.	2021 г.	01.06. 2022 г.	01.06. 2023 г.	01.06. 2024 г.	01.06. 2025 г.
1	Население	тыиын/кВтч	109,5	128,7	148,0	тариф + инфляция	тариф + инфляция
	Рост	%	42,2	17,5	15,0	на уровень инфляции	на уровень инфляции
1.1	При потреблении свыше 1000 кВтч в месяц на период с 1 ноября по 31 марта (кроме населения, проживающего в высокогорных и отдаленных труднодоступных зонах)	тыиын/кВтч	252,0	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция
	Рост	%	16,7	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции

Продолжение табл. 2.9.3

№	Группы потребителей	Ед. изм.	2021 г.	01.06. 2022 г.	01.06. 2023 г.	01.06. 2024 г.	01.06. 2025 г.
2	Насосные станции	ты́йын/ кВт·ч	109,5	128,7	148,0	тариф + инфляция	тариф + инфляция
	Рост	%	40,6	17,5	15,0	на уровень инфляции	на уровень инфляции
3	Электрический транспорт	ты́йын/ кВт·ч	168,0	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция
	Рост	%	6,3	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции
4	Детские учреждения интернатного типа, социальные стационарные и полустационарные учреждения для инвалидов и/или пожилых граждан	ты́йын/ кВт·ч	168,0	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция
	Рост	%	6,3	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции
5	Религиозные организации	ты́йын/ кВт·ч	168,0	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция
	Рост	%	-	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции
6	Бюджетные потребители	ты́йын/ кВт·ч	252,0	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция
	Рост	%	12,5	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции
7	Сельское хозяйство	ты́йын/ кВт·ч	252,0	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция
	Рост	%	12,5	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции
8	Промышленность	ты́йын/ кВт·ч	252,0	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция
	Рост	%	12,5	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции
9	Прочие потребители	ты́йын/ кВт·ч	252,0	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция
	Рост	%	12,5	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции
10	Субъекты майнинга (криптовалюта)	ты́йын/ кВт·ч	252,0	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция
	Рост	%	12,5	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции
	Повышающий коэффициент:		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
11	Предприятия золоторудной промышленности (золотоизвлекательные фабрики)	ты́йын/ кВт·ч	252,0	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция
	Рост	%	12,5	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции
	Повышающий коэффициент:		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0

Окончание табл. 2.9.3

№	Группы потребителей	Ед. изм.	2021 г.	01.06. 2022 г.	01.06. 2023 г.	01.06. 2024 г.	01.06. 2025 г.
12	Литейные, плавильные цеха электротермической обработки металла	тыйын/ кВт·ч	252,0	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция
	Рост	%	12,5	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции
	Повышающий коэффициент:		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
13	Цементные заводы	тыйын/ кВт·ч	252,0	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция
	Рост	%	12,5	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции
	Повышающий коэффициент:		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
14	Предприятия по производству алкогольной продукции	тыйын/ кВт·ч	252,0	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция	тариф + инфляция
	Рост	%	12,5	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции	на уровень инфляции
	Повышающий коэффициент:		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0

*Проект новой Среднесрочной тарифной политики на электрическую энергию на период 2021–2025 гг., www.regulitek.gov.kg

Население:

1) Для жителей, проживающих в условиях высокогорья и отдаленных трудно-доступных зонах предлагается:

– отменить ежемесячную норму потребления электрической энергии в объеме 700 (1000) кВт·ч в месяц;

– установить единый тариф на электроэнергию на уровне 1,09 сом/кВт·ч.

2) Для всех остальных бытовых потребителей предлагается отменить норму потребления электроэнергии (за исключением ОЗП в который будет увеличена до 1000 кВт·ч).

При этом тариф составит – 1,09 сом/кВт·ч.

В ОЗП при потреблении свыше 1000 кВт·ч в месяц – 2,52 сом/кВт·ч.

Насосные станции:

Для насосных станций и скважин, обеспечивающих население питьевой водой и водой для полива сельскохозяйственных угодий, а также используемых для нужд канализационного хозяйства, тариф на электроэнергию предлагается установить на уровне 1,09 сом/кВт·ч.

Электрический транспорт:

Для городского электрического транспорта тариф на электроэнергию предлагается установить в размере 1,68 сом/кВт·ч.

Детские учреждения интернатного типа, социальные стационарные и полустационарные учреждения для инвалидов и/или пожилых граждан:

Для детских учреждений интернатного типа, социальных стационарных и полустационарных учреждений для инвалидов и/или пожилых граждан, тариф на электроэнергию предлагается установить в размере 1,68 сом/кВт·ч.

Религиозные организации

Для религиозных организаций тариф на электроэнергию предлагается установить в размере 1,68 сом/кВт·ч.

Прочие небытовые потребители (промышленные, сельскохозяйственные, бюджетные и прочие потребители):

Для небытовых потребителей тариф на электроэнергию предлагается установить в размере 2,52 сом/кВт·ч.

Для потребителей, имеющих контракты на электроснабжение с ОАО «Электрические станции» и ОАО «НЭС Кыргызстана», тарифы устанавливаются решениями уполномоченного государственного органа по регулированию топливно-энергетического комплекса с учетом класса напряжения электрической энергии.

Субъекты майнинга (криптовалюта), предприятия золоторудной промышленности (золотоизвлекающие фабрики), литейные плавильные цеха электротермической обработки металла, цементные заводы и предприятия по производству алкогольной продукции:

Для энергоемких промышленных потребителей (субъекты майнинга (криптовалюта), предприятия золоторудной промышленности (золотоизвлекающие фабрики), литейные плавильные цеха электротермической обработки металла, цементные заводы и предприятия по производству алкогольной продукции) предлагается применять повышающий коэффициент 2,0 к соответствующим тарифам на электроэнергию.

Тарифы на электроэнергию для населения и насосных станций предлагается в 2022 г. увеличить на 17,5%, в 2023 г. на 15 %, то есть достигнуть стоимости 2020 г. в размере 1,48 сом/кВт·ч. Начиная с 2024 г. предлагается ежегодная корректировка на уровень инфляции.

Для остальных абонентов начиная с 2022 г. предлагается ежегодная корректировка тарифов на электрическую энергию на уровень инфляции.

Оценка регулятивного воздействия

Принятие новой Среднесрочной тарифной политики на электрическую энергию на период 2021–2025 гг. будет способствовать:

- росту доходов энергетических компаний за счет приведения тарифов на электрическую энергию до уровня стоимости;
- сокращению дефицита денежных средств в энергосистеме;
- своевременному исполнению энергокомпаниями долговых обязательств и финансированию капитальных вложений;
- дальнейшему сокращению аварийных отключений в энергокомпаниях;
- рациональному и экономному расходованию потребителями электроэнергии.

Воздействие на группы интересов:

Для государства:

- увеличение налоговых поступлений в бюджет республики, за счет установления новых тарифов для конечных потребителей;
- бесперебойное снабжение электроэнергией промышленных субъектов, являющихся крупными налогоплательщиками;
- обеспечение возвратности долговых обязательств энергосектора;
- снижение бюджетных субсидий;

– сокращение в среднесрочной перспективе дефицита электрической энергии за счет полученных дополнительных доходов от принятия и реализации новой тарифной политики;

– возможность прогнозирования на среднесрочный период до 2025 года расходов отраслей экономики, связанных с потреблением электрической энергии.

Для энергокомпаний:

– получение дополнительных доходов и возможность исполнения долговых обязательств и капитальных вложений;

– сокращение дефицита денежных средств;

– возможность использования полученных доходов на развитие мощностей, реконструкцию и модернизацию электрических сетей, развитие инженерной инфраструктуры и т.д.;

– обеспечение качественных услуг по электроснабжению.

Для потребителей:

– обеспечение в среднесрочной перспективе справедливых и равных условий при оплате за электрическую энергию;

– предоставление субъекту необходимой ему мощности;

– повышение качества потребляемой электрической энергии;

– наличие предсказуемых процедур расчета оплаты за потребленную электрическую энергию;

– прогнозирование расходов на потребление электрической энергии на среднесрочный период до 2025 г.

Изменение тарифов на электрическую энергию для конечных потребителей может негативно отразиться на социально-уязвимых слоях населения. В этой связи, проект новой ССТП предполагает изменение тарифов для населения производить постепенно с достижением стоимости электрической энергии с 2020 г. и в перспективе до 2023 г.

Также, в целях поддержки жителей, проживающих в условиях высокогорья и отдаленных труднодоступных зонах отменяется ежемесячная норма потребления электрической энергии в объеме 1000 кВт·ч в месяц и устанавливается единый тариф на электрическую энергию на уровне средневыставленного тарифа для населения за 2020 г. с корректировкой на уровень инфляции в размере 1,09 сом/кВт·ч.

Введение новых тарифов на электрическую энергию для конечных потребителей повлечет дополнительные расходы из государственного бюджета по бюджетным учреждениям. Однако, следует отметить, что количество бюджетных абонентов составляет 3 736 из 95 253, что составляет 4% от всех небытовых абонентов. Соответственно для бюджетных учреждений дополнительные расходы будут не значительные.

Оценка ожидаемых экономических последствий

Введение вышеуказанных тарифов позволит повысить доходы энергосектора и получить дополнительные финансовые средства на покрытие затрат энергетической отрасли.

Доход (млрд сом)	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
	22,2	26,2	28,0	29,5	31,2

Как показано выше в таблице, за 2021 год при реализации новой ССТП доход энергокомпаний составит 22,2 млрд сомов, а к концу 2025 г. данный показатель увеличится до 31,2 млрд сомов или на 40,5 %.

При этом следует отметить, что расходы энергокомпаний на указанный период 2021–2025 годы возрастут на 7,7 %, об этом свидетельствуют данные ниже в таблице:

Расход (млрд сом)	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
	29,9	31,0	32,0	32,1	32,2

При реализации указанного проекта ССТП дефицит денежных средств энергосектора к 2025 г. составит 0,9 млрд сомов или снижение за 4 г. на 88,3 %.

Дефицит (млрд сом)	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
	7,7	4,8	3,9	2,5	0,9

Также необходимо отметить, что в соответствии с предлагаемым вариантом ССТП для энергоемких промышленных потребителей тариф составит 5,04 сом/кВт·ч или по сравнению с действующим тарифом увеличение составит 89,5%. Полезный отпуск электроэнергии за 2020 г. золоторудным предприятиям, литейным цехам, предприятиям алкогольной отрасли по энергосистеме составил 586,7 млн кВт·ч (в том числе 286,8 млн кВт·ч Кумтор), доход составил 1 506,3 млн сомов. При применении предлагаемых тарифов, увеличение дохода по энергосистеме составит 1 450,6 млн сомов. Наличие дополнительных денежных средств в энергосекторе позволит своевременно проводить замены и ремонт оборудования и тем самым сократить количество аварийных отключений.

Оценка реализационных рисков

Для достижения поставленной цели и выбранного варианта регулирования будут предприняты определенные действия (разработка соответствующих документов и установление тарифов). Следует учитывать, что новая тарифная политика на электрическую энергию предполагает изменение тарифов на электрическую энергию для всех групп потребителей.

В этой связи, учитывая вышеуказанные факторы, основным реализационным риском является пересмотр такой тарифной политики уже в начале ее реализации. В качестве примера можно привести «Среднесрочную тарифную политику Кыргызской Республики на электрическую и тепловую энергию на 2014–2017 гг.», утвержденную постановлением Правительства КР от 20 ноября 2014 г. №660. Уже в начале реализации данной тарифной политики в нее были внесены изменения, которые замедлили рост тарифов, а затем полностью его остановили.

Оценка воздействия на конкуренцию

В соответствии с пунктом 3 Методики анализа влияния на конкуренцию при проведении анализа регулятивного воздействия (специализированная методика) не требуется проведение анализа влияния на конкуренцию, так как субъекты хозяйственной деятельности, являющиеся объектом регулирования, осуществляют производство (реализацию) товаров в условиях естественной монополии.

Результаты публичных консультаций

Группы лиц подпадающие под воздействие предложенного регулирования:

- государство;
- электроснабжающие организации;
- потребители электрической энергии (юридические и физические лица, заключившие с энергоснабжающей организацией договор (контракт) на снабжение энергией).

Воздействие на группы интересов:

Для государства:

- увеличение налоговых поступлений в бюджет республики, за счет установления новых тарифов для конечных потребителей;
- беспереывное снабжение электроэнергией промышленных субъектов, являющихся крупными налогоплательщиками;
- обеспечение возвратности долговых обязательств энергосектора;
- снижение бюджетных субсидий;
- сокращение в среднесрочной перспективе дефицита электрической энергии за счет полученных дополнительных доходов от принятия и реализации новой тарифной политики;
- возможность прогнозирования на среднесрочный период до 2025 года расходов отраслей экономики, связанных с потреблением электрической энергии.

Для энергокомпаний:

- получение дополнительных доходов и возможность исполнения долговых обязательств и капитальных вложений;
- сокращение дефицита денежных средств;
- возможность использования полученных доходов на развитие мощностей, реконструкцию и модернизацию электрических сетей, развитие инженерной инфраструктуры и т.д.;
- обеспечение качественных услуг по электроснабжению.

Для потребителей:

- обеспечение в среднесрочной перспективе справедливых и равных условий при оплате за электрическую энергию;
- предоставление субъекту необходимой ему мощности;
- повышение качества потребляемой электрической энергии;
- наличие предсказуемых процедур расчета оплаты за потребленную электрическую энергию;
- прогнозирование расходов на потребление электрической энергии на среднесрочный период до 2025 г.

Уведомление к проекту новой Среднесрочной тарифной политики на электрическую энергию на 2021–2025 гг. отражающий данный вариант регулирования, было размещено на сайтах www.gkpen.kg, www.regultek.gov.kg с 23 апреля 2021 г. для ознакомления общественности и внесения замечаний и предложений.

По итогам публичных консультаций о разработке проекта нормативного правового акта поступили предложения, которые в соответствии с Методикой проведения анализа регулятивного воздействия нормативных правовых актов на деятельность субъектов предпринимательства (ППКР от 30 сентября 2020 года № 504) включены в реестр предложений и ответов и опубликованы на сайте Министерства энергетики и промышленности Кыргызской Республики www.gkpen.kg (18.05.2021 г.).

Данный вариант также обсуждался в Рабочей группе, члены которой считают, что в сложившейся ситуации для электроснабжающих организаций необходимо применение второго варианта. Поэтому, на общественное обсуждение внесен второй вариант проекта, который предусматривает принятие тарифной политики с учетом введения экономически обоснованных тарифов.

Обоснование выбора предпочтительного варианта регулирования

Ниже рассмотрены два варианта регулирования:

«Оставить все как есть» и «Достижение в среднесрочной перспективе тарифами на электроэнергию уровня стоимости», которые показали, что более предпочтительным является вариант № 2.

Вариант № 2 позволит достигнуть цель сокращения дефицита денежных средств в энергосистеме, повысить экономическую стабильность энергокомпаний, а также обеспечит энергетическую безопасность страны. Также данный вариант позволит начать решение проблем, которые указаны в разделе №1 «Проблемы и основания для изменения регулирования».

Вариант № 1 «оставить все как есть» их не решает, так как данный вариант регулирования предполагает, что тарифы не должны меняться. При таком сценарии все негативные тенденции, а именно, рост аварийности, большие потери электроэнергии будут только нарастать. Сохранится неустойчивое финансовое состояние предприятий энергетики.

С учетом вышеприведенных аргументов предлагается принять вариант № 2 «Достижение в среднесрочной перспективе тарифами на электроэнергию уровня стоимости электроэнергии».

Литература

1. Об утверждении Методики определения себестоимости и формирования тарифов на электрическую энергию [Текст]: приказ Государственного агентства по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве Кырг. Респ. от 24 ноября 2016 г. №4 // 2016 С.

2. Постановление Правительства Кыргызской Республики от 20 ноября 2014 г. № 660 «Об утверждении среднесрочной тарифной Кыргызской Республики политики на электрическую и тепловую энергию на 2014-2017 годы»;

3. Постановление Правительства Кыргызской Республики от 27 марта 2020 г. № 188 «Об утверждении среднесрочной тарифной политики на электрическую и тепловую энергию на 2020-2022 годы»;

4. Проект новой Среднесрочной тарифной политики на электрическую энергию на 2021-2025 годы, размещено на сайтах www.gkpen.kg, www.regultek.gov.kg с 23 апреля 2021 года для ознакомления общественности и внесения замечаний и предложений.

2.10. Тарифная и социальная политика в энергетическом секторе Грузии

Грузия с 18 августа 2009 г. не является членом СНГ. Она одна из первых среди бывших советских республик (после Украины и России) ввела государственное регулирование отрасли (с 8 августа 1996 г.).

Таким образом, уже почти 25 лет, политика образования тарифов в Грузии на электроэнергию и природный газ, ориентирована на государственное регулирование. Методологической основой установления тарифов является принцип полной окупаемости. Принципы установления тарифов с 2020 г. регулируются Законом Грузии «об энергетике и водоснабжении» и направлены на защиту конкуренции на энергетическом рынке с целью восстановления и развития энергетического комплекса.

Тарифы устанавливаются на основе следующих принципов:

- защита потребителей от завышенных цен со стороны монополий;
- покрытие стоимости сервисных работ, выполняемых лицензиатом;
- улучшение финансового состояния отрасли, повышение эффективности управления, снижение затрат;
- возможности государства в области снижения тарифов;
- специфика потребителей разных категорий;
- привлечение инвесторов и создание для них благоприятной среды посредством тарифной политики как решающего определяющего фактора.

Существующий механизм регулирования, основанный на принципе возмещения затрат, не может эффективно работать и обеспечивать окупаемость расходов на электроэнергию в условиях низких доходов, вызванных экономическим кризисом в стране.

Финансовый кризис в стране и действующее законодательство не дают возможности субсидировать регулируемые тарифы. Более того, доля налогов в розничных тарифах на электроэнергию и природный газ, установленная Налоговым кодексом Грузии, составляет примерно 50%, что совершенно неприемлемо для развития сектора.

При этом учитывается, что энергетический комплекс Грузии был ориентирован на единую энергосистему бывшего Советского Союза, а дефицит как электрической, так и тепловой энергии в стране покрывался за счет электроэнергии и топлива, поставляемых из объединенной системы. После распада СССР межсетевые соединения были разрушены, и этот процесс привел к энергетическому кризису.

Необходимость энергетической независимости страны требует такого подхода к развитию отрасли, который учитывал бы эти факторы.

Исходя из вышесказанного, в прогнозном периоде внимание следует уделять, прежде всего, реабилитации энергосистемы и ее модернизации по темпам экономического развития.

Развитие энергетической отрасли требует пересмотра тарифной политики и ее поэтапного регулирования, обеспечивая возможность развития энергетического комплекса по установленным темпам.

Таблица 2.10.1

**Уровень потребительского тарифа на электроэнергию
по состоянию на 01.01.2021**

Потребление в месяц, кВт·час	Тариф без НДС, тетри/кВт·час	
	АО «Теласи»	АО «Энерго-проджорджия»
0 – 101	15,289	15,026
101 – 301	18,689	18,396
301 и более	22,489	22,226

Примечание: 1 ларч = 100 тетри; 3,3 ларч = 1 доллар США;

Распределительные компании: АО «Теласи» (город Тбилиси), АО «Энерго-проджорджия» (регионы);

НДС = 18%.

В прошедший период для Грузии характерна тенденция к повышению тарифов. Например, в 1996–2000 годах тарифы на электроэнергию выросли примерно в 3,5–4 раза, что является характерной чертой стран с рыночной экономикой. Повышение тарифов в основном связано с ухудшением природных условий. Согласно нашим исследованиям, для снижения тарифа необходимо идти в ногу с темпами ухудшения природных условий на местах, темпами научно-технического и управленческого прогресса. В противном случае тариф увеличится.

Очевидно, что изменение тарифов тесно связано с существующей социальной политикой в секторе. Стратегия энергетического комплекса Грузии направлена на создание условий гармоничного существования каждого гражданина Грузии в его естественной и социальной среде, что должно обеспечить развитие нации в соответствии с ее духовными устремлениями, сохранение уникального культурного и природного наследия.

Исходя из этой проблемы, одной из основных целей стратегии энергетического комплекса Грузии является обеспечение населения страны, объектов социального и стратегического значения электроэнергией и другими видами энергоресурсов по умеренным ценам.

При проведении структурных изменений, задачей социальной политики государства, является управление сопутствующими негативными влияниями, которые, естественно негативно отражаются на отдельных субъектах экономической группы.

У этих проблем есть два аспекта.

- В процессе реформ, сведение к минимуму воздействия указанных последствий на социально незащищенные слои населения и на результаты реформирования, проводимого в системах социального и стратегического значения;

- Улучшение социальных условий работников энергетического комплекса.

Реализация этих функций зависит от создания таких эффективных организационных и экономических механизмов, с помощью которых будут предусмотрены следующие меры:

- формирование институтов, ответственных за энергоснабжение населения и объектов социально-стратегического значения;

- формирование эффективной и целенаправленной системы содержания социально незащищенных слоев населения;

- рационализация расходной системы бюджета, ориентированной на социальную помощь;

- разработка и реализация целевых программ, учитывающих ситуацию в отдельных регионах страны.

Наряду с мерами по преодолению социальных проблем населения страны, необходимо осуществлять комплексную деятельность с учетом следующих специфических условий для работников энергетического комплекса:

- создание безопасных условий труда и минимизация случаев аварий и травматизма;

- поддержка работников, уволенных в связи с внедрением новых технологий в отрасли;

- создание специального пенсионного фонда;

- специальные оздоровительно-реабилитационные программы для сотрудников в условиях непрерывного цикла;

- меры по привлечению молодых специалистов;
- развитие системы непрерывного обучения специалистов всех уровней.

Кроме того, стратегия предусматривает следующие способы решения социальных проблем в ЕС:

- привлечение местных и иностранных инвестиций;
- улучшение социальной среды работников энергетического комплекса;
- на основании решений Национальной комиссии по регулированию энергетики, осуществление систематического надзора за техническим состоянием и безопасной эксплуатацией электрооборудования и устройств.

Реализация вышеупомянутых проблем энергетического комплекса вместе с доходами сектора требует также бюджетной и законодательной поддержки.

Литература

1. Закон Грузии «об энергетике и водоснабжении». – Тб., 2020.
2. Чомахидзе Д. Принципы регулирования устойчивого развития энергетики (на грузинском языке). – Тб., 2012.
3. Мирцхулава, Д. Энергетическая стратегия Грузии. / Д. Мирцхулава, (на грузинском, русском, английском языках). – Тб., 2004.
4. Материалы национальной комиссии по регулированию энергетики и водоснабжения Грузии. URL:www.gnerc.org
5. Национальная служба статистики Грузии. URL:www.geostat.ge

2.11. Особенности тарифного регулирования в Азербайджане

В целях изучения и применения международного опыта в сфере жилищно-коммунального хозяйства регулятором были разработаны новые тарифные методики, разработана тарифная модель на основе технико-экономических показателей соответствующих сфер поставки (природный газ и электроэнергия) с учетом специфики местного рынка и предприятий, работающих в этой области.

Тарифная модель используется для определения реальной цены (тарифа) в области поставок электроэнергии и природного газа, для симулирования (моделирования) финансовых результатов на основе ключевых технико-экономических показателей, для количественной оценки влияния изменений в поставках, для оценки стоимости экспортных операций, позволяет применять тарифную структуру, а также рассчитывать индикативные цены (тарифы) на будущий период на основе прогнозных показателей топливно-энергетического баланса страны.

Из исследования ясно, что тарифы, применяемые в секторе коммунальных услуг (электроэнергия и природный газ), в некоторых случаях не отражают реальность и не покрывают фактические затраты (с учетом поправок на фундаментальные ошибки учета), а также не соответствует принципам распределения справедливой стоимости. Это несоответствие, более заметное в оптовых тарифах, также влияет на уровень субсидий для отдельных предприятий. Устранение этого недостатка должно стать приоритетом, по крайней мере, на методологическом уровне, как часть мер по либерализации рынка, и должно решаться путем оптимизации затрат и постепенного повышения потребительских тарифов.

В области электроснабжения, хотя тарифы на конечное потребление кажутся достаточными для покрытия общих затрат, текущий уровень оптового тарифа не позволяет рационально распределять доходы от тарифов на потребление.

В таблице 2.11.1 показаны текущие тарифы на электроэнергию в Азербайджане.

Таблица 2.11.1

Тарифы на электроэнергию

№	Название услуг	Тарифы(С НДС, копейки / кВтч)		
		До 01.2007	01.2007-12.2016	12.2016-
1	Покупка у производителя			
1.1	На частных малых ГЭС		2,5	5,0
1.2	На ветряных электростанциях		4,5	5,5
1.3	На других альтернативных и возобновляемых источниках			5,7
2	Оптовые продажи			5,7
2.1	Электроснабжение осуществляется напрямую по линиям 35 и 110 кВ, суточная нагрузка стабильна, среднемесячный расход энергии на производственные нужды не менее 5 млн кВтч, химическая и алюминиевая промышленность, сталеплавильные предприятия и информационные центры обработки, регистрации и передача			
2.1.1	Дневное время (с 08.00 до 22.00)			5,8
2.1.2	Ночное время (с 22.00 до 08.00)			2,8
3	Транзитная передача		0,2	0,2
4	Розничная торговля			
4.1	Численность населения			
4.1.1	На часть ежемесячного потребления до 300 кВтч (в т.ч. 300 кВтч)	1,92	6,0	7,0
4.1.2	На часть ежемесячного потребления, превышающую 300 кВтч	1,92	6,0	11,0
4.2	Не население	5	6,0	9,0

Как видно из таблицы, тариф на электроэнергию в Азербайджане носит социальный характер, тариф для населения меньше, чем для промышленности (не население).

Ниже представлены основные положения разработанной методики определения тарифа на электроэнергию, где тарифы отдельно определяются для каждого оператора - операторы системы генерации, операторы передающей системы, операторы распределительной системы.

В разработанной методике тарифы на услуги по электроснабжению определяются для каждой категории абонентов- абоненты системы генерации, абоненты передающей сети и абоненты распределительной системы.

Для каждой категории абонентов системы генерации применяется один из следующих видов тарифов:

– ежемесячный тариф на мощность, выраженный в денежном выражении за каждый киловатт подключенной мощности,

– тариф на энергию в денежном выражении за каждый киловатт-час потребляемой энергии.

К передающей системе применяются следующие категории абонентов:

- операторы передающей системы,
- потребители, подключенные к высоковольтным линиям,
- уруппа клиентов по экспорту.

Для каждой категории абонентов передающей системы применяется один из следующих видов тарифов:

- ежемесячная фиксированная ставка в денежном выражении,
- ежемесячный тариф на мощность, выраженный в денежном выражении за каждый киловатт подключенной мощности,
- тариф на энергию, выраженный в денежном выражении за каждый киловатт-час потребляемой энергии.

Каждый абонент системы распространения относится к одной из соответствующих категорий абонентов:

- Группа промышленных потребителей,
- Группа непромышленных потребителей,
- Группа коммерческих клиентов,
- Бюджетная клиентская группа,
- Группа потребителей населения.

Для каждой категории абонентов применяется один из следующих видов тарифов:

- Ежемесячная фиксированная ставка в денежном выражении,
- Ежемесячный тариф на мощность, выраженный в денежном выражении за каждый киловатт подключенной мощности,
- Тариф на энергию, выраженный в денежном выражении за каждый киловатт-час потребляемой энергии.

Основными параметрами регулирования тарифа являются допустимый доход, ожидаемые субсидии, экспортные поступления и другие соответствующие доходы, допустимый тарифный доход. Ниже представлены фрагменты определения структурных элементов тарифа для системных операторов генерации, передачи и распределения.

Допустимый тарифный доход для генерации за тарифный период (t) определяется по нижеследующей формуле:

$$ATRG_t = ARG_t - ESG_t$$

где ARG – допустимый доход для оператора системы генерации; ESG – ожидаемая субсидия для оператора системы генерации, разница между стоимостью (прибыль), образованная экспортным тарифом и стоимостью (прибыль от) продажи и прочие доходы.

Тарифы на электроэнергию для соответствующего системного оператора должны определяться таким образом, чтобы доход от этих тарифов не превышал допустимый тарифный доход этого тарифного периода.

Допустимый доход за тарифный период (t) для системы генерации определяется по нижеследующей формуле:

$$ARG_t = ECG_t + OpexConG_t + OpexNonConG_t + DG_t + COCG_t$$

где ECG – Затраты энергии системного оператора; $OpexConG$ – Контролируемые операционные расходы системного оператора; $OpexNonConG$ – неконтролируемые операционные расходы системного оператора; DG – амортизационные отчисления системного оператора; $COCG$ – капитальные затраты системного оператора.

Затраты энергии системного оператора за тарифный период (t) определяются по следующей формуле:

$$ECG_t = FCG_t + RECG_t$$

где FCG – затраты, связанные с покупкой топлива, необходимого для производства электроэнергии за тарифный период (топливные затраты); $RECG$ – стоимость электроэнергии, произведенной с использованием возобновляемых источников энергии или полученной от третьих лиц

Затраты на топливо (для генерации) за тарифный период (t) определяются по следующей формуле:

$$FCG_t = E_t^* * Eff_t * p_t^* + B_t$$

где E^* – чистая выработка электроэнергии с использованием источников тепла; EFF – Коэффициент топливной эффективности; p^* – цена топлива; B_t – расход топлива на пуск и останов энергоблока .

Контролируемые операционные расходы за тарифный период (t) определяются по следующей формуле:

$$OpexConG_t = OpexConG_0 * (1 + INF - X_G)$$

где $OpexConG_0$ – объем контролируемых операционных расходов в базовом году; INF – официальные данные по инфляции за соответствующий тарифный год на основе прогнозов правительства Азербайджана; X_G – КПД генерации

Капитальные затраты на систему генерации

Капитальные затраты на систему генерации за тарифный период рассчитываются по следующей формуле:

$$COCG_t = WACCG / 100 * RABG_t^{av}$$

где $COCG$ – Капитальные затраты на систему генерации; $WACCG$ – Норма рентабельности, которая определяется регулятором; $RABG_t^{av}$ – Среднее значение стоимости регулируемых активов в течение тарифного периода (t) будет рассчитываться следующим образом:

$$RABG^{av} = \frac{(RABG_t^{нач} + RABG_t^{кон})}{2},$$

где $RABG^{нач}$ – Цена регулируемых активов на начало тарифного периода; $RABG^{кон}$ – Цена регулируемых активов на конец тарифного периода

Норма рентабельности системы генерации

Норма рентабельности определяется регулятором на основе анализа средневзвешенной стоимости капитала для Системного оператора и рассчитывается следующим образом:

$$WACCG = g * r_d + (1 - g) * r_e$$

где g – Доля кредитных (заемных) средств, полученных системным оператором, в регулируемых активах (%); r_d – Средневзвешенная стоимость задолженностей по кредиту (%); r_e – Стоимость акционерного капитала (%)

База регулируемых активов системы генерации

Окончательная стоимость регулируемых активов системного оператора рассчитывается по следующей формуле:

$$RABG_t^{кон} = RABG_t^{нач} + NIG_t - DG_t - RABG_t^{спис}$$

где $RABG^{нач}$ – первоначальная стоимость регулируемых активов; $RABG^{кон}$ – окончательная стоимость регулируемых активов; NIG – новые инвестиционные расходы, введенные в регулируемые активы; DG – сумма амортизации, начисляемая на регулируемые активы; $RABG^{спис}$ – стоимость списанных (нереализованных) регулируемых

Аналогичная методика применяется для определения допустимого тарифного дохода, допустимого дохода, затрат на приобретение (покупку), контролируемых операционных расходов, капитальных затрат, нормы рентабельности, базы регулируемых активов системных операторов передающей и распределительных систем.

Исходя из текущей политики правительства в области потребительских тарифов – принципа сохранения неизменными потребительских тарифов в ближайшем будущем, с учетом «Прогнозных показателей топливно-энергетического баланса Азербайджанской Республики на 2021–2024 гг.» по вышеуказанной методике произведены расчеты тарифа на электроэнергию и составлен пакет предложений по тарифам на электроэнергию, который показан в таблице 2.11.2.

Таблица 2.11.2

Тарифы на электроэнергию (за 1кВтч, включая НДС)

Виды тарифов	Текущее положение		Предложение, основанное на прогнозах 2021 года		
	Существующий тариф	Расчетная стоимость на 2019 г.	Предложение 1	Предложение 2	
				Тариф на эл.эн.	Фиксированный тариф (ежемесячный)
Транзит	0,2 гепик	0,6 гепик	0,7 гепик	0,7 гепик	
Оптовая продажа, в том числе:	5,7 гепик	5,0 гепик	*5,4 гепик	5,4 гепик	
«Ежемесячное потребление превышает 5 миллионов кВтч -		5,0 гепик	5,4 гепик	5,4 гепик	

Окончание табл. 2.11.2

Виды тарифов	Текущее положение		Предложение, основанное на прогнозах 2021 года		
	Существующий тариф	Расчетная стоимость на 2019 г.	Предложение 1	Предложение 2	
				Тариф на эл.эн.	Фиксированный тариф (ежемесячный)
Дневной тариф (08:00 – 22:00)	5,8 гепик				
Ночной тариф (08:00 – 22:00)	2,8 гепик				
* Если существующие круглосуточные тарифы (перекрестное субсидирование) останутся в силе, их среднее влияние на расходы составит около 15 миллионов манат.					
*Снижение оптового тарифа с 5,7 до 5,4 копеек снизит спрос на государственные субсидии, создав для ОАО «Азеришиг» дополнительную прибыль в размере около 50 миллионов манат.					
Ненаселение	9,0 гепик	7,5 гепик	9,0 гепик	9,0 гепик	
Население, в том числе					
В пределах лимита	7,0 гепик	7,0 гепик	7,0 гепик	6,7 гепик	0,5 манат
Превышение лимита	11,0 гепик	11,2 гепик	11,0 гепик	10,3 гепик	0,5 манат
Ожидаемые (ориентировочные) финансовые результаты					(млн.манат)
Поступления от потребления-			1379	1367	12
Доходы от экспорта-			85	85	
Стоимость затрат (чистая)-			1307	1307	
ОАО «Азеренерджи»					
Прибыль/убыток			67	67	
наличными, в том числе:			332	332	
исполнение кредитных обязательств			127	127	
ОАО «Азеришиг»					
Прибыль/убыток			90	90	
наличными, в том числе:			203	203	
исполнение кредитных обязательств			19	19	

Предложения направлены на ценообразование за счет преобразования всех затрат в тарифы и постепенной отмены государственных субсидий. Однако в связи с тем, что в 2021 г. потребительские тарифы останутся неизменными, отменить субсидии на данном этапе пока невозможно. Однако для достижения этой цели очень важ-

но рассчитать оптимальные уровни субсидирования, реальную стоимость производства и потребления, а также цепочку создания стоимости услуг производства / производства-передачи-распределения / поставки в методологической последовательности. В связи с этим новые тарифные предложения основаны на расчетах, выполненных при следующих условиях:

- поддержание действующих потребительских тарифов,
- признание расходов в соответствии с требованиями законодательства о бухгалтерском учете,
- поддержание баланса спроса и предложения, доходов и расходов;
- устранение элементов перекрестного субсидирования,
- удовлетворение потребности в дополнительных средствах за счет кредитных обязательств.

Фиксированный тип тарифов в предложениях направлен на справедливое распределение затрат на счетчики на этом этапе, то есть распределение соответствующих затрат на каждого абонента, ограничивая оплату этих затрат активными абонентами для пассивных абонентов.

Тип тарифа на электроэнергию (только для электроснабжения) направлен на отнесение затрат, связанных с существующей и заказанной мощностью, на потребителя энергии, независимо от объема потребления.

При этом, для снижения нагрузки в часы пик дополнительно разработаны предложения по тарифам на электроэнергию на разное время суток (ночное и дневное). Однако необходимо провести необходимую подготовку инфраструктуры для применения тарифов на мощность и часы пик и их применение может быть рассмотрено при переходе к рынку (2023–2024 гг).

2.12. Особенности тарифного регулирования в Кыргызской Республике

Целью любого хозяйствующего субъекта является повышение эффективности деятельности. Это может быть достигнуто за счет регулирования таких рычагов воздействия как: цена, количество, структура предложения и затраты. Активное влияние на эффективность функционирования и развития субъектов системы, а также на эффективность внешней среды оказывает уровень тарифов и цен.

Под ценообразованием в электроэнергетике подразумеваются принципы и конкретные механизмы формирования цен и тарифов. Различают два важных вида ценообразования:

- государственное ценообразование, при котором цены на электроэнергию регулируются государственным уполномоченным органом;
- рыночное ценообразование, при котором цены на электроэнергию не зависят от государственных органов и формируются в зависимости от спроса и предложения. Но так как электроэнергия является социально значимым товаром, верхняя и нижняя границы могут быть установлены государством.

Тариф на электрическую энергию представляет собой систему ставок, по которой взимают плату за потребленную электрическую энергию.

Подходы к определению тарифа за электроэнергию может быть разным. В энергетике может использоваться такие виды тарифов как: одноставочный, двухста-

вочный и трехставочный. При одноставочном тарифе для различных групп потребителей применяется одна ставка не зависящая от различных факторов. Недостатком этого тарифа является независимость стоимости потребленной энергии от графика нагрузки энергосистемы, хотя для нее выработка электроэнергии в часы максимальной нагрузки обходится дороже, чем в часы провалов графика.

С целью устранения вышеназванного недостатка применяется двухставочный тариф на электроэнергию. Он состоит из основной ставки за каждый кВт договорной величины заявленной совмещенной активной мощности, потребляемой в часы максимальных нагрузок энергосистемы, и дополнительной ставкой за каждый кВт·час фактически потребленной электроэнергии.

Двухставочный тариф стимулирует потребителей энергии к снижению своей нагрузки, участвующей в максимуме энергосистемы, и смещению ее на другие часы суток. Этот тариф создает наиболее благоприятные условия для учета интересов потребителей и производителей энергии.

При трехставочном тарифе потребитель платит за общий объем использованной электроэнергии, за ее потребление во время пиковых нагрузок энергосистемы и за присоединенную мощность.

Последние два вида тарифов обычно применяются крупным промышленным предприятиям. Дифференцированный тариф, представляет собой систему разделения тарифов в зависимости от различных критериев. К критериям относятся тип потребителей, время суток или года и территориальное деление.

Система тарифообразования зависит от модели электроэнергетики принятой в стране. В различных странах она формируется по различным признакам.

В соответствии с Конституцией Кыргызской Республики (ст.42) каждый имеет право на экономическую свободу, свободное использование своих способностей и своего имущества для любой экономической деятельности, не запрещенной законом.

При этом права и свободы человека и гражданина могут быть ограничены Конституцией и законами в целях защиты национальной безопасности, общественного порядка, охраны здоровья и нравственности населения, защиты прав и свобод других лиц. Вводимые ограничения должны быть соразмерными указанным целям (ст.20 Конституции КР).

Одним из таких предусмотренных законами Кыргызской Республики ограничений экономической свободы является государственное регулирование цен (тарифов) на отдельные товары, работы, услуги.

Государственное регулирование тарифов осуществляется в целях защиты интересов потребителей от монопольного повышения тарифов, создания механизма согласования интересов производителей и потребителей, формирования конкурентной среды на товарных рынках для повышения эффективности их функционирования, создания экономических стимулов, обеспечивающих использование экономических технологий в производственных процессах, а также обеспечения производителям права равного доступа на товарный рынок.

В соответствии с законодательством Кыргызской Республики предусмотрено государственное регулирование цен (тарифов):

- на государственные услуги;
- на товары, услуги субъектов естественных монополий;
- на социально значимые товары.

Государственным органом управления в области тарифов является государственный антимонопольный орган, который осуществляет государственное регулирование в вышеуказанных сферах оборота товаров и услуг.

Согласно Положению о Государственном агентстве антимонопольного регулирования при Правительстве КР, утвержденному Постановлением Правительства КР от 17 мая 2013 г. №271, уполномоченным государственным антимонопольным органом, реализующим государственную антимонопольную политику и осуществляющим государственное антимонопольное регулирование во всех отраслях экономики, за исключением топливно-энергетического комплекса, защиту и развитие конкуренции, является Государственное агентство антимонопольного регулирования при Правительстве КР.

Как определено Положением о Государственном агентстве по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве КР, утвержденным Постановлением Правительства КР от 14 ноября 2014 г. № 650, уполномоченным антимонопольным органом в области топливно-энергетического комплекса является Государственное агентство по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве КР.

Таким образом, законодательством Кыргызской Республики предусмотрено функционирование двух антимонопольных органов: общего – Государственного агентства антимонопольного регулирования при Правительстве КР, и отраслевого – Государственного агентства по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве КР.

Период (срок) действия установленных (согласованных) цен (тарифов) определяется приказом государственного антимонопольного органа и не может быть более 1 года для товаров (работ, услуг), цены (тарифы) которых устанавливаются (согласовываются) впервые. В случае, если в приказе государственного антимонопольного органа не указан период (срок) действия установленных (согласованных) цен (тарифов), они действуют до их пересмотра по представлению хозяйствующих субъектов при изменении затрат и их обоснованности.

Государственный антимонопольный орган вправе инициировать изменение цен (тарифов) на регулируемые товары (работы, услуги) в соответствии с Положением при наличии обращений, жалоб, заявлений от юридических и физических лиц, а также при выявлении нарушения хозяйствующими субъектами антимонопольного законодательства Кыргызской Республики.

Государственное регулирование тарифов на товары, услуги субъектов естественных монополий

Законом КР «О естественных монополиях в Кыргызской Республике» установлено, что сферами естественных монополий признаются:

- 1) транспортировка нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам;
- 2) транспортировка, распределение, хранение и продажа природного газа;
- 3) производство, распределение, продажа, передача электрической и тепловой энергии;
- 4) услуги по оперативно-диспетчерскому управлению национальной энергосистемы;
- 5) централизованное водоснабжение и водоотведение;
- 6) услуги электросвязи и почтовой связи общего пользования;

- 7) железнодорожные перевозки;
- 8) аэронавигационное обеспечение полетов;
- 9) наземное обслуживание внутренних воздушных перевозок.

В сфере естественных монополий применяются следующие виды ценового (тарифного) регулирования деятельности субъектов естественных монополий:

- установление цен (тарифов);
- установление предельного уровня цен (тарифов).

Установление цен (тарифов) – установление денежного выражения стоимости регулируемых товаров (работ, услуг) субъекта естественной монополии в порядке, определенном Правительством Кыргызской Республики.

Установление предельного уровня цены (тарифа) – установление максимальной величины цены (тарифа) на регулируемый товар, работу, услуги субъекта естественной монополии.

Кроме соблюдения баланса интересов потребителей и поставщиков услуг естественных монополий, государству при регулировании тарифов необходимо принимать во внимание и следующие факторы:

- создание условий для развития отраслей естественных монополий и повышению конкуренции в соответствующих сферах экономики страны;
- определение экономической обоснованности планируемых (расчетных) себестоимости и прибыли при расчете и утверждении тарифов;
- обеспечение прозрачности и доступности для потребителей информации о рассмотрении и об утверждении регулируемых тарифов и других принимаемых решений в сфере регулирования естественных монополий;
- стимулирование сокращения издержек и внедрения новых технологий для повышения эффективности производства;
- учет отраслевых особенностей и рыночной конъюнктуры сфер естественных монополий;
- выбор поставщиков оборудования и подрядных организаций на конкурсной основе;
- учет результатов деятельности снабжающих организаций по итогам работы за период действия ранее утвержденных тарифов.

С учетом вышеизложенного по законодательству Кыргызской Республики основными принципами при осуществлении государственного регулирования цен (тарифов) субъектов естественных монополий устанавливает:

1) соблюдение баланса интересов потребителей и субъектов естественных монополий, обеспечивающего доступность оказываемых услуг и надлежащий уровень их качества для потребителей, эффективное функционирование и развитие субъектов естественных монополий;

2) повышение эффективности регулирования, направленного на сокращение в последующем сфер естественных монополий за счет создания условий для развития конкуренции;

3) применение гибкого ценового (тарифного) регулирования субъектов естественных монополий с учетом отраслевых особенностей, масштабов их деятельности, рыночной конъюнктуры, среднесрочных (долгосрочных) макроэкономических и отраслевых прогнозов, а также мер ценового (тарифного) регулирования этих субъектов;

4) применение процедур регулирования деятельности субъектов естественных монополий, обеспечивающих независимость принимаемых решений, преемственность, открытость, объективность и прозрачность;

5) снижение барьеров доступа на рынки услуг, в том числе путем обеспечения доступа к услугам, относящимся к сфере естественных монополий;

6) обеспечение соответствия устанавливаемых цен (тарифов) качеству услуг в сфере естественных монополий;

7) создание экономических условий, при которых субъектам естественных монополий выгодно сокращать издержки, внедрять новые технологии, повышать эффективность использования инвестиций;

8) формирование тарифов (цен) на услуги субъектов естественных монополий с учетом надежности и качества оказываемых услуг;

9) осуществление мероприятий по энергоэффективности и экологическим аспектам;

10) защита интересов потребителей, в том числе от различных нарушений субъектами естественных монополий, связанных с применением тарифов (цен) на регулируемые услуги.

В соответствии с Положением о порядке определении цен (тарифов) на товары (работы, услуги) хозяйствующих субъектов, регулируемых государством, утвержденным Постановлением Правительства КР от 18 февраля 2013 года №83, цены (тарифы) формируются исходя из экономически обоснованных затрат (фактических и/или плановых) и размера прибыли, определенной индивидуально для каждого субъекта, с учетом отраслевой специфики, по согласованию с государственным антимонопольным органом. Установленная (согласованная) цена (тариф) является единой (единым) для всех категорий потребителей.

Информация (расчетные материалы) для установления (согласования) цен (тарифов) представляется субъектом в государственный антимонопольный орган.

Для установления (согласования) цен (тарифов) или их предельного уровня на товары (работы, услуги), предельного уровня рентабельности, величины торговой надбавки субъектам необходимо предоставить следующие материалы:

1) сопроводительное письмо (в произвольной форме);

2) пояснительная записка (в том числе характеристика товаров, работ, услуг);

3) проект прейскуранта цен;

4) основные технико-экономические и финансовые показатели предприятия;

5) балансовый отчет со всеми приложениями, подтвержденный налоговым органом;

6) анализ применения действующих цен (тарифов) в суммарном и количественном выражении;

7) калькуляция затрат;

8) сравнительная таблица показателей калькуляций (фактическая стоимость, стоимость за предыдущий период, стоимость по действующим нормам);

9) показатели детализации - расшифровка отдельных статей затрат с приложением копий подтверждающих документов (счетов-фактур, договоров и т.д.);

10) расшифровка накладных расходов (обоснование накладных расходов);

11) обоснование причин при изменении уровня цен (тарифов);

12) обоснование принятого объема прибыли (рентабельности);

- 13) проекты инвестиций, бизнес-планы;
- 14) информация о закупках товаров (работ, услуг), осуществляемых в форме тендера.

Сроки рассмотрения:

1) представленные расчетные материалы рассматриваются не позднее 15 рабочих дней с даты поступления всех расчетных и справочных материалов в полном объеме;

2) срок установления (согласования) проекта прейскуранта цен (тарифов), количество позиций в котором превышает 20 наименований, устанавливается до 25 рабочих дней с момента поступления всех расчетных и справочных материалов в полном объеме.

Анализ тарифообразования в Кыргызской Республике показал, что тарифы дифференцировались по группам потребителей на население, промышленность, сельское хозяйство, насосные станции, бюджетные организации и прочие. Также тарифные ставки были разделены для населения по объемам потребленной энергии.

Тариф на электрическую энергию устанавливается правительством КР. Согласно последним данным, для населения стоимость тарифа составляет 0.77 сома за 1 киловатт-час, при потреблении свыше 700 киловатт-часов стоимость повышается до 2.16 сома. Тут у многих назревает вопрос, почему установлен такой лимит. Норма потребления в 700 киловатт-часов/1 000 киловатт-часов (для высокогорных районов) обусловлена следующими причинами:

- экономия населением электроэнергии;
- снижение количества аварийных отключений;
- снижение дефицита денежных средств;
- ожидаемый дефицит электроэнергии.

По исследованиям 700 киловатт-часов – это гарантированный ежемесячный объем потребления. 82% населения КР не превышают этот лимит.

С 1 июля 2020 г. приказом Госагентства от 18.06.2020 г. № 97 установлены следующие тарифы (без учета налогов):

1. Население в том числе:

1.1. При потреблении до 700 кВтч в месяц (кроме населения высокогорья и отдаленных труднодоступных зон на период с 1 октября по 1 мая) тыйын/кВт·ч – 77.

1.2. При потреблении свыше 700 кВт·ч в месяц (кроме населения высокогорья и отдаленных труднодоступных зон на период с 1 октября по 1 мая) тыйын/кВт·ч – 216.

1.3. При потреблении населением высокогорья и отдаленных труднодоступных зон до 1000 кВт·ч в месяц (на период с 1 октября по 1 мая) тыйын/кВт·ч – 77.

1.4. При потреблении населением высокогорья и отдаленных труднодоступных зон свыше 1000 кВт·ч в месяц (на период с 1 октября по 1 мая) тыйын/кВт·ч – 216.

2. Насосные станции, тыйын/кВт·ч – 77,9.

3. Электрический транспорт, тыйын/кВт·ч – 158.

4. Детские социальные учреждения интернатного типа, социальные стационарные и полустационарные учреждения для инвалидов и/или пожилых граждан, тыйын/кВт·ч – 158.

5. Бюджетные потребители, тыйын/кВт·ч – 224.

6. Сельское хозяйство, тыйын/кВт·ч – 224.

7. Промышленность, тыйын/кВт·ч – 224.
 8. Прочие потребители, тыйын/кВт·ч – 224.
 9. Субъекты майнинга (криптовалюта), тыйын/кВт·ч – 224.
- Повышающий коэффициент: – 1,3.

Тариф для населения, установленный в размере 77 тыйын/кВт·ч, является социально-ориентированным и составляет лишь 47% от фактической стоимости электроэнергии по энергосистеме (затраты на выработку, передачу, распределение).

В то же время установленный в 2014 г. предельный порог объема льготного потребления электроэнергии позволил в значительной мере смягчить экономические потери энергетического сектора от применения социально-ориентированных тарифов. Если за 2014 г. средний тариф для населения составлял 0,75 сома за 1 кВт·ч, а суммарный дефицит денежных средств – 6,2 млрд сомов, то по итогам 2018 года они составили 1,02 сома за 1 кВт·ч и 0,4 млрд сомов соответственно.

С другой стороны, предельный порог объема льготного потребления электроэнергии положительно повлиял на экономное расходование населением электрической энергии и переход на альтернативные источники отопления.

В осенне-зимний период около 70 процентов бытовых потребителей республики потребляют электроэнергию в пределах установленных норм льготного потребления электроэнергии – 700 и 1000 кВт·ч в месяц. В январе 2018 г. 68,8% абонентов потребляли электроэнергию в пределах указанных норм потребления, а в феврале – 69,4 процента. Процент потребителей, превысивших нормы потребления и производивших оплату за потребленную электроэнергию по тарифу 2,16 сома за 1 кВт·ч, составил 31,2% и 30,6% соответственно.

Как следствие, в значительной мере снизились технологические перегрузки на энергооборудование и аварийные отключения потребителей. Если за 2014 г. по распределительным энергетическим компаниям было зафиксировано 9217 аварийных отключений, то за 2018 г. данный показатель составил 5425 аварийных отключений или снизился на 41,1%.

С учетом изложенного, для стабильной и надежной работы энергетического сектора предусматривает сохранение для населения гарантированный ежемесячный объем льготного потребления электроэнергии.

В случае, когда бытовой абонент (население) использует электроэнергию в объеме, превышающем гарантированный объем льготного потребления, оплата за сверх потребленный объем будет производиться по тарифу 2,16 сома за 1 кВт·ч.

Для насосных станций и скважин, обеспечивающих население питьевой водой, а также водой для полива сельскохозяйственных угодий, тариф на электроэнергию остается на уровне социально ориентированного тарифа в размере 77,9 тыйын/кВт·ч (без учета налогов).

С 2016 г., в целях поддержки троллейбусного транспорта, для городского электрического транспорта установлен тариф в размере 1,58 сома за 1 кВт·ч (без учета налогов). Настоящая ССТП предусматривает применение указанного тарифа также для общественных станций по зарядке электромобилей.

В целях поддержки детских учреждений интернатного типа, социальных стационарных и полустационарных учреждений для инвалидов и/или пожилых граждан, независимо от формы собственности, оказывающих услуги детям, находящимся в трудной жизненной ситуации, инвалидам и/или пожилым гражданам, имеющих сви-

детельство об аккредитации со стороны уполномоченного органа в сфере социального развития, удостоверяющее, что данное аккредитованное учреждение соответствует установленным требованиям, ССТП предусматривает выделение их в отдельную категорию потребителей с установлением тарифа на электрическую энергию на уровне тарифов, определенных для электрического транспорта, в размере 1,58 сома за 1 кВт·ч (без учета налогов).

Для промышленных, сельскохозяйственных, бюджетных (все государственные и муниципальные учреждения, финансируемые из республиканского/местного бюджета) и прочих небытовых потребителей оплата за потребленную электроэнергию будет производиться по тарифу в размере 2,24 сома за 1 кВт·ч (без учета налогов).

Для электроснабжения майнинг-ферм требуются значительные энергетические мощности. Согласно данным открытого акционерного общества «Национальная энергетическая холдинговая компания», на 1 августа 2018 г. объем запрашиваемой мощности со стороны вышеуказанных заявителей составил 1388 мВт.

В этой связи, субъекты майнинга криптовалюты выделены в отдельную группу, для которой тариф на электроэнергию будет корректироваться на повышающий коэффициент 1,3.

В соответствии с Законом Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии» для производителей электрической и тепловой энергии, вырабатываемой с помощью возобновляемых источников энергии (далее - ВИЭ), предусмотрены преференции, в числе которых обязательное приобретение крупными распределяющими предприятиями всей электроэнергии ВИЭ. Компенсация дополнительных затрат распределяющих предприятий на приобретение электроэнергии, вырабатываемой с использованием ВИЭ, учитывается при расчете и установлении общенационального тарифа на электроэнергию для конечных потребителей.

В этой связи, при расчете и установлении тарифов на электроэнергию для конечных потребителей будут учитываться нормы Закона Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии».

Реализация Стратегии позволит сохранить надежность электроснабжения потребителей, а также уменьшить объемы перекрестного субсидирования между различными категориями потребителей.

Тарифы на тепловую энергию для конечных потребителей

С 1 июля 2020 г. приказом Госагентства от 18.06.2020 г. №97 установлены следующие тарифы (без учета налогов):

Тариф на тепловую энергию

- | | | |
|--|----------|------------|
| 1. Население, | сом/Гкал | 1 134,76. |
| 2. Небытовые абоненты (промышленность, бюджетные, прочие), | сом/Гкал | – 1 695,1. |

Тарифы на горячую воду

- | | | |
|--|--------------------|------------|
| 1. Население (за тепловую энергию в горячей воде), | сом/Гкал | – 981,76. |
| 2. Население (за горячую воду по приборам учета), | сом/м ³ | – 64,38. |
| 3. Небытовые абоненты (промышленность, бюджетные, прочие)
за тепловую энергию в горячей воде, | сом/Гкал | – 1 695,1. |
| 4. Небытовые абоненты (промышленность, бюджетные, прочие)
за горячую воду по приборам учета, | сом/м ³ | – 97,19. |

Для данной группы потребителей, за исключением бытовых потребителей (населения), проживающих во вновь введенных в эксплуатацию многоэтажных домах, теплоснабжение которых осуществляют локальные частные отопительные котельные, настоящей ССТП сохраняется единый социально ориентированный тариф в размере 1134,76 сом/Гкал. Для бытовых потребителей (населения), проживающих во вновь введенных в эксплуатацию многоэтажных домах, теплоснабжение которых осуществляют локальные частные отопительные котельные, тарифы на тепловую энергию будут применяться на уровне стоимости тепловой энергии.

Это обусловлено дефицитом денежных средств при выработке тепловой энергии, который в 2018 г. составил 1,4 млрд/сомов, и необходимостью постепенного доведения тарифов для населения до полной стоимости тепловой энергии (реальной стоимости).

Населению, получающему тепловую энергию на цели отопления и горячего водоснабжения от котельных Коммунального предприятия «Бишкектеплоэнерго» и Государственного предприятия «Кыргызтеплоэнерго» при Государственном комитете промышленности, энергетики и недропользования Кыргызской Республики, а также других теплоснабжающих организаций (за исключением локальных частных отопительных котельных, осуществляющих теплоснабжение вновь введенных в эксплуатацию многоэтажных домов), тарифы на тепловую энергию и горячую воду будут устанавливаться в том же размере, что и для населения, получающего тепловую энергию от открытого акционерного общества «Бишкектеплосеть» и структурных подразделений открытого акционерного общества «Электрические станции».

Для потребителей данных групп, получающих тепловую энергию от открытого акционерного общества «Бишкектеплосеть», сохранен тариф в размере 1695,1 сом/Гкал (без учета налогов), действующий с апреля 2015 г.

Для потребителей данных групп, получающих тепловую энергию от прочих теплоснабжающих организаций, тарифы на тепловую энергию будут применяться на уровне стоимости тепловой энергии.

Для бытовых потребителей горячей воды настоящей ССТП сохраняется единый социально ориентированный тариф в размере 981,76 сом/Гкал.

Вместе с тем, поскольку большая часть населения не имеет приборов учета горячей воды, предусмотрена оплата за горячую воду по нормативу, из расчета потребления на каждого проживающего в жилом помещении человека – 4,8 м³ в месяц.

Для всех остальных потребителей, получающих горячее водоснабжение от открытого акционерного общества «Бишкектеплосеть», сохранен тариф в размере 1695,1 сом/Гкал (без учета налогов), действующий с апреля 2015 г.

Для потребителей данных групп, получающих горячее водоснабжение от прочих теплоснабжающих организаций, тарифы на тепловую энергию будут применяться на уровне стоимости горячей воды.

В ходе реализации Стратегии ежегодно будет проводиться анализ изменения цен на топливные энергетические ресурсы (газ, мазут, уголь, электроэнергия). По итогам проведенного анализа будет определяться отклонение основных технико-экономических показателей деятельности предприятий теплоэнергетического сектора от показателей, принятых в Стратегии.

В перспективе, тарифы на тепловую энергию и горячую воду будут дифференцироваться по категориям потребителей, исходя из их соответствия реальным затратам, понесенным теплоснабжающими организациями при производстве, передаче, распределении и реализации тепловой энергии и горячей воды.

Напомним, что тарифная политика не меняется с 2015 г., когда последний раз повышали стоимость.

В КР тарифы не повышались, хотя зарплата с 2015–2019 гг. выросла на 11,4%, а также поднялись цены на продовольствие и продукты.

Дефицит денежных средств – это одна из главных проблем энергетической отрасли. По словам эксперта Валентины Касымовой, дефицит в тарифе привел к дефициту средств энергокомпаний (убыткам). В 2018 г. дефицит средств составил 400 млн сомов, в том же году убыток по итогам года сложился в размере 3300 млн сомов.

Последствия дефицита денежных средств в энергоотрасли мы наблюдаем уже сейчас.

Вследствие дефицита у энергокомпаний не хватает средств на модернизацию сетей и увеличения мощностей.

В 2019 г. Международный валютный фонд (МВФ) посоветовал властям страны повысить тарифы на электричество.

По словам эксперта Валентины Касымовой, из-за убытков и кризисного состояния энергетики отрасль требует незамедлительного оздоровления отрасли за счет установленного и экономически обоснованного тарифа.

В исследовании фонда «Сороса Кыргызстан» отмечается, что тарифы на электроэнергию были приняты без учета степени их практической реализуемости.

Несмотря на то что было очень много споров и попыток поднять тарифы на электроэнергию, власть к единому решению не пришла. Можно прийти к выводу, что правительству необходимо срочно принимать меры и шаги для реабилитации и модернизации энергетического сектора, а это значит – повышать тарифы на электроэнергию.

2.13. Особенности тарифного регулирования в Туркменистане

В настоящее время в Туркменистане ведется крупномасштабная модернизация и строительство новых энергетических объектов. Они призваны полностью обеспечить внутренний рынок и увеличить объёмы экспортных поставок, существенно улучшить надёжность энергосистемы, придать новый импульс развитию электроэнергетики как базовой отрасли национальной экономики, повысить эффективность промышленного производства в целом и обеспечить дальнейшее динамичное социально-экономическое развитие Туркменистана. Создание в Туркменистане широкой сети энергетической инфраструктуры, модернизация её деятельности как ключевого фактора экономического и социального развития страны выступают приоритетными направлениями государственной политики в сфере энергетики.

Основные производственные и экономические отношения, возникающие в связи с производством, преобразованием, передачей и потреблением электрической (тепловой) энергии, возлагаются на Министерство энергетики Туркменистана. Министерство энергетики Туркменистана – орган, осуществляющий государственное регулирование в области электроэнергетики. Министерство энергетики Туркменистана:

- а) ведёт государственную политику в области электроэнергетики;
- б) разрабатывает основные принципы и приоритетные направления экономических преобразований в сфере электроэнергетики;
- в) разрабатывает государственные программы развития электроэнергетики.

Государственная электроэнергетическая корпорация «Туркменэнерго» – одна из крупных структурных единиц Министерства энергетики Туркменистана. В настоящее время в систему Государственной электроэнергетической корпорации «Туркменэнерго» Министерства энергетики Туркменистана входят: 12 государственных электростанций суммарной установленной мощностью 6511,2 МВт и одна гидроэлектростанция, ставшая своеобразным музеем энергетической отрасли страны; а также 6 производственных объединений; специализированное производственное объединение «Туркменэнергоабатлайыш»; предприятие «Довлетэнергогозегчилик»; управление городского освещения; предприятие «Энергоэнджам»; торгово-снабженческое предприятие «Марыэнергоупчинчилик» [1].

Первое электроэнергетическое сооружение Туркменистана – Гиндикушская гидроэлектростанция, построенная на берегу реки Мургап в 1913 г. На электростанции установлены 3 гидротурбины с общей суммарной мощностью 1,2 МВт. На этой электростанции, ставшей своеобразным музеем энергетической отрасли, и до настоящего времени продолжается генерация электрической энергии.

Действующие государственные электростанции Туркменистана – это электростанции с газовыми или паровыми турбинами, а также парогазовые электростанции комбинированного цикла.

Марыйская государственная электростанция является флагманом туркменской энергетики. На ее территории в сентябре 2018 г. была введена в эксплуатацию уникальная в регионе парогазовая электростанция комбинированного цикла мощностью 1574 МВт. Эта электростанция позволила значительно снизить количество выбросов в окружающую среду за счет внедрения новых технологий. Следовательно, эта электростанция рентабельна не только в экономическом, но и в экологическом плане. Электростанции были вручены следующие сертификаты: сертификат «За устойчивость и эффективность» Института энергии Max Planck, сертификат Американского фонда здоровой экологии, подтверждающий экологическую безопасность электростанции, сертификат «Высокотехнологичный энергетический объект» Швейцарского федерального технологического института.

Реализация в Туркменистане масштабных инвестиционных проектов национального и международного значения, а также принятие важных решений, направленных на развитие экономики за счет диверсификации, еще больше укрепляют веру в дальнейшее достижение успехов в сфере энергетики. Так, в Туркменистане создано Управление международных электроэнергетических проектов по направлению Туркменистан-Афганистан-Пакистан в целях своевременного и успешного строительства линии электропередачи ТАП, а также дальнейшей реализации других международных проектов в данной сфере.

14 января 2021 г. сдана в эксплуатацию Линия электропередачи по направлению Керки (Туркменистан) – Шибрган (Афганистан) протяженностью 153 км и напряжением 500 кВ, которая является частью проекта ЛЭП «Туркменистан – Афганистан – Пакистан». Данный проект нацелен на создание инфраструктуры для экспорта и импорта электроэнергии между тремя странами. Так, электроэнергия из Туркменистана будет подаваться в ряд городов Афганистана, в частности Мазари-Шариф, с дальнейшим выходом на города Пакистана [2].

За последние годы в Туркменистане были приняты и реализованы законодательные инициативы, президентские Программы и Концепции в сфере электроэнер-

гетики. Так, принятие «Концепции развития электроэнергетической отрасли Туркменистана на 2013-2020 годы» стало качественно новой вехой в истории развития отрасли. В соответствии с Концепцией в разных регионах страны построены новые электростанции. На сегодняшний день общая установленная мощность всех электростанций составляет 6511, 2 МВт.

Краткий обзор производства электрической энергии в Туркменистане

Количество генерируемой электроэнергии государственными электрическими станциями Туркменистана на период 2008–2020 годы.

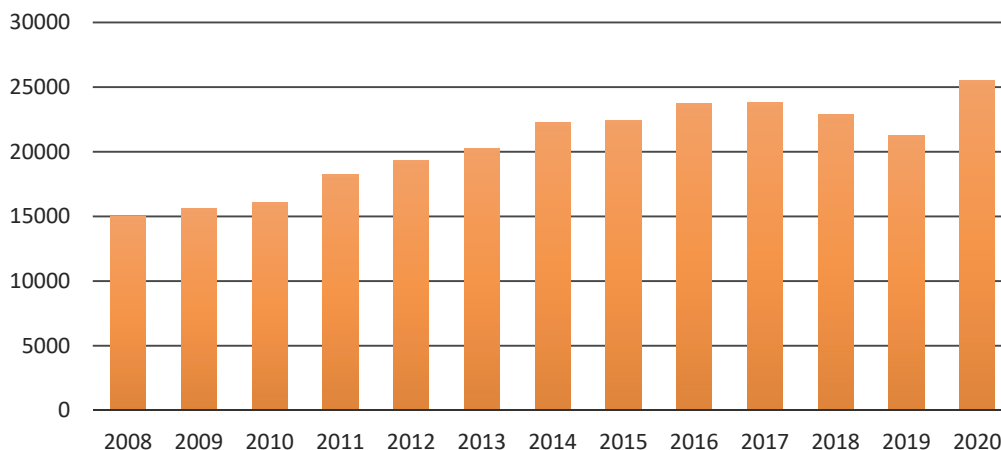


Рис. 2.13.1. Количество электроэнергии, вырабатываемой электростанциями, с 2008 по 2020 г. (млн. кВт·ч)

Как видно из диаграммы, с 2008 по 2017 гг. можно наблюдать увеличение объема производства электрической энергии. В 2018-х и 2019-х годах – снижение объема производства электрической энергии. На положительную динамику производства электроэнергии в 2020 г. (на 25533 млн. кВт·час) повлияло увеличение экспорта.

Удельный вес каждой электростанции в общем объеме выработки электроэнергии в Туркменистане показан на рисунке 2.13.2.

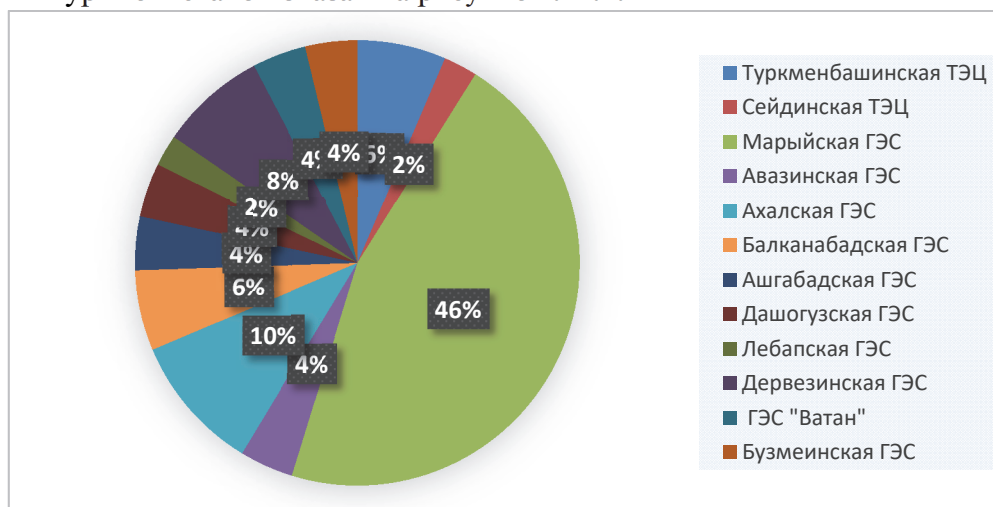


Рис. 2.13.2. Удельный вес каждой электростанции в общем объеме генерируемой электроэнергии.

Как видно из диаграммы, наибольшую выработку электроэнергии – 46% от общей установленной мощности всех электростанций – осуществляет Марыйская государственная электростанция. Следовательно, данная электростанция обладает самым высоким удельным весом.

Необходимо отметить, что наибольшая и значительная доля в структуре генерирующих мощностей страны приходится на электростанции с газовыми турбинами. На нижеследующей диаграмме показана доля производства электроэнергии на КЭС, ГТУ и ТЭЦ относительно 2020 года.

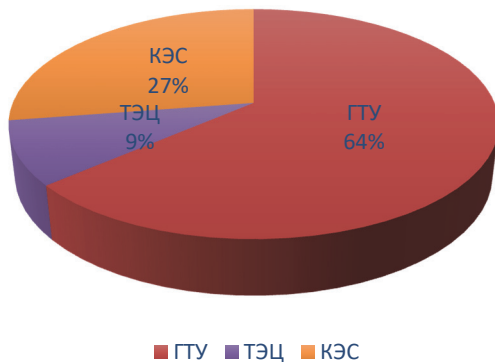


Рис. 2.13.3. Доля полезного отпуска электроэнергии, генерируемой на электрических станциях за 2020 г.

Как видно из диаграммы, доля ГТУ составляет 4145,2МВт (64 %) от общей установленной мощности всех электростанций с газовыми турбинами. На КЭС приходится 1786 МВт (27 %) от общей установленной мощности. Доля ТЭЦ составляет 580 МВт (9%), так как в Туркменистане функционируют всего два ТЭЦ.

Внутреннее потребление электрической энергии в стране также не стабильна. На нижеследующей диаграмме показано внутреннее потребление электрической энергии на период 2008–2020 гг.

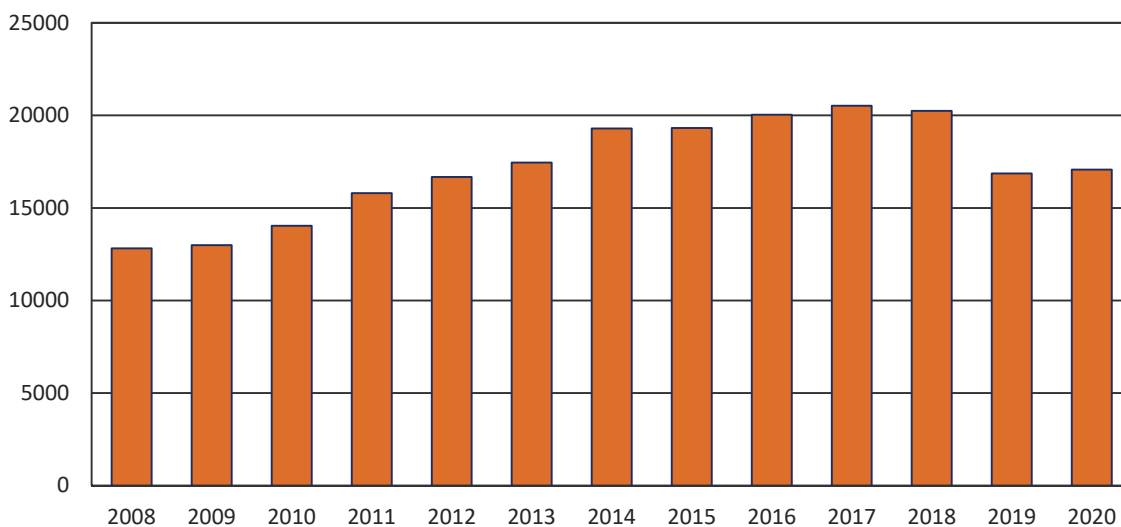


Рис. 2.13.4. Внутреннее потребление электрической энергии на период 2008–2020 гг. (млн.кВт·час).

Как видно из диаграммы до 2017 г. внутреннее потребление электрической энергии растет, также наблюдается резкий скачок в 2017 году. Это можно объяснить проведением в Туркменистане в 2017 г. «V-Азиатских игр в закрытых помещениях и по боевым искусствам». В 2019-2020 гг. мы можем наблюдать снижение потребления электрической энергии. Это объясняется принятием и реализацией «Государственной программы по энергосбережению на 2018–2024 гг.».

Спрос на электроэнергию в стране удовлетворяется за счет избыточной мощности существующих электростанций. С другой стороны, избыток электроэнергии может быть экспортирован. На рисунке 2.13.5 показан объем экспорта электроэнергии на период 2008–2020 гг.

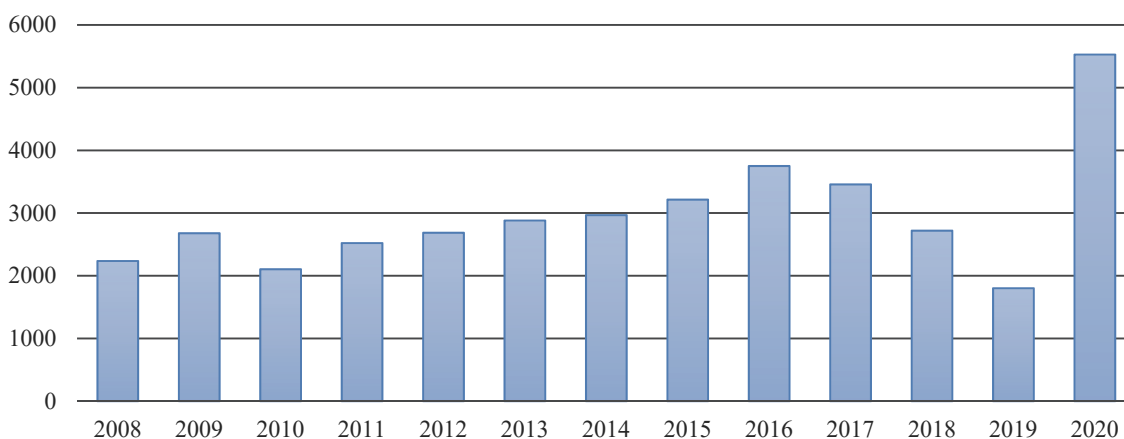


Рис. 2.13.5. Экспорт электрической энергии в зарубежные страны на период 2008–2018 гг. (млн кВт·час)

Как видно из диаграммы, экспорт электроэнергии каждый по-разному. Это связано с изменением внешнего спроса на электроэнергию. В 2020 г. экспорт электроэнергии в зарубежные страны составил 5529 млн кВт·час, из которых экспорт электрической энергии в Иран составил 867 млн кВт·час, в Афганистан – 733 млн кВт·ч, в Узбекистан – 3929 млн кВт·час.

Определение основ ценовой политики в электроэнергетике является одним из основных направлений государственного регулирования в области электроэнергетики. К тарифам предъявляют ряд требований. Тарифы должны:

- отражать все виды затрат, связанные с производством, передачей и распределением энергии, а также планируемые отчисления и накопления для дальнейшего развития энергетики;
- способствовать снижению затрат, связанных с производством и использованием энергии;
- учитывать неравномерность электропотребления и изменение себестоимости электроэнергии по времени суток, дням недели и сезонам года;
- стимулировать потребителей снижать нагрузку в часы пик и повышать ее в часы ночных провалов графика нагрузки;
- быть ясными по своей цели и понятными для потребителя;
- по возможности обеспечивать простоту измерений энергии и расчетов с потребителями.

Применение обоснованных тарифов на электроэнергию является одним из наиболее эффективных экономических методов управления электропотреблением.

Для финансовых расчетов между поставщиками и потребителями электроэнергии, а также для экономического стимулирования потребителей к регулированию нагрузки установлена система ставок тарифов, по которым осуществляется оплата полученной электроэнергии [2].

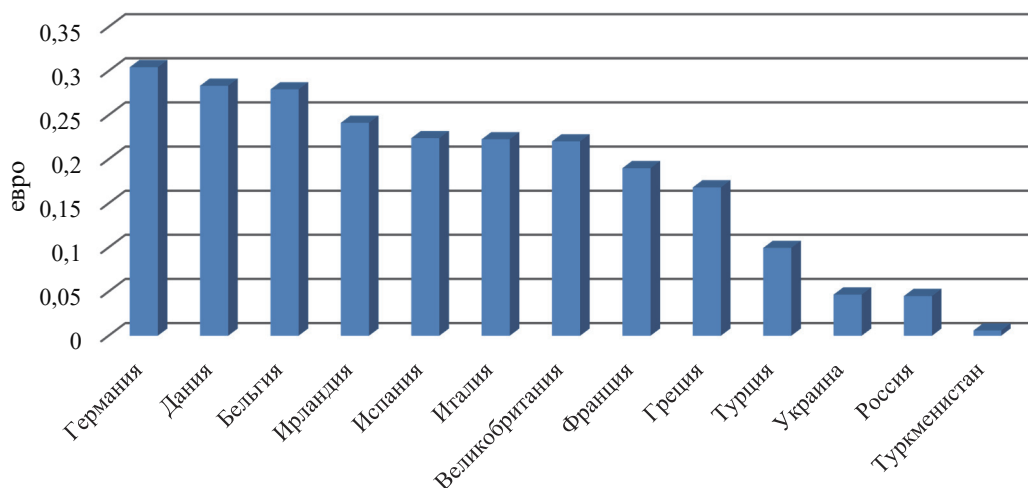


Рис 2.13.6. Сравнительные цены за 1 (кВт·час) кВт·час электрической энергии в странах для населения за 2020 г.

Как видно из диаграммы, самые высокие цены на электрическую энергию в Германии а самая низкая цена в Туркменистане. На самом деле себестоимость электрической энергии в Туркменистане намного больше. Эти факты свидетельствует о том, что проводимая в стране социальная политика направлена на повышение уровня жизни населения.

Цены на электроэнергию в Туркменистане разработаны в соответствии с Постановлением Президента Туркменистана от 10 октября 2017 года № 396 «Об упорядочении стоимости природного газа, электроэнергии, жилищно-коммунальных, автотранспортных и коммуникационных услуг для всех потребителей». Указанные в тарифе цены действуют при передаче электроэнергии энергоснабжающими организациями предприятиям и учреждениям независимо от их численности, отраслевой подчиненности и формы собственности.

Стоимость электроэнергии складывается из платы за 100 киловатт-часов (кВт·ч) активной электроэнергии, отпускаемой потребителю. В тарифах размеры стоимости указываются без учета налога на добавленную стоимость. Это правило не распространяется на стоимость отпускаемой населению электроэнергии. Цена на электроэнергию, поставляемую населению, установлена с учетом налога на добавленную стоимость.

Метод интерполяции используется если фактический объем потребляемой электроэнергии ниже или больше единиц измерения, установленных для расчета цены. Например, для потребителей I группы количество потребляемой электроэнергии на 56 кВт·час рассчитывается следующим образом: $(3,31 \cdot 56) / 100 = 1,85$ маната (без учета НДС), где 3,31 манат – стоимость единицы, 100 кВт·ч – единица измерения, 56 кВт·ч – фактический объем потребленной электроэнергии.

На сегодняшний день установлены нижеследующие размеры стоимости электроэнергии с учетом и без учёта налога на добавленную стоимость

№	Потребитель	Стоимость, манат
1	Для граждан Туркменистана, не занимающиеся предпринимательской деятельностью (с учетом НДС)	2,5 маната
2	Для финансируемых из бюджета и приравненных к ним юридических лиц (без учета НДС)	3,31 маната
3	Для относящихся к государственной собственности хозрасчётных юридических лиц; для не относящихся к государственной собственности юридических лиц и занимающихся предпринимательством физических лиц (без учета НДС)	6,28 маната
4	Для иностранных граждан, имеющих выданный в соответствии с законодательством Туркменистана документ, дающий право проживать на территории Туркменистана, для лиц без гражданства и беженцев (без учета НДС)	2,17 маната
5	Для образованных в соответствии с законодательством зарубежных государств юридических лиц, осуществляющих свою деятельность через зарегистрированные в Туркменистане представительство и филиал (без учета НДС)	3,58 доллара США
6	Для аккредитованных в Туркменистане дипломатических представительств, консульских учреждений зарубежных государств и постоянных представительств при межгосударственных, межправительственных, международных организациях этих государств, а также для межгосударственных, межправительственных, международных организаций, их филиалов и постоянных представительств в Туркменистане (без учета НДС)	3,31 маната

Примечание: курс доллара на 10.02.2021г. 1\$=3,5 маната

Передача электроэнергии всем потребителям (не относящимся к жилому сектору) осуществляется электросетевой компанией в соответствии с договором. В случае возникновения дефицита мощности электроснабжающая организация определяет количество ограниченного потребления электрической энергии в часы максимальной нагрузки. В Туркменистане оплата за потреблённую электрическую энергию производятся по действующему одноставочному тарифу, а цены устанавливаются по первому и второму разряду.

Плата за 100 кВт·ч установлена за отпущенную потребителю активную электрическую энергию, учтенную расчетным счетчиком на стороне первичного напряжения головного абонентского трансформатора.

Если счетчик установлен на стороне вторичного напряжения, т.е. после головного абонентского трансформатора, то указанная в Прейскуранте плата за 1 кВт·ч отпущенной потребителю электрической энергии при расчете с потребителем умножается на коэффициент 1,025.

В случае, если прибор учета не установлен в пределах зоны разделения прибора учета электроэнергии (после трансформатора основного потребителя), технологические затраты на электроэнергию от пределов расчета электроподключения до установки электрического прибора учета определяются методом расчета.

Предоставляемые соц.пакеты для бесплатного пользования электрической, тепловой энергией, природным газом и питьевой водой для следующих потребителей:

- (В) ветеранам ВОВ и его членам семьи -100%;
- (В) ветеранам других войн и его членам семьи (например ветеранам Афганской войны);
- (И) инвалиды 1-группы – 100%;
- 1920-1950 г. репрессированные – 100%;
- (Ч) чабанам пастбищ – 100%;
- (Ж) женщины удостоенные звания «Эне мяхри».

Таким образом, в Туркменистане действуют одноставочные тарифы. Тарифы на электроэнергию в Туркменистане являются наиболее доступными для населения.

Литература

1. Указ Президента Туркменистана от 28.05.2015 г. (14263) «О правилах пользования электрической и тепловой энергией».
2. Указ Президента Туркменистана от 28.09.2018 г. (928) «Об упорядочении стоимости природного газа, электроэнергии, жилищно-коммунальных, автотранспортных и коммуникационных услуг для всех потребителей».
3. Программа по развитию строительной и энергетической инфраструктуры Туркменистана на 2019–2025 гг. – Ашхабат, 2019.
4. А.В. Сычев, «Управление электропотреблением» курс лекций для специальности электроснабжения. – ГГТУ имени П.О. Сухого. – Гомель, 2019 г.
5. URL:www.minenergo.gov.tm
6. Статистический ежегодник Туркменистана по 2008–2021 гг.

2.14. Использование метода сравнения аналогов при установлении сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электроэнергии и технологическом присоединении к электрическим сетям

После реформирования электроэнергетики и развития механизма свободного ценообразования по многим видам ресурсов, на смену нормированию всех видов издержек пришло регулирование конечной цены для потребителей. К настоящему времени в Российской Федерации накоплен значительный опыт в области регулирования тарифов на электрическую энергию.

С началом функционирования оптового рынка в ЕЭС России тарифное регулирование не утратило своей значимости, однако произошло изменение объектов тарифного регулирования и видов деятельности, подлежащих регулированию. Так разделение видов бизнеса на конкурентные и монопольные привело к снятию необходимости установления тарифов для генерирующих предприятий (кроме неценовых зон оптового рынка электроэнергии и изолированных энергосистем). Также часть

предприятий, ведущих сбытовую деятельность, была освобождена от обязанности по утверждению сбытовой надбавки. При этом необходимость регулирования осталась в электросетевом комплексе и для гарантирующих поставщиков.

Методология регулирования также претерпела множество изменений в своем развитии. Были разработаны и опробованы различные методические подходы к установлению тарифов с тем, чтобы обеспечить принципы тарифного регулирования [1]:

1) определение экономической обоснованности планируемых (расчетных) себестоимости и прибыли при расчете и утверждении цен (тарифов);

2) обеспечение экономической обоснованности затрат коммерческих организаций на производство, передачу и сбыт электрической энергии;

3) учет результатов деятельности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, за период действия ранее утвержденных цен (тарифов);

4) учет соблюдения требований законодательства об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, в том числе требований о разработке и реализации программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, требований к организации учета и контроля используемых энергетических ресурсов, сокращению потерь энергетических ресурсов;

5) обеспечение открытости и доступности для потребителей, в том числе населения, процесса тарифного регулирования;

6) обязательный отдельный учет организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, объема продукции (услуг), доходов и расходов на производство, передачу и сбыт электрической энергии.

Принцип экономической обоснованности определяет ведущую роль метода экономически обоснованных расходов при установлении тарифов. Несмотря на принятие к использованию других методов, метод экономически обоснованных расходов остается основой расчетов для других методов. Например, для формирования базы инвестированного капитала, разработки эталонов затрат или установления начальных параметров, а также при индексации необходимой валовой выручки регулируемых организаций.

Выбор и применение методов государственного регулирования тарифов в электроэнергетике РФ осуществляются в порядке, установленном основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и правилами государственного регулирования цен (тарифов), утвержденными Правительством Российской Федерации [2].

Пункт 12 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике предусматривает, что при регулировании цен (тарифов) применяются:

1) метод экономически обоснованных расходов (затрат),

2) метод индексации тарифов,

3) метод сравнения аналогов (эталонных затрат),

4) метод доходности инвестированного капитала,

5) метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки.

Регулирование сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков

На розничном рынке электрической энергии (РРЭ) потребители оплачивают потребленную ими электрическую энергию в адрес энергосбытовых компаний, с ко-

торыми у них заключены договоры энергоснабжения (купли-продажи). Энергосбытовые компании играют важную роль в электроэнергетике, так как они обеспечивают приток денежных средств производителям электрической энергии и сетевым организациям, а также выступают гарантом стабильного функционирования электроэнергетической отрасли.

В настоящее время в РФ энергосбытовые компании разделяются на гарантирующих поставщиков (ГП) и независимые энергосбытовые компании (НЭСК). За ведение энергосбытовой деятельности энергосбытовые компании получают вознаграждение в размере сбытовой надбавки к цене, по которой потребители оплачивают потребленную электрическую энергию.

В отношении энергосбытовых компаний-гарантирующих поставщиков сбытовые надбавки устанавливаются региональными органами тарифного регулирования в сфере электроэнергетики (РЭК) и ранжируются по группам и подгруппам потребителей электрической энергии.

Величина сбытовой надбавки ГП должна учитывать в себе возмещение затрат гарантирующего поставщика на ведение энергосбытовой деятельности, а также соответствующую норму прибыли [3]. Размер сбытовых надбавок НЭСК в настоящее время не регулируется требованиями нормативно-правовых актов РФ, а диктуется рыночными условиями.

Таких образом, методика установления сбытовой надбавки (СН) существенно влияет на прибыльность деятельности ГП и на величину конечной цены на электрическую энергию для потребителей.

В течение нескольких последних лет методические указания по определению сбытовых надбавок ГП изменялись несколько раз, а в июле 2018 г. были изменены принципы регулирования: до этого методика строилась на принципе возмещения экономически обоснованных затрат ГП, а после – на принципе возмещения «эталонных» затрат ГП. Обе методики имеют недостатки.

Целью регулирования энергосбытовой деятельности является недопущение значительного роста цен на электрическую энергию для конечных потребителей, в том числе на основе контроля доходов ГП. В то же время необходимо обеспечить эффективное функционирование субъектов энергосбытовой деятельности на энергорынках как важного звена цепочки поставки электрической энергии потребителям. Выбор метода регулирования СН и методики расчетов сбытовых надбавок определяют успех в решении поставленных задач.

Применение метода экономически обоснованных затрат

По результатам исследования фактических данных о размерах сбытовых надбавок ГП⁴⁵ (рис. 2.14.1) до введения метода эталонов отметим, что разброс величины сбытовой надбавки ГП для потребителей максимальной мощностью до 150 кВт·ч составляла 1005%* (Республика Дагестан – 6,15 коп./кВт·ч, Республика Марий Эл – 61,79 коп./кВт·ч).

⁴⁵ в среднем по наиболее крупному ГП в 2016 г., данные ФАС

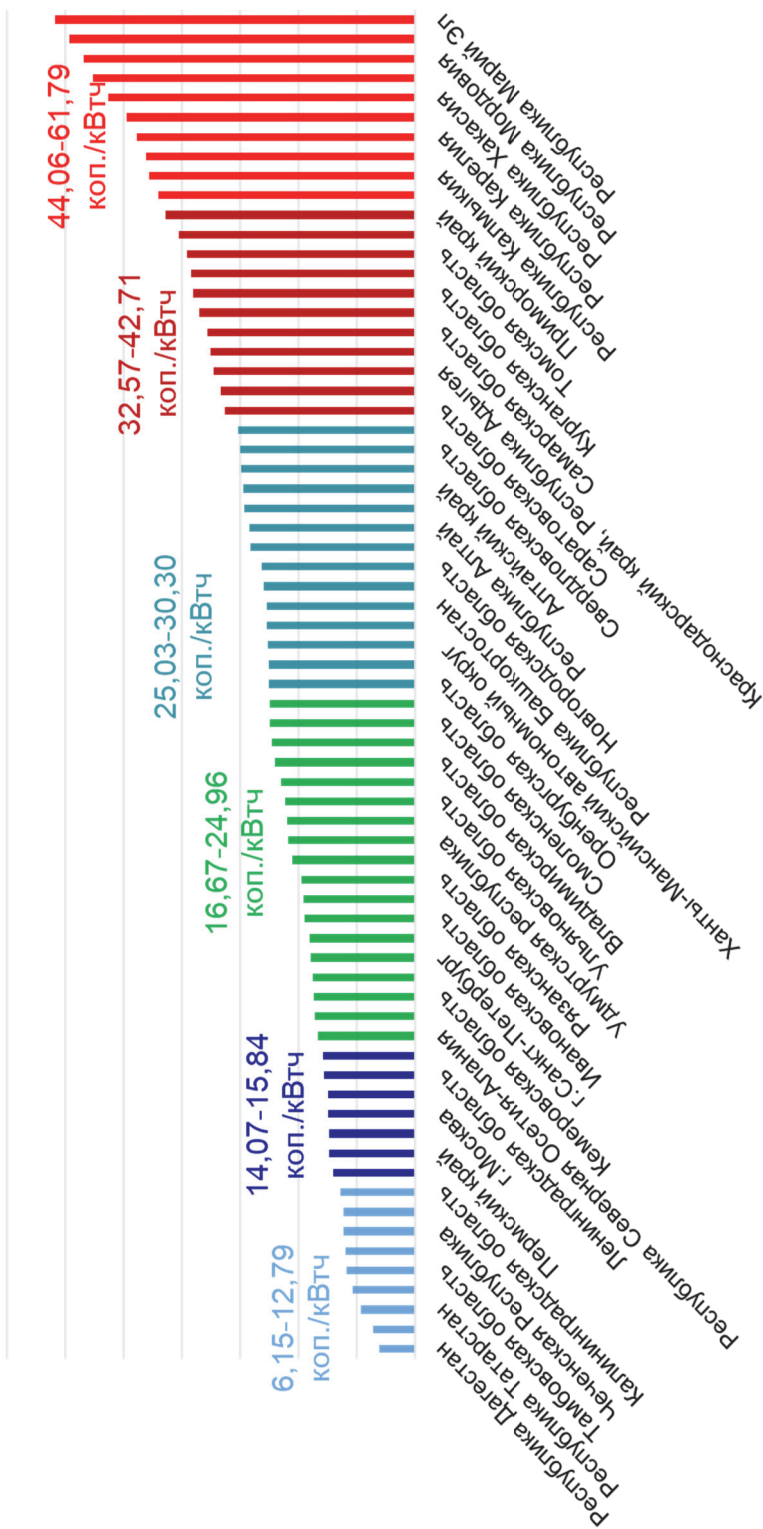


Рис. 2.14.1. Сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков

Метод экономически обоснованных затрат предполагает, что на соответствующий период тарифного регулирования ГП обязаны подавать к возмещению только те затраты, которые обеспечивают ведение энергосбытовой деятельности, а также соответствуют затратам, нормативно разрешенным к учету в необходимой валовой выручке (НВВ) регулируемого субъекта. НВВ – экономически обоснованные расходы ГП, относимые на регулируемую деятельность по обеспечению реализации (сбыта) электроэнергии.

При установлении сбытовых надбавок РЭКи принимают меры, направленные на исключение из расчетов экономически необоснованных расходов ГП [3].

К экономически необоснованным расходам ГП могут относиться расходы, выявленные на основании анализа данных о статистической или бухгалтерской отчетности за соответствующий период тарифного регулирования, а также расходы, выявленные на основании анализа материалов о деятельности ГП.

К таким расходам могут быть отнесены:

- расходы ГП в предыдущем периоде тарифного регулирования, не связанные с выполнением регулируемой деятельности и покрытые за счет поступлений от регулируемой деятельности;
- расходы, учтенные при установлении регулируемых сбытовых надбавок и фактически не понесенные в периоде регулирования, на который устанавливались регулируемые сбытовые надбавки.

Состав расходов, включаемых НВВ ГП:

- расходы на оплату труда и уплату соц.взносов;
- амортизация;
- материальные расходы;
- расходы на ремонт и оплату услуг сторонних организаций;
- налоги;
- внереализационные расходы, в том числе:
 - проценты по обслуживанию кредитов (не более ставки рефинансирования + 4%);
 - резервы по сомнительным долгам (не более 1,5% от выручки базового периода);
- расходы из прибыли (в т.ч. на капитальные вложения).

Рис. 2.14.2. Состав затрат гарантирующих поставщиков в соответствии с методом экономически обоснованных расходов

Смысл дифференциации расходов состоит в разделении регулируемой и нерегулируемой деятельности для ГП. НВВ определяется в соответствии с учетной политикой, отражающей порядок ведения раздельного учета затрат.

Для ГП, функционирующих в субъектах РФ, объединенных в ценовые зоны оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) и объединенных в неценовые зоны ОРЭМ, характерны свои особенности определения сбытовых надбавок [4].

Сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков устанавливаются для следующих групп (подгрупп) потребителей:

- население и приравненные к нему категории потребителей;
- сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии;
- прочие потребители.

В рассматриваемом методе сбытовые надбавки для группы «прочие потребители» дифференцируются по следующим подгруппам потребителей в зависимости от величины максимальной мощности принадлежащих им энергопринимающих устройств

1. Потребители с максимальной мощностью энергопринимающих устройств менее 150 кВт.

2. Потребители с максимальной мощностью энергопринимающих устройств от 150 до 670 кВт.

3. Потребители с максимальной мощностью энергопринимающих устройств от 670 кВт до 10 МВт.

4. Потребители с максимальной мощностью энергопринимающих устройств не менее 10 МВт [4], [5].

Необходимая валовая выручка рассчитывается суммарно по всем группам потребителей (рис. 2.14.3).

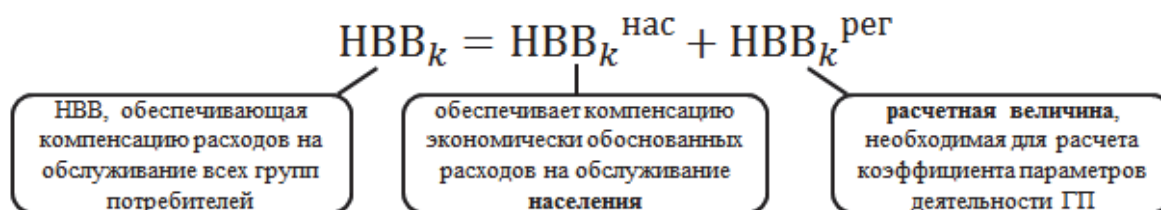


Рис. 2.14.3. Структура НВВ

Для каждой группы (подгруппы) потребителей характерны свои экономически обоснованные и необоснованные расходы гарантирующих поставщиков. При установлении сбытовых надбавок регулирующие органы принимают меры, направленные на исключение из расчетов экономически необоснованных расходов гарантирующих поставщиков.

К экономически необоснованным расходам гарантирующих поставщиков относятся в том числе выявленные на основании данных статистической и бухгалтерской отчетности за год и иных материалов:

- расходы ГП в предыдущем периоде регулирования, не связанные с осуществлением регулируемой деятельности и покрытые за счет поступлений от регулируемой деятельности;
- учтенные при установлении регулируемых сбытовых надбавок расходы, фактически не понесенные в периоде регулирования, на который устанавливались регулируемые сбытовые надбавки.

Также при установлении сбытовых надбавок регулирующие органы принимают меры, направленные на исключение из расчетов экономически необоснованных доходов гарантирующих поставщиков, полученных в предыдущем периоде регулирования в результате регулируемой деятельности.

Для гарантирующих поставщиков, расположенных в субъектах Российской Федерации, объединенных в ценовые зоны оптового рынка электрической энергии и мощности и объединенных в неценовые зоны оптового рынка электрической энергии и мощности характерны свои особенности определения сбытовых надбавок [5].

Рассмотрим расчет сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков в отношении «прочих потребителей» – юридических лиц, составляющих наибольшую долю потребителей в структуре поставок электроэнергии гарантирующих поставщиков, расположенных на территориях субъектов Российской Федерации, объединенных в ценовые зоны оптового рынка электрической энергии и мощности.

Сбытовые надбавки для потребителей, относящихся к группе «прочие потребители», устанавливаются органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов в виде формулы как процент от цен (тарифов) на электрическую энергию и (или) мощность исходя из размера доходности продаж гарантирующего поставщика, дифференцированного по подгруппам потребителей [6].

$$СН_{i,j,k}^{\text{проч}} = ДП_{i,k} \times K_k^{\text{рег}} \times Ц_{j,k}^{\text{э(м)}}$$

где $СН_{i,j,k}^{\text{проч}}$ – сбытовая надбавка для i -й подгруппы группы «прочие потребители», соответствующая j -тому виду цены на электрическую энергию и (или) мощность k -го гарантирующего поставщика, руб./кВт·ч или руб./кВт; $ДП_{i,k}$ – доходность продаж, определяемая в отношении i -ой подгруппы группы «прочие потребители» k -го гарантирующего поставщика, %; $K_k^{\text{рег}}$ – коэффициент параметров деятельности гарантирующих поставщиков, определяемый в отношении группы «прочие потребители» k -го гарантирующего поставщика; $Ц_{j,k}^{\text{э(м)}}$ – j -ый вид цены на электрическую энергию и (или) мощность k -го гарантирующего поставщика, руб./кВт·ч или руб./кВт.

Процент от цен (тарифов) на электрическую энергию и(или) мощность принимается равным произведению доходности продаж гарантирующего поставщика в отношении каждой подгруппы группы «прочие потребители» и коэффициента, отражающего влияние региональных параметров деятельности гарантирующего поставщика на величину сбытовой надбавки в отношении группы «прочие потребители».

Как видно из расчетной формулы сбытовой надбавки, ее значение будет тем выше, чем выше будут ее составляющие. Поэтому гарантирующие поставщики заинтересованы в максимизации входящих в формулу показателей. Для потребителей электрической энергии ситуация складывается в противоположную сторону – чем выше конечная цена на электрическую энергию, тем для них хуже. Рассмотрим каждую составляющую в формуле расчета сбытовой надбавки.

Доходность продаж в отношении i -й подгруппы группы «прочие потребители» k -го гарантирующего поставщика определяется в процентах отдельно для первого и второго полугодия расчетного периода регулирования по формулам:

$$ДП_{i,k}^{1п/г} = ДП_{i,k,баз}^{2п/г},$$

$$ДП_{i,k}^{2п/г} = БДП_{i,k} \times K_{i,k}^{потр} \times K_{i,k}^{нас} \times K_k^{тер},$$

где $ДП_{i,k,баз}^{2п/г}$ – доходность продаж для i -й подгруппы группы «прочие потребители» k -го гарантирующего поставщика, определенная в отношении второго полугодия базового периода регулирования, %; $БДП_{i,k}$ – базовая доходность продаж по i -ой подгруппе группы «прочие потребители» k -го ГП, %; $K_{i,k}^{потр}$ – поправочный коэффициент, определяемый для i -ой подгруппы группы «прочие потребители» в зависимости от объема потребления электрической энергии потребителями (покупателями) k -го гарантирующего поставщика; $K_{i,k}^{нас}$ – поправочный коэффициент, определяемый для i -ой подгруппы группы «прочие потребители» в зависимости от доли объема потребления электрической энергии населением в объеме потребления электрической энергии потребителями (покупателями) k -го гарантирующего поставщика; $K_k^{тер}$ – поправочный коэффициент, определяемый в зависимости от территориальных особенностей зоны деятельности k -го гарантирующего поставщика; $БДП_{i,k}$, $K_{i,k}^{потр}$ и $K_{i,k}^{нас}$ принимаются равными соответствующим табличным значениям, приведенным в Приложении 1 к Методическим указаниям по расчету сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков, утвержденных приказом ФСТ России от 30 октября 2012 г. № 703-э. Значение этих трех показателей заведомо определено. В соответствии с пунктом 20 Методических указаний, значение коэффициента $K_k^{тер}$ определяется по формуле:

$$K_k^{тер} = \frac{Ц_{p,k}^{э(м)}}{Ц_k^{э(м)}}$$

$$Ц_{p,k}^{э(м)} = \frac{Ц_{p,k}^{э} \times Э_k + Ц_{p,k}^M \times M_k}{Э_k}$$

$$Ц_k^{э(м)} = \frac{Ц_k^{э} \times Э_k + Ц_k^M \times M_k}{Э_k}$$

где $Ц_{p,k}^{э(м)}$ – цена на электрическую энергию (мощность), рассчитанная по формуле (5), руб./кВт·ч; $Ц_k^{э(м)}$ – цена на электрическую энергию (мощность), рассчитанная по формуле (6), руб./кВт·ч; $Ц_{p,k}^{э}$ – цена на электрическую энергию, определяемая в рублях за киловатт-час в зависимости от места расположения зоны деятельности k -го гарантирующего поставщика следующим образом: например, если зона деятельности k -го гарантирующего поставщика расположена в p -й ($p = 1$ или 2) ценовой зоне оптового рынка, то опубликованная Советом рынка на расчетный период регулирования прогнозная свободная (нерегулируемая) цена на электрическую энергию для p -й ($p = 1$ или 2 , соответственно) ценовой зоны оптового рынка; $Ц_{p,k}^M$ – цена на мощность, определяемая в рублях за киловатт в зависимости от места расположения зоны деятельности k -го гарантирующего поставщика следующим образом: например, если зона деятельности k -го гарантирующего поставщика расположена в p -ой ($p = 1$ или 2) ценовой зоне оптового рынка, то опубликованная Советом рынка на расчетный период регулирования прогнозная свободная (нерегулируемая) цена на мощность для p -й ($p = 1$ или 2 , соответственно) ценовой зоны оптового рынка; $Э_k$ – прогнозный объем потребления электрической энергии, приобретаемой потребителями (покупателями)

k -го гарантирующего поставщика, не относящимися к населению, определяемый в соответствии со сводным прогнозным балансом на расчетный период регулирования, кВт·ч; M_k – прогнозный объем потребления мощности, оплачиваемой потребителями (покупателями) k -го гарантирующего поставщика, не относящимися к населению, определяемый в соответствии со сводным прогнозным балансом на расчетный период регулирования, кВт; $\Pi_k^э$ – цена на электрическую энергию, определяемая в рублях за киловатт-час в зависимости от места расположения зоны деятельности k -го ГП следующим образом: например, если зона деятельности k -го гарантирующего поставщика расположена на территориях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации не установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, то – опубликованная Советом рынка на расчетный период регулирования прогнозная свободная (нерегулируемая) цена на электрическую энергию для субъекта Российской Федерации, в котором расположена зона деятельности k -го гарантирующего поставщика; $\Pi_k^м$ – цена на мощность, определяемая в рублях за киловатт в зависимости от места расположения зоны деятельности k -го гарантирующего поставщика следующим образом: например, если зона деятельности k -го гарантирующего поставщика расположена на территориях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации не установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, то – опубликованная Советом рынка на расчетный период регулирования прогнозная свободная (нерегулируемая) цена на мощность для субъекта Российской Федерации, в котором расположена зона деятельности k -го гарантирующего поставщика. $K_k^{тер}$ так же относится к показателям, на которые гарантирующий поставщик не может оказать влияние, которые формируются по заведомо прогнозируемым контролирующими органами показателям.

Следующей составляющей формулы сбытовой надбавки гарантирующего поставщика является коэффициент параметров деятельности гарантирующих поставщиков $K_k^{рег}$ в отношении группы «прочие потребители» k -го гарантирующего поставщика. Он рассчитывается исходя из необходимой валовой выручки k -го гарантирующего поставщика, определяемой в соответствии с п. 22 действующих Методических указаний, отдельно для первого и второго полугодия расчетного периода регулирования по формулам:

$$K_k^{рег,1п/г} = K_{k,баз}^{рег,2п/г} \quad (7)$$

$$K_k^{рег,2п/г} = 1 + \frac{НВВ_k^{рег}}{\sum_i ДП_{i,k}^{2п/г} \times \mathcal{E}_{i,k}^{проч,2п/г} \times \Pi_k^{э(м)}} \quad (8)$$

где $K_{k,баз}^{рег,2п/г}$ – коэффициент параметров деятельности гарантирующих поставщиков, определенный в отношении группы «прочие потребители» k -го гарантирующего поставщика для второго полугодия базового периода регулирования; $\mathcal{E}_{i,k}^{проч,2п/г}$ – прогнозный объем потребления электрической энергии, приобретаемой потребителями (покупателями) относящимися к i -й подгруппе группы «прочие потребители» k -го гарантирующего поставщика, определяемый в соответствии со сводным прогнозным балансом на второе полугодие расчетного периода регулирования, кВтч; $\Pi_k^{э(м)}$ – прогнозируемая стоимость одного киловатт-часа электрической энергии и мощности,

которые приобретаются k -ым гарантирующим поставщиком на оптовом и розничном рынках, рассчитываемая в соответствии с п. 20 действующих Методических указаний, руб./кВт·ч; HBB_k^{per} – расчетная необходимая валовая выручка k -го гарантирующего поставщика в расчетном периоде регулирования для определения коэффициента параметров деятельности гарантирующего поставщика, определяемая в соответствии с п. 21 действующих Методических указаний по расчету сбытовой надбавки, руб.

Необходимая валовая выручка (НВВ) k -го гарантирующего поставщика в расчетном периоде регулирования, обеспечивающая компенсацию экономически обоснованных расходов на обслуживание всех групп потребителей, для целей расчета коэффициента параметров деятельности гарантирующего поставщика (K_k^{per}) определяется исходя из предложений гарантирующего поставщика на расчетный период регулирования о величине экономически обоснованных расходов, относимых на все группы потребителей, по составу прямых и косвенных расходов, определяемых согласно учетной политики, принятой гарантирующим поставщиком [3].

При расчете необходимой валовой выручки расходы на формирование резерва по сомнительным долгам учитываются в размере не более 1,5% от валовой выручки на базовый период регулирования.

Как видно из формулы расчета коэффициента параметров деятельности гарантирующих поставщиков, данный показатель будет тем выше, чем выше будет значение второго слагаемого и выше значение необходимой валовой выручки, которая в свою очередь может расти только в рамках экономически обоснованных расходов и объема обслуживаемых потребителей.

J -й вид цены $\Pi_{j,k}^{э(м)}$ на электрическую энергию и (или) мощность k -го гарантирующего поставщика определяется в отношении расчетного периода для каждой ценовой категории.

Для 1 ЦК:

- средневзвешенная нерегулируемая цена на ээ(мощность);

Для 2 ЦК:

- дифференцированная по зонам суток расчетного периода СВНЦ на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке;

Для 3 и 4 ЦК:

- дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам рынка на сутки вперед (далее – РСВ) и балансирующего рынка (далее – БР);

- средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность на оптовом рынке;

Для 5 и 6 ЦК:

- дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию, определяемая по результатам РСВ;

- дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию, определяемая по результатам БР в отношении объема превышения фактического потребления над плановым; в отношении объема превышения планового потребления над фактическим;

- приходящаяся на единицу электрической энергии величина разницы предварительных требований и обязательств, рассчитанных на оптовом рынке по результатам РСВ;

- приходящаяся на единицу электрической энергии величина разницы предварительных требований и обязательств, рассчитанных на оптовом рынке по результатам БР;
- средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность на оптовом рынке [5].

Итак, значение сбытовой надбавки тем выше, чем выше будут ее составляющие, поэтому, при использовании данной методики ГП заинтересованы в увеличении стоимости покупаемой ГП электрической энергии и мощности, что противоречит интересам потребителей, а сам подход может использоваться для получения дополнительных доходов ГП.

Необходимо отметить и другие следствия использования метода экономически обоснованных расходов.

1) Собираемость НВВ ГП зависит от точности прогноза цены НП «Советом рынка».

2) Снижение конкурентоспособности ГП на розничном рынке.

3) Рост цены на электроэнергию (мощность) у потребителей.

Одним из вариантов решения такой проблемы могло бы послужить установление сбытовых надбавок ГП в виде фиксированной величины в рублях за 1 кВтч, что больше не мотивировало бы ГП закупать электрическую энергию на ОРЭМ по высокой цене.

Об эталонной сбытовой надбавке для ГП в регулирующих органах РФ речь начала заходить еще в 2011–2012 гг. Использование в расчетах за электрическую энергию сбытовых надбавок, определенных по новой методике, было установлено с 1 июля 2018 г. [6].

Для разработки метода сравнения аналогов (эталонных затрат) для ГП были поставлены следующие задачи:

1. Определение порядка расчета сбытовой надбавки гарантирующего поставщика.
2. Определение рекомендуемого состава затрат для расчета величины необходимой валовой выручки гарантирующего поставщика.
3. Классификация гарантирующих поставщиков по критериям с целью определения эталона.
4. Определение целевых показателей деятельности гарантирующих поставщиков, исходя из международного опыта, фактически сложившихся бизнес-процессов гарантирующих поставщиков.
5. Определение эталонных затрат на энергосбытовую деятельность исходя из международного опыта, фактически сложившихся бизнес-процессов гарантирующих поставщиков.
6. Описание порядка определения и пересмотра эталонных затрат на сбытовую деятельность на срок от 3 до 5 лет.
7. Анализ целесообразности использования метода эталонных затрат для территорий, не объединенных в ценовые и неценовые зоны оптового рынка.

Внедрение новых принципов регулирования сбытовых надбавок потребовало исследований доходов и расходов большого количества сбытовых организаций. С появлением же методики, и результатов ее применения, стало возможным исследование влияния ее использования на достижение целей регулирования электроэнергетики.

Применение метода сравнения аналогов («эталонных» затрат)

К основным задачам, которые ставились при переходе к новым принципам определения сбытовых надбавок, можно отнести:

- 1) стимулирование ГП к повышению эффективности их деятельности и к повышению их конкурентоспособности на РРЭ;
- 2) исключение зависимости сбытовых надбавок ГП от цены закупки электрической энергии и мощности;
- 3) создание единого на Федеральном уровне механизма определения сбытовых надбавок, который ставил под контроль права региональных энергетических комиссий субъектов РФ определять сбытовые надбавки ГП с высокой долей самостоятельности.

Метод «эталонных» затрат предполагает расчёт сбытовых надбавок ГП, исходя из эталонной величины затрат на одну точку поставки электрической энергии, и их выражение в рублях за кВтч. Методические указания по расчету сбытовых надбавок ГП методом сравнения аналогов описывают алгоритм расчета сбытовых надбавок ГП в единой логике с применением нормативов эталонов затрат для всех ГП на территории соответствующих субъектов РФ. Нормативы применяемых эталонных затрат определяются в зависимости от той группы масштаба деятельности ГП (10 групп), к которой будет отнесен соответствующий ГП. Отнесение к группе масштаба деятельности осуществляется на основании расчета приведенного количества точек поставки ГП.

Для первой группы масштаба деятельности предусмотрены наибольшие нормативы постоянных эталонных затрат ГП на обслуживание одной точки поставки, а для десятой группы масштаба деятельности предусмотрены наименьшие нормативы эталонных затрат. Эталонная НВВ ГП распределяется на плановый объем поставки электрической энергии по рассчитанному приведенному количеству точек поставки. Дифференциация ГП на группы масштаба деятельности учитывает эффект масштаба, тем не менее данная дифференциация не позволяет учитывать индивидуальные особенности деятельности ряда гарантирующих поставщиков. То есть не исключаются случаи, когда при большом количестве точек поставки, но с малым планируемым объемом электрической энергии, относительно большая величина эталонных затрат распределяется на относительно малый объем. В результате даже внутри одного региона несколько ГП могут получать существенно отличающиеся сбытовые надбавки.

При определении эталонной НВВ ГП для расчета эталонных сбытовых надбавок учитываются следующие расходы:

- 1) экономически обоснованные расходы, связанные с ведением энергосбытовой деятельности в качестве ГП по соответствующим группам и подгруппам потребителей;
- 2) эталоны затрат ГП;
- 3) неподконтрольные расходы ГП, включающие амортизацию основных средств, налоги, капитальные вложения из прибыли в соответствии с инвестиционной программой, внереализационные расходы на списание безнадежной к взысканию дебиторской задолженности сетевых организаций;
- 4) выпадающие, недополученные (излишне полученные) доходы от ведения деятельности в качестве ГП за период, предшествующий базовому периоду регулирования;

5) недополученные (излишне полученные) доходы, связанные с отклонением величины фактического полезного отпуска от величины, учитываемой при установлении сбытовых надбавок ГП, за исключением дохода, полученного от увеличения полезного отпуска электрической энергии, связанного с принятием на обслуживание потребителей электрической энергии в течение периода, предшествующего базовому периоду регулирования [7].

Эталонная выручка ГП (Рис. 2.14.4) рассчитывается РЭК субъектов РФ исходя из:

сумма переменных компонентов эталонов затрат ГП на соответствующий период регулирования	×	прогнозная валовая выручка ГП от продажи ЭЭ(М) соответствующей подгруппе потребителей		
+				
прогнозное количество точек поставки по каждой группе потребителей	×	сумма постоянных компонентов эталонов затрат для соответствующей подгруппы потребителей	×	ИПЦ на соответствующий период регулирования по отношению к году, в ценах которого были определены эталонные затраты
+				
расчетная предпринимательская прибыль ГП (1,5% от валовой выручки ГП по регулируемому виду деятельности)*				

Рис. 2.14.4. Структура НВВ при использовании метода сравнения аналогов

- эталонных затрат ГП, установленных в зависимости от масштаба, территориальных и иных характеристик деятельности ГП;
- количества точек поставки на розничном рынке, распределенных по группам и подгруппам потребителей и сетевым организациям с учетом данных, предоставленных ГП и сетевыми организациями, определяемым новой методикой расчета сбытовых надбавок ГП;
- прогноза объемов потребления электрической энергии по группам и подгруппам потребителей и прогноза объемов потерь сетевых организаций, в соответствии со сводным прогнозным балансом производства электрической энергии;
- прогнозов цен (тарифов) на электрическую энергию, поставляемую потребителям или сетевым организациям;
- величины неподконтрольных расходов ГП [6].

Значения эталонов затрат ГП для каждой из групп и подгрупп потребителей ГП определяются в виде переменных и постоянных составляющих.

Переменные затраты определяются в процентах от валовой выручки ГП при продаже электрической энергии по соответствующей группе и подгруппе потребителей. Величина затрат зависит от стоимости поставляемой электрической энергии, отражает следующие статьи расходов:

- расходы на обслуживание кредитов, необходимых для поддержания соответствующего размера оборотного капитала при просрочке платежей со стороны потребителей электрической энергии (при этом под достаточным размером оборотного капитала понимается величина не более одной двенадцатой части валовой выручки от продажи электрической энергии каждой группы и подгруппы потребителей за базовый период регулирования);

- расходы на формирование резерва по сомнительным долгам в размере 1,5 процентов от валовой выручки от продажи электрической энергии потребителям [9];

Постоянные затраты – затраты в рублях на одну точку поставки электрической энергии на розничном рынке, отражающие следующие статьи расходов:

- расходы на оплату труда сотрудников ГП;
- на содержание помещений;
- на печать и доставку документов;
- на колл-центры, занимающиеся обслуживанием потребителей;
- на сбор и обработку показаний приборов учета;
- на обеспечение возможности потребителю внесения платы по договору энергоснабжения (купли-продажи) электрической энергии различными способами [6].

Значения эталонов затрат ГП дифференцируются по субъектам РФ. К эталонным затратам применяются региональные коэффициенты (с учётом удалённости) и коэффициенты масштаба (чем больше точек поставок у гарантирующего поставщика, тем ниже коэффициент).

Преимущества и недостатки использования метода сравнения аналогов («эталонных» затрат) для гарантирующего поставщика

При использовании метода сравнения аналогов ГП могут управлять своими фактическими затратами на ведение энергосбытовой деятельности таким образом, что, сокращая свои фактические затраты в сравнении с эталонными, ГП могут оставлять у себя сэкономленные средства.

Для ГП появляется гарантированная предпринимательская прибыль в размере 1,5% от необходимой валовой выручки ГП, рассчитанной как общая планируемая выручка от реализации электрической энергии, уменьшенная на величину стоимости сетевой и инфраструктурной составляющих.

В эталонной сбытовой надбавке учитываются как постоянные затраты, так и переменные, связанные с обслуживанием заёмных средств и созданием резервов по сомнительным долгам.

На основании анализа тарифных решений РЭК в 2018–2019 гг. можно сделать вывод о том, что за счет использования новой методики установленные сбытовые надбавки ГП в сравнении со сбытовыми надбавками ГП за прошлые периоды выросли у 69 из 77 крупнейших ГП [8]. Данный рост сбытовых надбавок, прежде всего, произошел из-за принятых нормативов «эталонных затрат». Такие тарифные решения улучшили результаты деятельности ГП.

Однако необходимо отметить, что рост установленных эталонных сбытовых надбавок стимулирует развитие конкуренции на РРЭ и заставляет конечных потребителей все сильнее задумываться об альтернативных вариантах покупки электрической энергии – переходе на обслуживание к независимым энергосбытовым компаниям (НЭСК). На фоне роста сбытовых надбавок ГП НЭСК начинают получать конкурентное

преимущество по цене при прочих равных условиях поставки электрической энергии. При повышении осведомленности потребителей о возможности изменения поставщика электрической энергии, при установлении эталонных сбытовых надбавок на текущем уровне, у ГП возникает высокий риск потери своих основных потребителей.

Преимущества и недостатки использования метода сравнения аналогов («эталонных» затрат) для потребителей

Сбытовые надбавки устанавливаются в рублях за кВтч, а не в виде сложной формулы, что существенно упрощает для потребителей понимание происхождения и применения сбытовой надбавки при формировании счета за электрическую энергию. Однако последовавший рост сбытовых надбавок является для потребителей отрицательным результатом использования методики.

Отсутствие прозрачности формирования размеров нормативов «эталонных» затрат, на основании которых рассчитываются сбытовые надбавки, дают повод для сомнений в эффективности эталонного метода регулирования, который планируется к внедрению в других сегментах электроэнергетической отрасли (например, для сетевых организаций). Возможность установления завышенных нормативов затрат, из-за недостаточности или искажения исходных данных, снижает прозрачность тарифного регулирования в целом [8]. Для преодоления отрицательных последствий необходимо ввести, как обязательный, механизм проведения экспертизы обоснованности и достоверности утверждаемых эталонов затрат, а также проводить мониторинг факторов, на основе которых эталоны сформированы. Кроме того, можно совершенствовать метод сравнения аналогов через внедрение выравнивания или перераспределения индивидуальных эталонных затрат по каждому ГП в рамках одного субъекта РФ между всеми потребителями региона [9]. Это позволило бы приблизиться к балансу интересов потребителей и поставщиков электроэнергии в границах региона.

В настоящее время многие потребители электрической энергии из-за неосведомленности о возможности перехода от ГП к НЭСК, у которых сбытовые надбавки могут быть гораздо ниже, оплачивают относительно высокие сбытовые надбавки ГП. Установление высоких значений эталонов для сбытовых надбавок мотивирует потребителей электрической энергии переходить на обслуживание к НЭСК, и в худшем для ГП случае, не исключен полный уход потребителей, за исключением населения, на обслуживание к НЭСК. Это создает риски снижения стабильности обслуживания населения и дальнейшего банкротства ГП.

В тоже время высокие сбытовые надбавки можно рассматривать как стимул для развития конкуренции на розничных рынках электроэнергии. У ГП есть возможность выходить за границы своей зоны сбытовой деятельности в качестве НЭСК. Они могли бы использовать создаваемые секторы энергорынков через формирование конкурентных преимуществ – управление спросом на электрическую энергию и мощность, уход от потребления электрической энергии в пиковые часы загрузки единой энергосистемы – для развития рынков и достижения своих стратегических целей.

Использование метода сравнения аналогов при технологическом присоединении к электросетям

Технологическое присоединение – услуга, которую оказывает сетевая организация для подключения энергопринимающих устройств физических, юридических или индивидуальных предпринимателей к электрическим сетям.

Определение платы за технологическое присоединение долгое время является дискуссионным вопросом, в первую очередь из-за необходимости распределения затрат по видам деятельности – присоединение новых объектов часто невозможно без развития других участков электросети. Основанием в определении размера платы за техприсоединение рассматривалось установление принципа расчета величины инвестиционной составляющей, так как за счет этих средств сетевые компании имеют возможность реализовывать мероприятия по устранению дефицита пропускной способности электрической сети.

Процесс стандартизации платы за технологическое присоединение был начат в 2007 году. «Стандартная плата» для потребителей устанавливалась с дифференциацией по уровню напряжения и объему мощности, индивидуальная плата I – для относительно крупных потребителей, вошедших в инвестиционную программу сети, и индивидуальная плата II – для всех, не вошедших в инвестпрограмму. При этом плата за 1кВт присоединяемой мощности в разных регионах отличалась значительно. Например, стандартная плата была установлена для ОАО «Псковэнерго» - 6 руб./кВт, а для ОАО «МОЭСК» - 102 338 руб./кВт. Как сетевые компании, так и потребители отмечали следующие проблемы:

- непрозрачность процедуры технологического присоединения;
- непрозрачность в определении платы;
- долгий срок технологического присоединения;
- необоснованные отказы в присоединении для генерирующих объектов.

Для совершенствования подходов к государственному тарифному регулированию электросетевого комплекса в 2017 г. утверждены методические указания [10] по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на основе метода сравнения аналогов в целях соблюдения общих принципов государственной политики в сфере электроэнергетики [1], а именно:

- соблюдения баланса экономических интересов поставщиков и потребителей электрической энергии;
- обеспечения недискриминационных и стабильных условий для осуществления предпринимательской деятельности в сфере электроэнергетики;
- обеспечения экономически обоснованной доходности инвестированного капитала, используемого при осуществлении субъектами электроэнергетики видов деятельности, в которых применяется государственное регулирование цен (тарифов).

Использование метода эталонов направлено на повышение прозрачности уровня платы за технологическое присоединение, рассчитываемого территориальными сетевыми организациями, для всех заявителей – юридических лиц, индивидуальных предпринимателей, физических лиц.

Плата за технологическое присоединение к электросетям

Методические указания определяют основные положения по расчету размера платы за технологическое присоединение устройств:

- энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии,
- объектов по производству электрической энергии,

- объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к объектам электросетевого хозяйства сетевых организаций.

Мероприятия по технологическому присоединению включают в себя:

1. Подготовку, выдачу сетевой организацией технических условий и их согласование с системным оператором (субъектом оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах), а в случае выдачи технических условий электростанцией - согласование их с системным оператором (субъектом оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) и со смежными сетевыми организациями;

2. Разработку сетевой организацией проектной документации согласно обязательствам, предусмотренным техническими условиями;

3. Разработку заявителем проектной документации в границах его земельного участка согласно обязательствам, предусмотренным техническими условиями, за исключением случаев, когда в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности разработка проектной документации не является обязательной;

4. Выполнение технических условий заявителем и сетевой организацией, включая осуществление сетевой организацией мероприятий по подключению энергопринимающих устройств под действие аппаратуры противоаварийной и режимной автоматики в соответствии с техническими условиями;

5. Проверку выполнения заявителем и сетевой организацией технических условий.

Плата за технологическое присоединение к электрическим сетям взимается однократно.

Размер расходов на выполнение мероприятий по созданию технической возможности технологического присоединения (развитие существующей сети), не включаемых в плату за технологическое присоединение, определяется сметной документацией и не должен превышать размер расходов, определенный в соответствии с утвержденными федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики в области топливно-энергетического комплекса, укрупненными нормативами цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики [1]).

В решении органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов об установлении платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту указываются расходы сетевой организации, не включаемые в плату за технологическое присоединение и подлежащие учету при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на очередной период регулирования.

Виды стандартизированных ставок

Плата за присоединение к единой национальной электрической сети устанавливается ФАС, к территориальным распределительным сетям – региональными регулирующими органами (Рис. 2.14.5).

Присоединение к ЕНЭС	<p>Индивидуально для конкретного Заявителя при обращении в ФАС при необходимости выполнения сетевой организацией мероприятий по строительству объектов электросетевого хозяйства от существующих электрических сетей до Устройств;</p> <p>В размере стандартизированной тарифной ставки</p>
	$C_1 = C_{1.1} + C_{1.2}$
Присоединение к территориальным распределительным сетям	<p>Плата для Заявителя, максимальной мощностью³ ≤ 15 кВт, в размере 550 рублей (напряжение ≤ до 20 кВ, расстояние ≤ 300м (500 метров в сельской местности));</p> <p>Стандартизированные тарифные ставки ($C_2, C_3, C_4, C_5, C_6, C_7$);</p> <p>Ставки за единицу максимальной мощности (руб./кВт) ($C_{2(s,t)}^{max N}, C_{3(s,t)}^{max N3}, C_{4(s,t)}^{max N}, C_{5(s,t)}^{max N}, C_{6(s,t)}^{max N}$, и $C_{7(s,t)}^{max N}$)</p>

³ - с учетом мощности ранее присоединенных в данной точке энергопринимающих устройств

Рис. 2.14.5. Виды стандартизированных ставок при технологическом присоединении к электросетям

Расчет ставок платы за единицу максимальной мощности (за 1 кВт) производится как отношение необходимых экономически обоснованных расходов к объему присоединяемой максимальной мощности. Величина ставок устанавливается в текущих ценах. Ставки платы устанавливаются на очередной календарный год не позднее 31 декабря. В определенных условиях возможен выбор заявителем стандартизированных ставок – за одно технологическое присоединение или по максимальной мощности (рис. 2.14.6).

В методических указаниях предусмотрены:

- порядок расчета стандартизированных тарифных ставок за технологическое присоединение единых для всех территориальных сетевых организаций на территории субъекта Российской Федерации;
- установление стандартизированной тарифной ставки C_1 в разбивке по двум ставкам $C_{1.1}, C_{1.2}$;
- предусмотрен расчёт стандартизированных тарифных ставок на строительство воздушных и кабельных линий электропередачи; пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов); трансформаторных подстанций (ТП); подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС) на основании сводной информации, представленной территориальными сетевыми организациями, то есть фактических данных о расходах на строительство объектов электросетевого хозяйства, длине линий, объемах максимальной мощности всех построенных объектов;
- утверждение стандартизированных тарифных ставок в ценах периода регулирования.

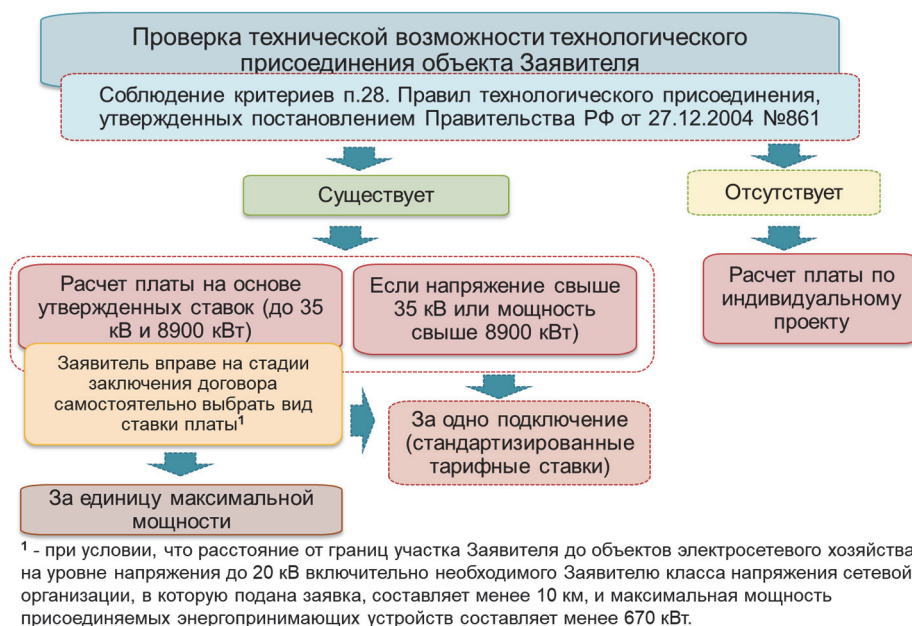


Рис. 2.14.6. Алгоритм выбора ставок при технологическом присоединении к электросетям

Стандартизированные тарифные ставки за одно технологическое присоединение электрическим сетям и по максимальной присоединяемой мощности имеют похожую структуру (рис. 2.14.7, рис. 2.14.8). Мероприятия «последней мили» - мероприятия, связанные со строительством объектов электросетевого хозяйства - от существующих объектов до присоединяемых энергопринимающих устройств или объектов электроэнергетики. Для Заявителей, осуществляющих технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств $N_{\max} \leq 150$ кВт, ставки за единицу максимальной мощности по мероприятиям «последней мили» = 0. Положения о размере платы за технологическое присоединение для заявителей макс. мощностью ≤ 15 кВт не применяются в следующих случаях:

- 1) при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, принадлежащих лицам, владеющим земельным участком и (или) объектом капитального строительства по договору аренды, заключенному на срок не более одного года, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства;
- 2) при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, расположенных в жилых помещениях многоквартирных домов.

В решении органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов об установлении платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту указываются расходы сетевой организации, которые не включаются в плату за технологическое присоединение и подлежат учету при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на очередной период регулирования. Если тарифные ставки на период регулирования не установлены, то экономически обоснованные расходы по мероприятиям «последней мили» определяются органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов с учетом смет, представленных территориальными сетевыми организациями, и выполненных с применением сметных нормативов.

Стандартизированные тарифные ставки;	отсутствует необходимость реализации мероприятий «последней мили» - C_1 (руб. за одно присоединение), включающая:	$C_{1,1}$ (руб.)
		$+ C_{1,2}$ (руб.)
	согласно техническим условиям предусматривается мероприятие "последней мили" по прокладке воздушных и (или) кабельных линий	$+ C_{2,i}$ (руб./км)* L_{1i}
		$+ C_{3,i}$ (руб./км)* L_{2i}
	согласно ТУ предусматриваются мероприятия "последней мили" по строительству пунктов секционирования, трансформаторных подстанций (ТП)	$+ C_{4,i}$ (руб./шт.)* m $+ C_{5,i}$ (руб./кВт.)* N_i $+ C_{6,i}$ (руб./кВт.)* N_i $+ C_{7,i}$ (руб./кВт.)* N_i

Рис. 2.14.7. Стандартизированные ставки за одно техприсоединение

Ставки за единицу максимальной мощности (руб./кВт) для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям	$C_{1,1}^{max} * N_{max}$	
	$+ C_{1,2}^{max} * N_{max}$	
	Ставки по каждому мероприятию, руб./кВт	$+ C_{2(s,t)}^{max} * N_{max}$
		$+ C_{3(s,t)}^{max} * N_{max}$
		$+ C_{4(s,t)}^{max} * N_{max}$
		$+ C_{5(s,t)}^{max} * N_{max}$
		$+ C_{6(s,t)}^{max} * N_{max}$
	$+ C_{7(s,t)}^{max} * N_{max}$	

N_{max} – максимальная мощность энергопринимающих устройств Заявителя

Рис. 2.14.8. Стандартизированные ставки по максимальной мощности

Если согласно техническим условиям (ТУ) срок выполнения мероприятий по технологическому присоединению предусмотрен на период больше одного года, то стоимость мероприятий, учитываемых в плате, рассчитанной в год подачи заявки, индексируется:

- 50% стоимости мероприятий, предусмотренных ТУ, умножается на произведение прогнозных индексов за 1/2 периода, указанного в ТУ, начиная с года, следующего за годом утверждения платы;

- 50% стоимости умножается на произведение прогнозных индексов за период, указанный в ТУ, начиная с года, следующего за годом утверждения платы.

Алгоритм расчета стандартизированных ставок за технологическое присоединение к электрическим сетям

Метод сравнения аналогов основан на сборе и анализе показателей деятельности регулируемых организаций, осуществляющих аналогичную регулируемую дея-

тельность. Базой для расчета стандартизированных ставок являются сведения о расходах на строительство объектов электросетевого хозяйства для целей технологического присоединения и для целей реализации мероприятий инвестиционной программы, предоставляемые территориальными сетевыми организациями в регулирующие органы.

Расходы территориальных сетевых организаций на выполнение мероприятий по технологическому присоединению в части, превышающей размер расходов на осуществление указанных мероприятий, исходя из которого рассчитаны стандартизированные тарифные ставки, определяющие величину платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций, не подлежат учету при государственном регулировании цен (тарифов) в электроэнергетике.

При установлении платы за технологическое присоединение к электрическим сетям инвестиционная составляющая не учитывается на покрытие:

- расходов, связанных с развитием существующей инфраструктуры;
- расходов на развитие связей между объектами территориальных сетевых организаций и единой национальной электрической сети, в целях присоединения новых или увеличения мощности присоединенных ранее Устройств (кроме объектов генерации);
- расходов на строительство (проектирование) объектов электросетевого хозяйства от существующих объектов до ГЭС, в отношении которых не заключены ДПМ на ОРЭМ и сооружение которых осуществляется в соответствии с инвестиционными соглашениями о совместном финансировании за счет средств Инвестиционного фонда РФ и средств коммерческих организаций.

При установлении платы за технологическое присоединение к электрическим сетям не учитывается налог на прибыль организаций

1. Расчет средних показателей

В выборку за каждый год включаются территориальные сетевые организации (ТСО), для которых результаты расчета экономически обоснованных расходов по фактическим данным расходов на одно технологическое присоединение лежит в диапазоне между предельным максимальным и минимальным уровнями расходов ТСО на подготовку и выдачу ТУ заявителю на одно присоединение.

$$P_{C1.1}^{\min} < P_{C1.1}^{\text{факт}} < P_{C1.1}^{\max},$$

$$P_{C1.1}^{\min} = P_{C1.1}^{\text{сред}} - \sigma_{C1.1},$$

$$P_{C1.1}^{\max} = P_{C1.1}^{\text{сред}} + \sigma_{C1.1},$$

где $P_{C1.1}^{\min}$ и $P_{C1.2}^{\min}$ – предельный максимальный и минимальный уровни расходов ТСО на подготовку и выдачу ТУ Заявителю на одно присоединение, тыс. руб.; $P_{C1.1}^{\max}$ и $P_{C1.2}^{\max}$ – предельный максимальный и минимальный уровни расходов ТСО на проверку выполнения Заявителем ТУ на одно присоединение, тыс. руб.; $P_{C1.1}^{\text{сред}}$ и $P_{C1.2}^{\text{сред}}$ – средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов ТСО; q – количество ТСО.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{p=1}^q (P_{\text{сред}} - P_p)^2}{q-1}}$$

2. Расчет средних расходов по выборке

По данным по ТСО, включенным в выборку, за каждый год определяется среднее значение расходов на осуществление мероприятия.

$$P_{C1.1}^{\text{сред}} = \sqrt{\frac{\sum_{p=1}^{q^r} P_{C1.1}^y \cdot Q_p^y}{\sum_{p=1}^{q^t} Q_p^y}}$$

где $P_{C1.1}^{y.\text{сред}}$ и $P_{C1.2}^{y.\text{сред}}$ – средние по выборке расходы ТСО на подготовку и выдачу ТУ Заявителю и на проверку выполнения Заявителем ТУ на одно присоединение, за год y , тыс. руб.; $P_{C1.1}^y$ и $P_{C1.2}^y$ – величины экономически обоснованных расходов на подготовку и выдачу ТУ заявителю и на проверку выполнения ТУ на одно присоединение, p -й ТСО, включенной в выборку, за год y , тыс. руб.; y – год, по данным за который проводится расчет, соответствующий году, где n – планируемый год, на который осуществляется расчет стандартизированных тарифных ставок; Q_p^y – количество тех. присоединений, осуществленных ТСО p в году y , шт.; q^t – количество ТСО, включенных в выборку, за соответствующий год, шт.

$$C_{1.1} = \frac{P_{C1.1}^{n-4.\text{сред}} \cdot \text{ИПЦ}_{\text{Ф}}^{n-3} \cdot \text{ИПЦ}_{\text{Ф}}^{n-2} + P_{C1.1}^{n-3.\text{сред}} \cdot \text{ИПЦ}_{\text{Ф}}^{n-2} + P_{C1.1}^{n-2.\text{сред}}}{3} \cdot \text{ИПЦ}_{\text{пл}}^{n-1} \cdot \text{ИПЦ}_{\text{пл}}^n$$

где $\text{ИПЦ}_{\text{Ф}}^{n-3}$ и $\text{ИПЦ}_{\text{Ф}}^{n-2}$ – фактические индексы потребительских цен за соответствующий год; $\text{ИПЦ}_{\text{пл}}^{n-1}$ и $\text{ИПЦ}_{\text{пл}}^n$ – плановые индексы потребительских цен, предусмотренные одобренным Правительством РФ прогнозом социально-экономического развития РФ на соответствующий год.

Расчет ставок $C_{1.2}$, C_{2-7} выполняется аналогично $C_{1.1}$.

3. Расчет платы на технологическое присоединение к электрическим сетям:

$$П_{\text{ТП}} = C_1 + C_2 \cdot l + C_3 \cdot l + C_4 \cdot m + C_5 \cdot N + C_6 \cdot N + C_7 \cdot N$$

где l – протяженность трассы воздушных линий в зависимости от уровня напряжения, сечения и способа выполнения работ (с установкой опор или по существующим), согласно ТУ; m – количество распределительных пунктов, согласно ТУ;

4. Расчет ставок за единицу максимальной мощности:

$$C_{1.1}^{\text{max}} = \frac{C_{1.1} \cdot (Q_{n-4} + Q_{n-3} + Q_{n-2})}{N_{n-4} + N_{n-3} + N_{n-2}},$$

$$C_{1.2}^{\text{max}} = \frac{C_{1.2} \cdot (Q_{n-4} + Q_{n-3} + Q_{n-2})}{N_{n-4} + N_{n-3} + N_{n-2}},$$

где Q_{n-4} , Q_{n-3} , Q_{n-2} – общее количество технологических присоединений; N_{n-4} , N_{n-3} , N_{n-2} – суммарная максимальная мощность энергопринимающих устройств за каждый год за 3 последних года технологическое присоединение которых осуществлено в соответствующих годах.

Для тех заявителей, чья $N_{max} \leq 150$, ставки за единицу максимальной мощности мероприятие «последняя миля» равна 0:

$$C_2^{maxN} = \frac{\sum_{p=1}^R [c_{2(s,t)} \cdot l_{(s,t)}]}{\sum_{p=1}^R N_{(s,t),p}^{ВЛ}},$$

где $l_{(s,t)}$ – протяженность p -й воздушной (C_2), кабельной (C_3) линии на уровне напряжения (s), соответствующей критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), построенной в целях осуществленного за последние 3 года технологического присоединения, км; $N_{(s,t),p}^{ВЛ}$, $N_{(s,t),p}^{КЛ}$ – максимальная мощность энергопринимающих устройств, для технологического присоединения которых выполнено мероприятие по строительству p -й воздушной (кабельной) линии на уровне напряжения (s), соответствующей критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), построенной в целях осуществленного за последние 3 года технологического присоединения, кВт; R – количество воздушных (кабельных) линий на уровне напряжения (s), соответствующих критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), построенных в целях осуществленного за последние 3 года технологического присоединения, шт.

Для ставки C_3^{maxN} аналогично.

$$C_4^{maxN} = \frac{\sum_{p=1}^R [c_{4(s,t)} \cdot q_{(s,t),p}]}{\sum_{p=1}^R N_{(s,t),p}^{ВЛ}},$$

где $q_{(s,t),p}$, для технологического присоединения которых выполнено мероприятие по строительству пунктов секционирования p -го типа на уровне напряжения (s), соответствующих критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), построенной в целях осуществленного за последние 3 года технологического присоединения, кВт.

$$C_5^{maxN} = C_{4(s,t)}.$$

Аналогично для ставок C_6^{maxN} , C_7^{maxN}

5. Расчет платы на технологическое присоединение к электрическим сетям по максимальной мощности:

$$П_{ТП} = C_1^{maxN} \cdot N_{max} + C_2^{maxN} \cdot N_{max} + C_3^{maxN} \cdot N_{max} + C_4^{maxN} \cdot N_{max} + C_5^{maxN} \cdot N_{max} + C_6^{maxN} \cdot N_{max} + C_7^{maxN} \cdot N_{max}.$$

Методические указания определяют основные положения по расчету выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям (расходы сетевой организации, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в состав платы за технологическое присоединение), которые подлежат компенсации за счет тарифов на услуги по передаче электрической энергии:

1) расходы на выполнение организационно-технических мероприятий по технологическому присоединению, не включаемые в состав платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно при соблюдении условий такого подключения;

2) расходы на строительство объектов электросетевого хозяйства – расходы по мероприятиям «последней мили», связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно;

3) расходы на выплату процентов по кредитным договорам, связанным с рассрочкой по оплате технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью свыше 15 и до 150 кВт включительно, не включаемые в состав платы за технологическое присоединение (расходы, связанные с предоставлением беспроцентной рассрочки);

4) расходы по мероприятиям «последней мили», связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью от 15 до 150 кВт включительно.

При определении источника возмещения инвестиционных затрат сетевых организаций инвестиционная составляющая на покрытие расходов, связанных с развитием существующей инфраструктуры, в том числе с развитием связей между объектами территориальных сетевых организаций и объектами единой национальной (общероссийской) электрической сети в целях обеспечения надежности работы электрических станций, присоединяемых энергопринимающих устройств и ранее присоединенных потребителей, а также расходы на установку на принадлежащих сетевой организации объектах электросетевого хозяйства устройств компенсации и регулирования реактивной мощности и иных устройств, необходимых для поддержания требуемых параметров надежности и качества электрической энергии, включаются в цену (тариф) на услуги по передаче электрической энергии на основании утвержденной в установленном порядке инвестиционной программы сетевой организации.

Тенденции развития тарифного регулирования в электроэнергетике РФ

В настоящее время Правительство РФ уже проводит цифровизацию государственного управления и экономики, что отразится и на государственном тарифном регулировании. Планируется изменение процессов взаимодействия компаний, государства и потребителей – установление тарифов должно стать цифровым сервисом, а не государственной услугой.

ФАС России разрабатывает форматы унификации и стандартизации процессов установления тарифов. Например, внедряется и совершенствуется программное обеспечение, которое проводит автоматический анализ ошибок региональных органов при установлении тарифов, так называемый «цифровой тарифный светофор», в котором региональные энергетические комиссии заполняют в отношении каждой организации электронные шаблоны-таблицы с параметрами тарифного решения. Программа анализирует данные по встроенным функциям поиска ошибок. Сейчас ФАС оценивает тарифные решения по десяти параметрам, а в дальнейшем их количество будет значительно увеличено. В пилотных регионах создана и протестирована цифровая тарифная заявка. Готовится к реализации типизация экспертных заключений. В дальнейшем, запланировано объединение всех трех технологических решений.

Ряд решений уже ожидается в 2021 году:

1. Введение моделей долгосрочного тарифного регулирования в электросетевом комплексе и для системного оператора с установлением тарифов не менее, чем на пять лет, начиная с 2023 года [12].

2. Внедрение эталонов в электросетевом комплексе – потенциально они применимы более чем к 1700 сетевым организациям.

3. Внедрение регуляторных соглашений -разработано типовое регуляторное соглашение, порядок его заключения и основные параметры. Соглашения будут требовать согласования со стороны ФАС России. По регуляторному соглашению стороны берут на себя взаимные обязательства: сетевые компании – по развитию инфраструктуры и осуществлению необходимых инвестиций, а регион – по установлению долгосрочных тарифов и их индексации.

4. Внедрение комплекса мер по повышению эффективности электросетевого комплекса:

- решение вопросов перекрестного субсидирования, связанных с его сдерживанием и снижением, через введение ставок перекрестного субсидирования и принципа его равномерного распределения между потребителями (в равной мере на все уровни напряжения);

- снижение потерь в электрических сетях для получения дополнительного источника новых инвестиций и сдерживания роста тарифов сетевых организаций;

- преодоление тренда старения электросетевого оборудования через определение и контроль соответствующих показателей;

- изучение вопроса о целевой амортизации при тарифном регулировании.

Список использованных источников по разделу

1. Федеральный закон от 26.03.2003 №35-ФЗ «Об электроэнергетике», Ст. 23. Ст.6.

2. Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 г. №1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (вместе с «Основаниями ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», «Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике»).

3. Приказ ФСТ 703-э.

4. Постановление Правительства РФ от 04 мая 2012 г. №442.

5. Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1179.

6. Приказ ФАС России от 21 ноября 2017 г. №1554/17 «Методические указания по расчету сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов»

7. Постановление Правительства РФ от 21 июля 2017 г. №863.

8. Мозговая, О.О. Эталонный метод регулирования как путь к повышению эффективности деятельности гарантирующих поставщиков / О.О. Мозговая, Ю.В. Шеваль, В.В. Кузнецов // Вестник Евразийской науки. – 2019. – №5.

9. Павленок А.А. Совершенствование методов регулирования сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков/ А.А. Павленок, Д.Р. Нестулаева, Д.А. Фрей // Вестник экономики, права и социологии. – №3. – 2020.

10. Приказ ФАС России от 29.08.2017 г. №1135/17 «Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям».

11. Приказ Минэнерго России от 17.01.2019 г. №10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства».

12. Федеральный закон от 02.08.2019 г. ФЗ № 300.

2.15. Особенности тарифного регулирования в Казахстане

Алматинский Университет энергетики и связи имени Гумарбека Даукеева («АУЭС») обладает значительным потенциалом для проведения исследовательских и научных работ в сфере электро- и теплоэнергетики. В процессе своей деятельности успешно проводит работы и осуществляет сотрудничество с Правительством Республики Казахстан, в частности, с Министерством энергетики («МЭ»), Комитетом по регулированию естественных монополий («КРЕМ»), ГХК «Самрук-Энерго», системным оператором АО «KEGOK», оператором рынка централизованной торговли АО «КОРЭМ» и многими другими субъектами электроэнергетической отрасли.

В Послании народу Президент Казахстана К-Ж.К. Токаев поставил ряд первоочередных экономических задач, вытекающих из необходимости привлечения инвестиций в базовые отрасли в целях повышения производительности труда минимум в 1,5 раза и ограничения инфляционных процессов. На заседании палат Парламента 28.08.2020г. было отмечено о необходимости системного подхода к вопросам ценообразования и тарифов. При этом основной задачей является создание и развитие рыночных институтов и механизмов в энергетической отрасли с использованием собственного потенциала и мирового опыта для диверсифицированных инвестиций в генерирующие мощности и завершение начатых реформ при стабилизирующей роли государства.

В этом направлении основными принципами построения системы тарифов на электроэнергию должны быть:

- соответствие стратегическим задачам энергетики;
- выполнение экономической, финансовой и политической функций;
- расчет средней цены за электроэнергию;
- обеспечение конкурентоспособности электроэнергии по сравнению с другими видами энергоносителей;
- государственное регулирование;
- унификация тарифа по территории страны;
- дифференциация или отсутствие ее по территории страны;
- регулирование тарифа по часам суток, сезону года;
- корректировка уровня тарифов в зависимости от внешних факторов.

Для решения поставленных задач предусмотрены следующие направления исследований:

- анализ существующей организационной структуры управления и функционирования энергетической отрасли;
- анализ нормативной правовой базы в сфере энергетики, обеспечивающей функционирование и развитие субъектов отрасли;

– исследования внешней экономической и финансовой среды функционирования отрасли, включая сопоставительный анализ отпускных цен у энергопроизводящих организаций (ЭПО) – электростанций, тарифов на оказание услуг по передаче электроэнергии в Национальных сетях, тарифов на оказание услуг по передаче электроэнергии и ее распределению в региональных сетевых компаниях (РЭК);

– исследование и обоснование динамики изменений основных составляющих затрат в себестоимости производства электрической энергии, в тарифной смете затрат при передаче и/или распределении электроэнергии сетевыми компаниями для обеспечения эксплуатационной надежности оборудования и сетей при электроснабжении потребителей электрической энергией (2018–2022 гг.);

– анализ динамики изменения уровней конечных (отпускных) тарифов на электроэнергию для физических и юридических лиц в городах Алматы, Нур-Султан и по регионам Казахстана (2018–2022 гг.);

– сравнительный анализ уровней инвестиционных вложений за исследуемый период по субъектам рынков электроэнергии и мощности для оценки запланированных и фактически выполненных работ и их соответствия ожидаемой оценке эффективности;

– мониторинг и анализ функционирования рынков электроэнергии и мощности для определения барьеров, препятствующих успешному внедрению рыночных механизмов.

Действующий порядок утверждения предельных, расчетных и индивидуальных тарифов для ЭПО в соответствии с Законом РК «Об электроэнергетике» [1] устанавливается Правительством по представлению уполномоченного органа на срок не менее семи лет с разбивкой по годам и ежегодно корректируются с учетом необходимости обеспечения инвестиционной привлекательности отрасли.

Предельный тариф определяется исходя из максимальной фактической цены, сложившейся в соответствующей группе ЭПО за предыдущий год, с учетом роста затрат на поддержание в работоспособном и технически исправном состоянии существующих активов, их расширение, обновление, реконструкцию и техническое перевооружение, создание новых активов, прогнозируемого роста цен на энергетическое топливо, включая инфляционные процессы.

ЭПО самостоятельно устанавливает отпускную цену на электрическую энергию, но не выше предельного тарифа соответствующей группы, в которую она включена. В случае, если инвестиционные обязательства Организации не могут быть осуществлены за счет средств, получаемых в рамках предельных тарифов, она применяет для реализации инвестиционной программы расчетный или индивидуальный тариф, при условии заключения инвестиционного договора с уполномоченным и государственным органом.

Для применения расчетного тарифа достаточно технического задания, утверждаемого уполномоченным органом по заявке организации и утверждаемого самой организацией ТЭО инвестиционной программы.

Для применения индивидуального тарифа дополнительно требуются расчет затрат на топливо, сырье и материалы, заработную плату, текущий ремонт, налоговых и экологических платежей, амортизационных отчислений, других затрат, относящихся непосредственно к производству, расчет прибыли и расходов на выплату вознаграждений по заемным средствам.

Предельные тарифы на выработку электроэнергии, утвержденные Правительством на период с 2009 по 2015 гг. с ежегодным их ростом, превышающим планируемую инфляцию, представлены в табл. 2.15.1

Таблица 2.15.1

**Предельные тарифы на выработку электроэнергии,
утвержденные Правительством на период с 2009 по 2015 гг.**

Наименование по группам	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1-группа (ЭГРЭС-1,2, ЕЭК)	3,60	4,68	5,60	6,50	7,30	8,00	8,80
2-группа (ЖГРЭС)	5,90	6,50	6,90	7,90	8,30	8,50	8,70
3-группа (Астана-Энергия, КарЭнергоЦентр, Павл.энерго ТЭЦ-2,3, УКТЭЦ, Арс Митл)	4,30	4,94	5,40	5,90	6,40	6,90	7,50
4-группа (Кар ГРЭС-2, Ал.Казахстана, Балхаш ТЭЦ, Жезк ТЭЦ)	3,50	3,80	4,10	4,55	5,10	5,50	6,00
5-группа (Петроп ТЭЦ, Риддер ТЭЦ,)	3,60	4,10	4,80	5,45	6,25	7,15	8,05
6-группа (Согр ТЭЦ, КарГРЭС-1, Джет-7)	6,30	7,30	7,70	7,90	8,10	8,20	8,30
7-группа (3-энергоорт, Атырау ТЭЦ, Актобе ТЭЦ, ТаразЭнергоЦентр,	4,90	5,40	5,90	6,30	6,70	7,00	7,30
8-группа (Шахтинская ТЭЦ, Текелийская ТЭЦ, Кентауск. ТЭЦ)	4,50	4,95	5,40	5,98	6,60	7,20	7,50
9-группа (Аркалыкская ТЭЦ, Уральская ТЭЦ, Кост. ТЭК)	5,28	5,56	5,88	6,28	6,70	7,12	7,60
10-группа (АлЭС ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, Капшаг.ГЭС)	5,74	6,74	7,10	7,40	7,80	8,20	8,60
11-группа (МАЭК –Казатомпром)	7,23	7,23	7,23	9,54	10,34	10,96	11,62
12-группа (Жанажол.ГТЭС, ТЭЦ АЗФ)	5,30	5,80	6,40	7,00	7,70	8,40	8,80
13-группа (Бух.ГЭС, УК ГЭС, Шард.ГЭС, Шульб.ГЭС, АО «Мойнакская ГЭС)	2,79	3,00	3,30	3,63	3,90	4,30	4,50

После 2015 г. предельные тарифы не утверждались, и их значения не менялись. В 2018 г. согласно приказу Министра энергетики Республики Казахстан от 14 декабря 2018 г. № 514 группировка ЭПО расширилась и были утверждены новые предельные тарифы с 2019 по 2025 гг. [2] (таблица 2.15.2)

Таблица 2.15.2

Предельные тарифы на электрическую энергию на 2019–2025 гг.

Группа ЭПО, реализующих электрическую энергию	Предельные тарифы на электрическую энергию по годам, тенге/кВтч						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1-группа	5,76	5,8	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25
2-группа	4,5	5,55	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94
3-группа	7,73	9,13	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69
4-группа	5,83	7,5	9,21	9,21	9,21	9,21	9,21
5-группа	8,1	9,1	11,42	11,42	11,42	11,42	11,42
6-группа	6,7	7,91	9,92	9,92	9,92	9,92	9,92
7-группа	6,44	7,72	9,68	9,68	9,68	9,68	9,68

Окончание табл. 2.15.2

Группа ЭПО, реализующих электрическую энергию	Предельные тарифы на электрическую энергию по годам, тенге/кВтч						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
8-группа	6,7	8,38	10,09	10,09	10,09	10,09	10,09
9-группа	5,06	6,17	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77
10-группа	6,6	8,29	10,24	10,24	10,24	10,24	10,24
11-группа	7	7	7	7	7	7	7
12-группа	4,03	4,8	6	6	6	6	6
13-группа	8,42	10,39	12,92	12,92	12,92	12,92	12,92
14-группа	7,8	10,1	13,13	13,13	13,13	13,13	13,13
15-группа	8,2	9,5	11,62	11,62	11,62	11,62	11,62
16-группа	7,57	8,86	11,88	11,88	11,88	11,88	11,88
17-группа	10,2	11,78	12,86	12,86	12,86	12,86	12,86
18-группа	8	9,95	12,73	12,73	12,73	12,73	12,73
19-группа	6,3	6,3	6,61	6,61	6,61	6,61	6,61
20-группа	6,82	8,48	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99
21-группа	6,54	8,1	8,79	8,79	8,79	8,79	8,79
22-группа	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
23-группа	6,4	8,67	8,67	8,67	8,67	8,67	8,67
24-группа	6,33	7,61	8,43	8,43	8,43	8,43	8,43
25-группа	6,57	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47
26-группа	8,7	10,3	11,01	11,01	11,01	11,01	11,01
27-группа	12,12	13,1	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68
28-группа	8,95	10,02	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47
29-группа	10,55	11,81	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2
30-группа	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
31-группа	8,94	10,4	13,39	13,39	13,39	13,39	13,39
32-группа	1,1	1,1	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75
33-группа	2,43	3,44	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15
34-группа	1,86	2,59	3,37	3,37	3,37	3,37	3,37
35-группа	8,72	8,1	9,74	9,74	9,74	9,74	9,74
36-группа	12,02	12,02	12,03	12,03	12,03	12,03	12,03
37-группа	8,78	10,8	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
38-группа	13,68	15,46	15,47	15,47	15,47	15,47	15,47
39-группа	10,02	11,3	13,73	13,73	13,73	13,73	13,73
40-группа	9,24	11,3	12,54	12,54	12,54	12,54	12,54
41-группа	8,76	8,76	8,76	8,76	8,76	8,76	8,76
42-группа	11,38	12,78	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
43-группа	7	7	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75
44-группа	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39
45-группа	-	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1
46-группа	-	-	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
47-группа	-	-	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48

Услуги по передаче и распределению электроэнергии относятся к сфере естественных монополий и регулируются Комитетом регулирования естественных монополий (КРЕМ). Согласно действующему законодательству, тарифы электросетевых компаний должны обеспечивать компенсацию затрат, необходимых для предоставления регулируемых услуг, а также реализацию инвестиционной программы.

Для регулирования тарифов АО «КЕГОС» и малых распределительных компаний используется так называемый нормативный метод, в соответствии с которым тариф утверждается на уровне, достаточном для компенсации операционных и капитальных затрат электросетевой организации. Пересмотр тарифа в общем порядке в сторону увеличения происходит не чаще одного раза в год.

Утвержденные тарифы регулирующим органом в Национальной сетевой компании АО «КЕГОС» и в региональных электросетевых компаниях Казахстана, представлены в табл. 2.15.3, 2.15.4.

Таблица 2.15.3

**Динамика изменения тарифов в Национальной сетевой компании
АО «КЕГОС» по видам услуг на 2016-2021 годы**

№	Наименование услуги	Тенге/ кВт · ч (без НДС)					
		2016	2017	2018	2019	2020	2021
1	По передаче электрической энергии по электрическим сетям	2,080	2,246	2,496	2,823	2,797	2,448
2	По технической диспетчеризации	0,231	0,234	0,249	0,306	0,306	0,264
3	По организации балансирования производства/ потребления электрической энергии	0,084	0,086	0,091	0,098	0,098	0,086

Таблица 2.15.4

**Тарифы на услуги по передаче и (или) распределению электрической энергии
в 2019 и 2021 гг. по региональным сетям в Казахстане**

№	Наименование региональной электро	2019 год, тенге кВт * час	2021 год, тенге кВт * час	Изменение, тенге кВт * час	Изменение, %
1	АО «Акмолинская РЭК»	4,41	5,05	0,64	15%
2	АО «Алатау Жарык Компаниясы»	5,63	6,04	0,41	7%
3	АО «Атырау Жарык»	4,84	5,05	0,21	4%
4	ТОО «Межрегионэнерготранзит»	2,38	2,81	0,44	19%
5	ТОО «ЭПК-Forfait»	5,47	5,81	0,35	6%
6	АО «Павлодарская РЭК»	4,01	4,48	0,48	12%
7	ТОО «Кокшетау Энерго»	5,83	5,83	0,00	0%
8	АО «Жамбылские электрические се	5,33	5,96	0,63	12%
9	ТОО «Северо-Казахстанская РЭК»	3,97	4,47	0,50	13%
10	АО «ТАТЭК»	5,48	6,21	0,73	13%
11	ТОО «Онтустик Жарык Транзит»	6,75	6,41	-0,34	-5%
12	ТОО «Карагандинская РЭК»	5,53	5,80	0,27	5%
13	ТОО «Энергосистема»	4,64	4,80	0,16	3%
14	АО «Кызылординская РЭК»	4,95	4,50	-0,45	-9%
15	АО «Жезказганская РЭК»	3,54	4,20	0,66	19%
16	АО «Мангистауская РЭК» (для юр. .	4,75	5,93	1,18	25%
17	АО «Восточно-Казахстанская РЭК»	4,08	6,94	2,86	70%
18	АО «Западно-Казахстанская РЭК»	5,47	5,26	-0,21	-4%
19	АО «Астана РЭК»	2,70	3,25	0,55	20%

Применяемый нормативный метод в электросетевых компаниях обладает рядом недостатков:

- отсутствие стимулов к оптимизации затрат, поскольку снижение затрат приводит к снижению тарифа в следующем периоде регулирования;

- ежегодное утверждение капитальных вложений электросетевой организации создает дополнительные риски при реализации долгосрочных инвестиционных проектов;

- трудоемкость процесса ежегодного пересмотра тарифа для электросетевой организации и КРЕМ.

С 1 января 2013 г. тарифы РЭК регулируются по методу сравнительного анализа, в рамках которого тарифы утверждаются на три года с возможностью ежегодной корректировки. Одной из основных целей данного метода является повышение эффективности РЭК, однако его применение выявило ряд проблем:

- непрозрачность методики расчета тарифа (в частности, величины X-фактора) и, как следствие, снижение инвестиционной привлекательности сектора;

- ограничение применения данной методики вследствие несопоставимости РЭК.

Следует отметить, что на практике при утверждении тарифов электросетевых организаций отражение справедливой величины затрат в тарифе часто происходит не в полной мере вследствие наличия ограничения на темп роста тарифа для конечных потребителей и того факта, что тарифы электросетевых организаций утверждаются по остаточному принципу после утверждения тарифов для ЭПО.

На данный момент в Республике Казахстан зарегистрированы 179 энергообеспечивающих организаций (ЭСО), 40 из которых подлежат регулированию в рамках закона «О естественных монополиях и регулируемых рынках».

В сегменте энергообеспечения можно выделить следующую проблему, решение которой позволит обеспечить развитие сбытового сегмента – неэффективная система тарифообразования и администрирования тарифа. В свою очередь, ЭСО устанавливает тарифы дифференцированные в зависимости от объемов потребления электроэнергии для бытовых потребителей (таблица 2.15.5).

Таблица 2.15.5

Тарифы дифференцированные в зависимости от объемов потребления электроэнергии для бытовых потребителей на примере г.Алматы

Категория потребителей г. Алматы	1 уровень 13, 06 тенге	2 уровень 17, 21 тенге	3 уровень 21, 51 тенге
Потребители, не использующие электроплиты	До 90	От 90 до 160	Свыше 160
Потребители, использующие электроплиты	До 115	От 115 до 190	Свыше 190
Одиноко проживающие пенсионеры, инвалиды, участники ВОВ и приравненные к ним лица, не использующие электроплиты	До 115	От 115 до 160	Свыше 160
Одиноко проживающие пенсионеры, инвалиды, участники ВОВ и приравненные к ним лица, использующие электроплиты	До 140	От 140 до 190	Свыше 190

В настоящее время тарифы электростанций и электросетевых организаций утверждаются в разное время в течение года, что приводит к необходимости согласования тарифов ЭСО с КРЕМ несколько раз в год.

Механизм определения величины сбытовой надбавки является непрозрачным. Так, величина сбытовой надбавки различных ЭСО находится в широком диапазоне, что объясняется распределением накладных затрат на различные объемы продажи электроэнергии.

Одной из проблем является несогласованность дифференцированных тарифов ЭСО с оптовым рынком электроэнергии. ЭСО покупают электроэнергию у электростанций по единым тарифам в течение суток и реализуют ее с учетом дифференциации тарифа, что приводит к убыткам.

Необходим также отказ от перекрестного субсидирования при производстве тепловой и электрической энергии на ТЭЦ. Практика перекрестного субсидирования снижает инвестиционную привлекательность проектов строительства ТЭЦ вследствие завышения стоимости электроэнергии, что приводит к неконкурентоспособности на оптовом рынке. При этом комбинированная выработка тепловой и электрической энергии остается наиболее энергоэффективной технологией. Привлечение же инвестиций требует организации более эффективного рынка электроэнергии и улучшения применяемых методов ценообразования и тарифного регулирования.

Учитывая ограничения, накладываемые на темпы роста тарифов для конечных потребителей, необходимый объем инвестиций не может быть полностью профинансирован за счет средств, заложенных в эти тарифы.

Одним из способов финансирования капитальных вложений предполагается привлечение частных инвестиций, объем которых, на наш взгляд, ограничен по следующим причинам:

во-первых, конкурентные механизмы ценообразования и методы тарифообразования, гарантирующие получение справедливой нормы дохода на капитал, проработаны недостаточно;

во-вторых, законодательная база не дает четкого понимания будущих механизмов функционирования отрасли;

в-третьих, государственное управление характеризуется умеренной эффективностью стимулирования развития электроэнергетики, непрозрачными и громоздкими процедурами администрирования;

и наконец, отсутствие конкуренции на рынке производства электроэнергии из-за высокой доли государственной собственности и особенностей развития финансово-промышленных холдингов с собственными генерирующими мощностями.

Таким образом, действующий порядок утверждения обычных (эксплуатационных) тарифов на транспорт электроэнергии, все тарифы на тепло-водогазоснабжение утверждается Комитетом по регулированию естественных монополий в форме тарифной сметы. Базовым документом служат «Правила об особом порядке формирования затрат, применяемых при утверждении тарифов на регулируемые услуги субъектов естественных монополий (СЕМ) [3].

При этом особый порядок, включает следующие положения:

- регулирование затрат, включаемых в тариф (цену, ставку сбора);
- ограничение статей расходов субъекта естественной монополии в пределах технических и технологических норм расхода сырья, материалов, топлива, энергии, а также нормативных технических потерь;

- установление перечня расходов, не учитываемых при формировании тарифа;
- ограничение прибыли, включаемой в тариф (цену, ставку сбора);
- согласование применяемых методов начисления износа основных средств;
- согласование переоценки основных средств и направлений использования средств амортизационных отчислений, предусматриваемых тарифной сметой субъекта естественной монополии.

В зависимости от значимости, тарифы утверждаются (согласовываются) центральными аппаратами КРЕМ или местными департаментами.

Заявку на повышение тарифов разрешается подавать не чаще одного раза в год. Тариф определяется, как частное от деления всех включенных в тарифную смету затрат на полезный отпуск продукции. Тарифная смета составляется и утверждается на будущий период – год, или несколько (три года для «средне-срочных» и семь лет для «предельных» тарифов) лет вперед. Соответственно, закладываемые в тарифную смету статьи затрат, объемы выработки и потерь продукции имеют предположительный характер. Перед утверждением тарифной сметы уполномоченный орган должен провести публичные слушания.

Инвестиционный тариф утверждается уполномоченным органом в рамках одного инвестиционного проекта или его предельный уровень на регулируемые услуги, оказываемые на вновь созданных объектах, действующий до полной окупаемости вложенных инвестиций.

Республиканские и местные инвестиционные программы вносятся на рассмотрение и утверждение в уполномоченный орган одновременно с заявкой на утверждение тарифа на среднесрочный период.

К инвестиционным программам должна быть приложена следующая информация:

- оценка субъекта о влиянии реализации инвестиционной программы на развитие спроса на предоставляемые субъектом регулируемые услуги;
- информация о затратах на реализацию инвестиционной программы, подтвержденная маркетинговыми исследованиями о стоимости необходимых для реализации проекта основных средств и иного имущества;
- оценка субъекта об экономической эффективности инвестиционных вложений, включающая расчеты по снижению затрат на предоставление регулируемых услуг, снижение нормативных и сверхнормативных потерь, повышение качества услуг, повышение надежности системы;
- возможные условия финансирования и возврата заемных средств, в том числе за счет эмиссии ценных бумаг, привлечения кредитов;
- результаты проведенной переоценки стоимости основных средств по группам;
- если для реализации инвестиционной программы выделяются средства из бюджета или привлекаются кредиты (инвестиции) под гарантии Правительства, то предоставляются документы, подтверждающие размеры и условия финансирования.

Уполномоченный орган проводит экономическую и финансовую оценку эффективности инвестиционных программ.

Причинами отказа в принятии к рассмотрению инвестиционных программ уполномоченным органом являются:

- нарушение субъектом сроков представления инвестиционной программы;
- не представление субъектом вышеуказанных документов.

Уполномоченный орган обязан в течение 7 рабочих дней проверить полноту представленных материалов и письменно уведомить субъекта о принятии инвестиционной программы к рассмотрению или об отказе с обоснованием причин отказа.

Предельный уровень тарифа – максимальная величина тарифа на регулируемую услугу СЕМ, утверждается на среднесрочный или долгосрочный период. Тарифы или их предельные уровни, утверждаемые уполномоченным органом, должны быть не ниже стоимости затрат, необходимых для предоставления регулируемых услуг, и учитывать возможность получения прибыли, обеспечивающей эффективное функционирование СЕМ.

Дифференцированный тариф – тариф на регулируемые услуги, утверждается уполномоченным органом дифференцированно по группам потребителей и (или) объемам потребления.

Временный компенсирующий тариф – установленный уполномоченным органом в целях компенсации убытков, причиненных потребителям.

Тариф с применением метода сравнительного анализа – утверждается в соответствии с методикой расчета тарифа с применением метода сравнительного анализа, утвержденной уполномоченным органом по согласованию с государственным органом, осуществляющим руководство в области электроэнергетики, для каждой региональной электросетевой компании на три года с разбивкой по годам и ежегодно корректируется с учетом эффективности ее деятельности.

До 2009 г. тарифная политика проводилась, в основном только с учетом вклада регулируемых услуг в инфляцию. Следствием этого были высокие риски осуществления масштабных инвестиций с длительным сроком окупаемости. Тарифная политика носила некорректный неподтвержденный характер, при рассмотрении заявок на повышение тарифов не был обеспечен прозрачный и открытый подход.

С целью решения проблем с инвестициями в 2009 году была введена система предельных тарифов, устанавливаемых Правительством для электростанций на срок не менее 7 лет:

–тарифы учитывают необходимые для реконструкции и модернизации инвестиции;

–принятые «в обмен» на предельные тарифы инвестиционные обязательства подлежат контролю уполномоченным органом.

Однако и при этом введенный механизм предельных тарифов не обеспечивает полностью привлекательность строительства новых генераций, препятствует формированию единого оптового рынка электроэнергии и снижает прозрачность сделок на рынке и не обеспечен должным контролем эффективности использования аккумулируемых средств на развитие генерации на стадии утверждения и реализации инвестиционных программ.

По законодательству субъект естественной монополии обязан проводить обязательный ежегодный аудит аудиторскими организациями. Аудиторский отчет и годовая финансовая отчетность должны быть опубликованы в периодических печатных изданиях. Субъект отчитывается перед потребителями и иными заинтересованными лицами, представляет отчет об исполнении тарифной сметы ежегодно. При этом ему запрещается признавать коммерческой тайной информацию, содержащуюся в тарифной смете и о предоставляемых регулируемых коммунальных услугах. После опубликования информации о дате проведения публичных слушаний предоставляет по

требованию участников публичных слушаний проекты тарифных смет, информацию о причинах повышения тарифов с экономически обоснованными расчетами.

Уполномоченный орган обязан знакомить потребителей с принятыми решениями по вопросам регулирования деятельности субъектов естественной монополии. В случаях принятия к рассмотрению заявок на изменение действующих тарифов проводится экспертиза проектов тарифов и тарифных смет, к проведению которой привлекаются независимые эксперты, государственные органы, потребители и их общественные объединения, субъекты естественных монополий, представившие проект. Проводятся публичные слушания при рассмотрении заявок на утверждение тарифов, размещаются на своем интернет-ресурсе и публикуют в периодических печатных изданиях информацию о дате и месте проведения публичных слушаний. Субъекты регулируемого рынка обязаны предоставлять в уполномоченный орган информацию об отпускных ценах с приложением обосновывающих материалов, ежеквартальную финансовую отчетность и ежемесячную информацию об объемах производства, уровне доходности и отпускных ценах. Потребители имеют право обращаться с заявлениями в уполномоченный орган, в суд, участвовать в публичных слушаниях и в тендерах по закупкам услуг субъектом естественной монополии.

На практике же громадный объем расчетных материалов тарифной сметы и приложений к ней служит лишь бюрократическому усложнению процедуры тарифной заявки. Фактически процесс повышения тарифов носит политический и «тормозящий» характер: уполномоченный орган пытается оттягивать принятие очередных тарифных заявок, а также удерживать заявляемые повышения в коридоре планируемой инфляции. В последние годы такие бюрократические «тормоза» усиливаются: рост тарифов не просто опережает фактическую инфляцию, но и является ее мультипликатором.

Структуры тарифа все более актуализируют проблему постоянного, независимого и профессионального контроля за эффективностью фактического расходования средств. Если прежде это касалось только эксплуатации, то с введением «инвестиционных» (предельных, расчетных, индивидуальных) тарифов встает вопрос и об эффективности инвестиционной деятельности СЕМ.

Принцип, по которому право и обязанность контроля за деятельностью СЕМ сохраняется за уполномоченным органом, объективно демонстрирует неработоспособность: КРЕМ и его департаменты ни по штатной численности, но по профессиональной квалификации не способны осуществлять проверки должной периодичности и глубины.

Настало время для включения в тарифный процесс полноправной третьей стороны – потребителя, и при его участии, перехода к назначению тарифа по аудированным результатам фактической деятельности СЕМ.

Рынок электроэнергии Казахстана состоит из двух уровней: оптового и розничного. Субъектами оптового рынка электроэнергии являются:

–ЭПО, поставляющие на оптовый рынок электроэнергию в объеме не менее 1 МВт среднесуточной (базовой) мощности;

–потребители электроэнергии, приобретающие электроэнергию на оптовом рынке в объеме не менее 1 МВт среднесуточной (базовой) мощности;

–Казахстанская компания по управлению электрическими сетями АО «KEGOC», выполняющая также функции Системного оператора;

- региональные электросетевые компании (РЭК);
- энергоснабжающие организации, не имеющие собственных электрических сетей и покупающие на оптовом рынке электроэнергию в целях ее перепродажи в объеме не менее 1 МВт среднесуточной (базовой) мощности;
- оператор централизованной торговли электроэнергией (АО «КОРЭМ»).

Оптовый рынок электроэнергии Республики Казахстан состоит из следующих субрынков:

- рынок двусторонней торговли с заключением контрактов напрямую между оптовыми продавцами и оптовыми покупателями электроэнергии;
- рынок централизованной торговли – биржевая торговля с проведением аукционов с целью заключения контрактов: краткосрочных (на каждый час предстоящих суток) и форвардных (на год, месяц и неделю вперед);
- балансирующий рынок купли-продажи отклонений от договорных объемов поставки и потребления электроэнергии, функционирующий в режиме реального времени;
- рынок системных и вспомогательных услуг, на котором продаются услуги, необходимые для обеспечения надежности работы ЕЭС Республики Казахстан и соблюдения стандартов качества электроэнергии.

После введения в 2009 г. предельных тарифов на услуги по производству электроэнергии основной объем электроэнергии на оптовом рынке поставляется на основании средне- или долгосрочных двусторонних договоров между оптовыми продавцами и оптовыми покупателями электроэнергии. Оставшиеся субрынки модели оптового рынка электроэнергии практически не работают.

Субъектами розничного рынка являются региональные электростанции, региональные энергетические компании, энергоснабжающие организации и потребители, не получившие право покупать электроэнергию на оптовом рынке.

Следующие проблемы модели рынка электроэнергии сдерживают развитие электроэнергетики Республики Казахстан:

- биржевой рынок электроэнергии, задачей которого является предоставление участникам рынка ценовых сигналов, неликвиден и не выполняет свои функции;
- балансирующий рынок, стимулирующий участников качественно планировать свое потребление и поощряющий производителей выполнять команды системного оператора, не работает;
- отсутствие почасовой системы АСКУЭ не позволяет корректным образом распределить между участниками оптового рынка внутридневные объемы потребления, а, следовательно, и внутридневные колебания цен;
- текущий механизм предельных тарифов не дает достаточных стимулов для строительства новых генерирующих мощностей;
- отсутствие механизма, гарантирующего инвестиции в производство электроэнергии;
- тарифное регулирование не создает стимулов для повышения эффективности производителей электроэнергии;
- отсутствие четкого видения модели оптового рынка электроэнергии после 2015 г.;
- законодательный запрет на выплату дивидендов ограничивает возможность получения необходимого дохода.

В целом рынок электроэнергии в Казахстане является «смешанным»: на введенные в энергетике рыночные механизмы наложены элементы государственного регулирования.

Необходимо определить пути дальнейшего совершенствования и развития:

– модель рынка – конкурентный рынок, свободные цены;

– модель государственного регулирования – ответственность государства за рентабельность частных компаний, техническое состояние мощностей.

В сегменте передачи и распределения электроэнергии целесообразно внедрение системы долгосрочного тарифного регулирования, которая позволит решить основные проблемы сегмента: нехватка средств для модернизации и строительства электросетевых активов, отсутствие приемлемой доходности на инвестированный капитал, низкая управленческая эффективность электросетевых компаний.

Решение проблемы нехватки средств для модернизации и строительства электросетевых активов будет обеспечено за счет включения в тариф величины справедливой амортизации, которая рассчитана на основании справедливой стоимости основных средств, задействованных в оказании услуг по передаче и распределению электроэнергии.

Проблема отсутствия приемлемого дохода на инвестированный капитал электросетевых компаний будет решена за счет включения в тариф дохода на инвестированный капитал. При этом привлечению инвестиций в отрасль будет способствовать использование более высокой нормы доходности для новых активов, чем для старых.

Для повышения эффективности деятельности электросетевых компаний целесообразно применение индекса эффективности операционных расходов, характеризующего ежегодное снижение контролируемых расходов компаний.

При этом в случае, когда компании удастся снизить контролируемые расходы с темпами, превышающими величину индекса, данный эффект должен сохраняться в компании в рамках одного периода регулирования. Таким образом, экономия затрат, которой компании удалось достичь, повлияет на тариф только со следующего периода регулирования.

Повышению эффективности деятельности РЭК также будет способствовать их объединение, в результате которого планируется формирование 3–5 сопоставимых компаний. Данные меры позволят сократить удельные затраты компаний электросетевого комплекса и, как следствие, снизить тарифы на оказываемые услуги. Объединение РЭК может происходить под влиянием различных механизмов:

– введение налоговых льгот для объединенных компаний;

– утверждение минимального количества потребителей РЭК при выдаче лицензии.

Кроме того, уполномоченному органу целесообразно принять меры по усилению контроля над деятельностью РЭК через внедрение показателей оценки эффективности РЭК и реализации инвестиционной программы:

– уровень потерь электроэнергии в сетях;

– величина износа электросетевых активов;

– величина операционных расходов на 100 км электрических сетей;

– количество аварий на 100 км электрических сетей;

– средняя продолжительность перерыва в сети (SAIDI);

– средняя частота перерывов в сети (SAIFI).

Для решения структурной проблемы сегмента снабжения электрической энергией, связанной с аффилированностью ЭСО с РЭК и ЭПО, следует использовать три основных механизма.

1. Рассчитывать и утверждать сбытовую надбавку ЭСО на основании метода бенчмаркинга, представляющего собой нормирование составляющих сбытовой надбавки на основе лучших отраслевых показателей.

2. Внедрить обязательство ЭСО по раскрытию и публикации детальной информации о формировании тарифов на электроэнергию.

3. Ужесточить санкции для распределительных сетевых компаний за установление неравного доступа к электрическим сетям.

Для решения проблемы длительного согласования тарифов ЭСО в КРЕМ следует ввести уведомительный принцип их утверждения, что позволит достичь следующих результатов:

- упрощение процесса взаимодействия между ЭСО и КРЕМ;

- снижение расходов ЭСО на привлечение заемных средств, необходимых для покрытия кассовых разрывов, связанных с некорректной величиной тарифа.

В долгосрочном периоде следует добиться усиления конкуренции ЭСО и консолидации игроков отрасли за счет ужесточения требований к компонентам сбытовой надбавки, формируемых методом бенчмаркинга. Данная мера приведет к уходу с рынка или покупке неэффективных ЭСО более сильными игроками и снижению тарифов для конечных потребителей.

Для эффективного тарифного регулирования предлагается разбить тариф на две части – абонентскую, определяемую подключенной (договорной) нагрузкой, и текущую, определяемую объемом потребления. Закладываемую в тариф безадресную «прибыль» исключить, все строчки тарифной сметы должны иметь конкретное предназначение. Взамен «прибыли» предусмотреть стимулирование руководства СЕМ и персонала, связанное с не превышением допустимой аварийности, соблюдением или улучшением закладываемых в тарифную смету технико-технологических и финансово-экономических нормативов.

Затраты на расширение мощностей в тариф для уже подключенных потребителей не включаются. Тариф, содержащий инвестиционную надбавку, применять только к вновь подключенным или желающим увеличить нагрузку потребителям, а также к потребителям, добровольно выразившим инвестиционные намерения. Во всех случаях применение инвестиционного тарифа должно быть связано с заранее установленными выгодами потребителя-инвестора: участие в расширяемых активах, последующие тарифные скидки или иные преференции.

Утверждение тарифа носит состязательный характер: на обязательных публичных слушаниях заявитель обосновывает свои затраты, организованный потребитель приводит свои доводы. При этом обе стороны опираются на данные аудированной отчетности и фактического исполнения нормативов.

При этом уполномоченный государственный орган присутствует в тарифном процессе как гарант полной и доступной отчетности субъектов естественной монополии, организатор и гарант профессионального и объективного аудирования, организатор и модератор на публичных слушаниях, как инстанция, утверждающая нор-

мативы для субъектов естественной монополии, формы отчетности и, по результатам публичных слушаний, собственно тарифы.

Организованный потребитель участвует в тарифном процессе, как сторона, имеющая право получать доступ к отчетности субъекта естественной монополии, участвовать в аудировании и составлении заключений, в тендерных комиссиях по закупкам субъектов естественной монополии и в публичных слушаниях, составлении и подписании итоговых протоколов по ним, получении государственного заказа на свое участие в тарифном процессе.

Кроме того, необходимо внедрение модели оптовых рынков электроэнергии и мощности, создающих стимулы к повышению эффективности генерирующего оборудования, обеспечивающих возможность получения требуемого возврата на инвестиции и способствующих качественному и надежному энергоснабжению (с учетом требования улучшения экологии).

На основании вышеизложенного, можно констатировать, что тарифная и инвестиционная политика обеспечат своевременное решение приоритетных задач развития электроэнергетики, решение их вкуче с реализацией преимуществ совместной работы в Единой энергетической системе Республики позволит обеспечить базу для устойчивого экономического роста страны.

Литература

1. Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 г. № 588-III Об электроэнергетике (https://online.zakon.kz/document/?doc_id=1049314).

2. Об утверждении предельных тарифов на электрическую энергию (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 14 декабря 2018 г. № 514. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 14 декабря 2018 г. № 17956.)

3. Об утверждении Особого порядка формирования затрат, применяемом при утверждении тарифов (цен, ставок сборов) или их предельных уровней на регулируемые услуги (товары, работы) субъектов естественных монополий (<http://adilet.zan.kz/rus/docs/V1300008480>)

2.16. «Реализация тарифной политики Казахстана в сфере жилищно-коммунального хозяйства»

Сфера естественных монополий представляет собой значительный сегмент экономики, в котором осуществляют свою деятельность свыше 1200 субъектов, оказывающих порядка 2000 регулируемых услуг.

Комитет по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан (КРЕМ) осуществляющим контроль и регулирование деятельности, отнесенной к сфере естественной монополии и общественно значимых рынков (рис. 2.16.1).



Рис. 2.16.1. Сферы регулирования

Сильной стороной регулирования деятельности субъектов является соблюдение баланса интересов потребителей и СЕМ, обеспечивающего эффективное функционирование и развитие инфраструктурных отраслей экономики.

Это представляет возможность решения проблемных вопросов, связанных с созданием стимулов для повышения эффективности деятельности субъектов, необходимостью снижения неэффективных затрат, повышением инвестиционной привлекательности предприятий, путем установления предельных тарифов, способствующих привлечению долгосрочных инвестиций на более льготных условиях, снижение рисков, связанных с нестабильностью экономики, а также стимулирующих к снижению производственных затрат.

К слабым сторонам можно отнести:

– значительный физический и моральный износ основных средств субъектов и слабое техническое состояние. Изношенные основные средства обновляются медленными темпами. Состояние субъектов практически всех сфер, особенно коммунального сектора, характеризует низкий уровень инвестиций в модернизацию и обновление изношенных производственных фондов.

– высокий уровень потерь в сетях.

В свою очередь, к угрозам можно отнести:

1) невыполнение инвестиционных обязательств по реконструкции и модернизации, приводящее к изношенности и технологической отсталости производств, и связанные с этим низкой эффективностью и потерям;

2) превышение уровня инфляции над заданными параметрами может привести к ухудшению макроэкономической стабильности;

3) несвоевременное принятие решений и соответствующих нормативных правовых актов, необходимых для эффективного функционирования системы могут повлиять на достижение целей КРЕМ.

Сильные стороны	Слабые стороны
<ul style="list-style-type: none"> регулирование деятельности субъектов с соблюдением баланса интересов потребителей и СЕМ, обеспечивающего эффективное функционирование и развитие инфраструктурных отраслей экономики 	<ul style="list-style-type: none"> значительный физический и моральный износ основных средств субъектов и слабое техническое состояние высокие уровни потерь в сетях субъектов
Возможности	Угрозы
<ul style="list-style-type: none"> решение проблемных вопросов, связанных с созданием стимулов для повышения эффективности деятельности субъектов, необходимостью снижения неэффективных затрат, повышением инвестиционной привлекательности предприятий 	<ul style="list-style-type: none"> невыполнение инвестиционных обязательств по реконструкции и модернизации превышение уровня инфляции над заданными параметрами несвоевременное принятие решений и соответствующих нормативных правовых актов

Рис. 2.16.2. SWOT – анализ

С 2015 г. регулирование деятельности субъектов естественной монополии осуществляется в рамках новой тарифной политики по принципу «тариф в обмен на инвестиции».

В основу новых подходов при формировании коммунального тарифа заложен главный постулат – обеспечить интересы потребителей т.е. обоснованность изменения тарифов, улучшение качества регулируемых услуг и предсказуемость.

Ожидаемый объем инвестиций за 2015–2021 г. в сферах естественных монополий составляет 2,2 трлн тенге, из которых в сферу ЖКХ (электроэнергетика, водоснабжение и водоотведение, теплоэнергетика) 1,3 трлн тенге (~0,23 трлн руб).

За 2015–2019 гг. сумма инвестиций в сферу ЖКХ составила порядка 1,1 трлн тенге (~0,2 трлн руб).

В результате вложенных инвестиций обеспечено:

- бесперебойность оказания услуг;
- снижение количества аварий;
- снижение показателей износа в среднем до 6% по каждой сфере;
- снижение нормативно-технических потерь до 3% по каждой сфере.

Тарифы дифференцируются по группам потребителей:

в сфере теплоснабжения (3 группы):

- *физические лица (население)* – 60%;
- *бюджетные организации* – 14%;
- *прочие потребители (юридические лица, потребители не относящиеся к физическим лицам и бюджетным организациям)* – 26%.

в сфере водоснабжения (5 групп):

- физические лица (население) – 73%;
- предприятия, занимающиеся производством тепловой энергии – 26%;
- предприятия, занимающиеся передачей и распределением тепловой энергии;
- организации, содержащиеся за счет бюджетных средств;
- прочие потребители (не входящие в вышеуказанные группы потребителей) – 15,5%.

в сфере электроснабжения (3 группы):

- потребители, использующие электрическую энергию для бытовых нужд (население) – 42%;
- потребители, использующие электрическую энергию не для бытовых нужд (юридические лица) – 47%;
- юридические лица, финансируемые из государственного бюджета (бюджетные организации) – 2%.

в сфере газоснабжения (6 групп):

- бытовые потребители (население);
- юридические лица;
- бюджетные организации, содержащиеся за счет бюджетных средств;
- теплоэнергетические компании, приобретающие товарный газ, в целях выработки тепловой энергии для населения;
- теплоэнергетические компании, приобретающие товарный газ, в целях выработки тепловой энергии для юридических лиц;
- теплоэнергетические компании, приобретающие товарный газ, для производства электрической энергии.

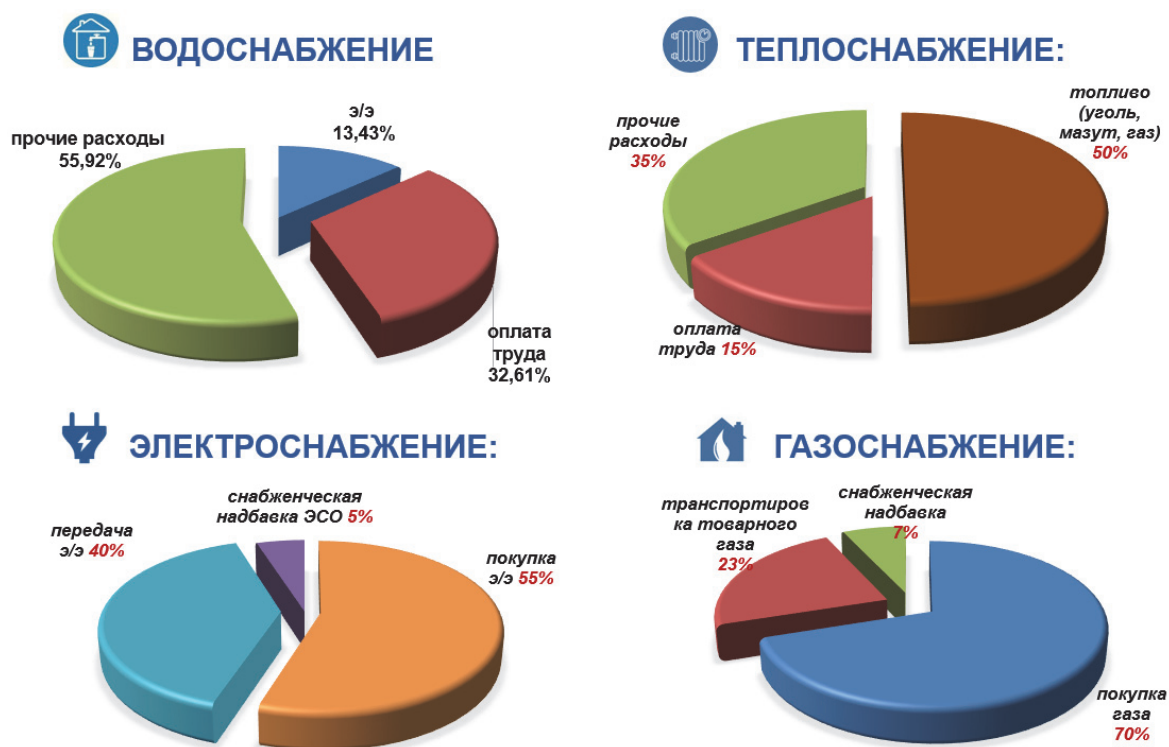


Рис. 2.16.3. Структура тарифа

Основные факторы, влияющие на повышение тарифов в 2021 г., которые могут быть подразделены на регулируемые и нерегулируемые.

К регулируемым факторам относятся:

- ежегодный рост оптовых цен на товарный газ (ожидается рост на 15% в 2021 г.;
- рост тарифов на электрическую энергию энергопроизводящих организаций и влияние возобновляемых источников энергии: утверждается МЭ РК, дает мультипликативный эффект на теплоснабжение, водоснабжение и электрическую энергию для конечного потребителя (ожидается рост в 2021 г.);
- рост тарифов на услуги по перевозке грузов ж/д транспортом (с 2021 г. на 7% (с учетом «предоставление вагонов»);
- изменение государственных пошлин, налогов и других выплат (в том числе экологических).

К основным нерегулируемым факторам:

- рост стоимости стратегических товаров: уголь, мазут, дизельное топливо;
- капитальные и текущие ремонты, не приводящие к увеличению стоимости основных фондов энергопроизводящих компаний (7% ежегодно);
- индексация фонда оплаты труда (7 % ежегодно);
- рынок мощности (по проектам в рамках инвестиционных соглашений);
- передача в доверительное управление СЕМ бесхозных и коммунальных сетей: затраты на содержание сетей МИО, с учетом принятия их в доверительное управление;
- ввод в эксплуатацию магистрального газопровода «Сарыарка»: тариф в 2021 г. вырос на 92,26%;
- аренда (оперирование) вагонов и расходы по приобретению материалов для ж/д путей.

Особое внимание уделяется контролю исполнения инвестиционных программ. Ежегодно проводится мониторинг исполнения субъектом мероприятий инвестиционных программ и тарифных смет. Неисполнение субъектом определенных обязательств, к примеру, по модернизации и развитию, которые субъект взял на себя при получении тарифа, – влечет со стороны Комитета введение компенсирующего тарифа (возврат потребителям неосвоенных средств).

В 2020 году по результатам проведения анализа исполнения тарифных смет и инвестиционных программ СЕМ за 2019 год выявлены неисполнения обязательств СЕМ, в связи с чем, КРЕМ введены временные компенсирующие тарифы на услуги ЖКХ на сумму 14,5 млрд тенге (2,6 млрд. руб).

КРЕМ ежегодно ведется оценка предельного вклада в инфляцию от тарифов на регулируемые коммунальные услуги.

При этом, Бюро национальной статистики ведется мониторинг фактического вклада в инфляцию на ежемесячной основе.

Так, в 2020 г. вклад в инфляцию от тарифов на регулируемые коммунальные услуги в 2020 г. составил 0,11%, при плане 0,25% (*одобренном СЭП при Правительстве РК*).

Оценка вклада регулируемых услуг коммунального сектора производится с учетом прогнозного изменения стоимости услуг 59 базовых субъектов естественной монополии и общественно значимых рынков по следующим сферам: водоснабжения и водоотведения (19); электроэнергия (16); центральное отопление и горячая вода (18); газ, транспортируемый по распределительным сетям (6).

В целях обеспечения прозрачности процесса тарифообразования, законодательно (Законом «О естественных монополиях») закреплены положения, направленные на публичное обсуждение планируемых изменений тарифов и внедрение эффективных механизмов обратной связи с населением:

- переход СЕМ от ежегодного к полугодовому проведению публичных отчетов перед потребителями;

- ежеквартальное размещение СЕМ в СМИ хода исполнения инвестиционных программ с приложением фото-, видео материалов;

- подача заявки на утверждение и корректировку тарифов и инвестиционных программы, а также отчетов и уведомлений СЕМ только в электронном формате через информационную базу «Монополист», что предоставляет возможность доступа к этим данным третьих лиц;

- общественный мониторинг исполнения инвестиционных программ путем посещения объектов инфраструктуры ЖКХ представителями МИО, СМИ, НПП «Атамекен», обществ защиты прав потребителей и потребителями;

- участие общественных объединений в рассмотрении проектов тарифа, инвестиционной программы СЕМ;

- проведение не реже одного раза в месяц совместно с СЕМ приема потребителей.

На официальном сайте КРЕМ имеется вкладка – «подача заявок и отчетов», который переведет Вас на сайт «bazamonopolist», где размещены заявки СЕМ.

В целях повышения прозрачности и привлечения общественности к процессу тарифообразования, также введен институт Совета по тарифной политике, который является консультативно-совещательным органом при Министерстве национальной экономики.

В состав Совета входят депутаты Парламента Республики Казахстан, представители государственных органов, НПП «Атамекен», общественных объединений, объединений субъектов частного предпринимательства, СЕМ, эксперты и иные заинтересованные лица.

Справочно: функции Совета: выработка предложений уполномоченному органу по проектам НПА в сферах СЕМ; содействие в привлечении общественных, научных и иных организаций к участию в реализации гос. политики в сферах СЕМ; заслушивание отчетов об исполнении утвержденных тарифных смет и инвестиционных программ, о соблюдении показателей качества и надежности регулируемых услуг и достижении показателей эффективности деятельности СЕМ и пр.

Вместе с тем, сформированы Региональные комиссии при Совете и их персональные составы при Департаментах Комитета.

В состав вошли представители уполномоченного органа и иных ГО, НПП, общественных объединений, объединений субъектов частного предпринимательства, СЕМ, эксперты и иные заинтересованные лица.

Также, на постоянной основе проводится разъяснительная работа с населением и участием представителей МИО и СМИ.

Так, за 2020 г. проведено 18 брифингов, 174 общественных приемных, 428 публичных слушаний, а также размещено более 3200 публикаций в СМИ (*интернет-порталы, телевидение, печатные издания*), проведен 101 пресс-тур по более 100 объектам СЕМ с освещением во всех региональных и республиканских СМИ.

Энергосистема Казахстана (рис. 2.16.4).

На сегодня структура цены на электрическую энергию для конечного потребителя в среднем по Республике Казахстан включает в себя:

- 55% затраты на покупку электрической энергии у станций;
- 40%, затраты на передачу электрической энергии (АО «KEGOC» и региональные энергопередающие организации);
- 5% затраты связанные с производственной деятельностью энергоснабжающей организации (содержание абонентского отдела, курьерские услуги и т.д.).

Справочно: Так, с 01.10.2019 г. произошло повышение предельных тарифов энергопроизводящих организаций, в среднем на 15,7% и стоимости услуг по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки (рынок мощности) на 30%. Данное повышение повлияло на рост конечных цен на электрическую энергию с 1 января 2020 г. в среднем на 8,2%, при этом рост тарифа для населения не превышал 5%.

С 01.07.2020 г. произошло повышение предельных тарифов энергопроизводящих организаций, в среднем на 17%. Данное повышение привело к росту конечных цен на электрическую энергию в среднем на 7,4%, при этом рост тарифа для населения не превышал 5%.

С 1 апреля 2021 г., Министерством энергетики утверждены предельные тарифы 37 энергопроизводящих организаций, где по информации Министерства энергетики произошел рост тарифов ЭПО в среднем на 15%.

Вместе с тем, из 37 энергопроизводящих организаций которым утверждены предельные тарифы с 1 апреля текущего года, 27 предприятий осуществляют продажу электрической энергии энергоснабжающим организациям на которых распространяется государственное регулирование, рост данных тарифов в среднем 20%.

В связи с ростом предельных тарифов энергопроизводящих организаций с заявки на изменение цен представляют энергоснабжающие организации, так прогнозный рост цены на электрическую энергию для конечного потребителя составил в среднем в стране 12,7%.

В настоящее время тарифными регуляторами в сфере электроэнергетики выступают два государственных органа это Министерство энергетики и Министерство национальной экономики.

Министерство энергетики является государственным уполномоченным органом, осуществляющим государственную политику в области электроэнергетики.

В компетенцию Министерства входят вопросы утверждения предельных тарифов на производство электрической энергии энергопроизводящих организаций.

Министерство национальной экономики, в лице Комитета по регулированию естественных монополий, осуществляет государственное регулирование деятельности субъектов естественных монополий (*передача электрической энергии отнесена к сферам естественной монополий*), а также реализует государственную политику в сферах естественных монополий, в том числе государственное регулирование и контроль субъектов естественных монополий, а также осуществляет государственное регулирование цен и государственный контроль за соблюдением порядка ценообразования и обязанностей субъекта общественно значимого рынка, в том числе и на услуги энергоснабжения.



Рис. 2.16.4. Энергосистема Казахстана

Динамика производства и потребления электроэнергии, а также динамика потерь в электрических сетях за последние пять лет представляет следующее.

Таблица 2.16.1

Динамика производства и потребления электроэнергии

кВтч.	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление	90 860,01	92 311,62	97 856,66	103 228,30	105 193,08	107 344,82
Выработка	90 796,61	94 076,49	102 383,64	106 797,10	106 029,79	108 085,83

Источник: данные АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company) «KEGOC»

Выработка электроэнергии за 2020 г. по Казахстану составила 108 085,8 млн кВт·ч и в сравнении с 2019 г. увеличилась на 2 056,0 млн кВт·ч или на 1,9 %.

Таблица 2.16.2

Структура выработки электроэнергии по Казахстану

	2019 г., % (отчет. период)	2020 г., % (отчет. период)
Всего	100,0	100,0
в т.ч. ТЭС	81,1	80,2
ГЭС	9,4	8,8
ГТЭС	8,5	8,8
СЭС, ВЭС и БГУ	1,0	2,2

Источник: данные АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company) «KEGOC»

Потребление электроэнергии за 2020 г. в сравнении с 2019 годом увеличилось на 2 151,7 млн кВт·ч (2,0%) и составило 107 344,8 млн кВт·ч.

Таблица 2.16.3

Структура потребления электроэнергии по зонам Казахстана

Казахстан	107344,8 млн кВт·ч или 100,0%
Северная зона	70522,2 млн кВт·ч или 65,7%
Южная зона	23287,4 млн кВт·ч или 21,7%
Западная зона	13535,2 млн кВт·ч или 12,6%

Источник: данные АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company) «KEGOC»

Как показывает статистика, в целом, энергетика Казахстана развивается в глобальном тренде растущего спроса на электроэнергию.

Выдача лицензии по виду деятельности «Покупка электрической энергии в целях энергоснабжения» осуществляется территориальными Департаментами Комитета по регулированию естественных монополий.

Данный вид лицензии выдается физическим или юридическим лицам, которые планируют оказывать услуги электроснабжения, и наличие лицензии дает право иметь статус «энергоснабжающей организации».

В целях экономии времени физических и юридических лиц, данную услугу можно получить, не выходя из дома в электронной форме, обратившись через веб-портал «электронного правительства» www.egov.kz, при условии наличия электронной цифровой подписи.

Так, на сегодня:

- выдано 354 лицензии;
- реализуют более 100 ЭСО;
- ценовое регулирование – 34 ЭСО;
- по свободным ценам – более 80 ЭСО.

Также в соответствии с пунктом 7 Правил организации и функционирования оптового рынка электрической энергии, потребители электрической энергии, участвуют в оптовом рынке при выполнении следующих условий:

1) покупка на оптовом рынке электрической энергии в объеме не менее 1 МВт среднесуточной (базовой) мощности и наличие автоматизированных систем коммерческого учета, систем телекоммуникаций, обеспечивающих их унификацию с системами, установленными у системного оператора, и при необходимости региональной электросетевой компании;

2) наличие доступа к национальной и при необходимости региональной электрической сети.

При этом, энергоснабжающей организации запрещаются реализация (продажа) электрической энергии другой энергоснабжающей организации, а также ее приобретение (покупка) у другой энергоснабжающей организации.

Производство электрической энергии и рынок мощности.

Электроэнергетика Республики Казахстан включает следующие сектора:

- производство электрической энергии;

- передача электрической энергии;
- снабжение электрической энергией;
- потребление электрической энергии;
- иная деятельность в сфере электроэнергетики.

Производство электрической энергии в Казахстане осуществляют 45 электрических станций различной формы собственности.

Тарифы энергопроизводящих организаций на 2021 год:

Средний тариф – 8,61 тенге/кВт·ч (~ 1,5 руб/кВт·ч),

Мин. – 1,1 тенге/кВт·ч без НДС (~ 0,2 руб/кВт·ч),

Мах. – 15,46 тенге/кВт·ч без НДС (~ 2,8 руб/кВт·ч).

Рынок мощности на 2021 год составляет 692 376 тенге/МВт (~ 123 198 руб/МВт) в месяц (без НДС).

Справочно: Энергопроизводящие организации по виду используемого топлива разделяются на:

- работающие на угле;
- работающие на газе местного происхождения;
- работающие на газе импортного происхождения.

Производство электрической энергии ВИЭ.

Количество ВИЭ – 90 (из них: ВЭС – 19, СЭС – 31, БиоЭС – 3 и ГЭС – 37)⁴⁶.

Централизованная покупка и продажа электрической энергии, произведенной объектами по использованию ВИЭ и поставленной в электрические сети единой электроэнергетической системы РК осуществляется Расчетным-финансовым центром по поддержке ВИЭ, при этом доля ВИЭ в 2018 г. составила 0,51%, в 2019 – 1,05%, в 2020 г. – 2,17% от общей доли производства э/э (согласно Концепции по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике», планируется увеличение доли ВИЭ, в 2030 г. до 10 %, к 2050 до 50 %, с учетом альтернативной энергетики).

Фиксированные тарифы⁴⁷ на поставку электрической энергии, производимой объектами по использованию возобновляемых источников энергии:

Ветровые электростанции – 22,78 тенге/кВт·ч (~4 руб./кВт·ч) (без НДС);

Фотоэлектрические преобразователи солнечной энергии – 34,61 тенге/кВтч (~6 руб./кВт·ч) (без НДС);

Малые гидроэлектростанции – 16,71 тенге/кВт·ч (~3 руб./кВт·ч) (без НДС);

Биогазовые установки – 32,23 тенге/кВт·ч (~5,7 руб./кВт·ч) (без НДС).

Передача и снабжение электрической энергии.

Передача электрической энергии относится к сфере естественной монополий, регулируется КРЕМ МНЭ РК

В сфере передачи электрической энергии услуги оказывают, в том числе:

– АО «KEGOC» – передача электрической энергии по сетям межрегионального уровня;

– РЭК – передача электрической энергий по сетям регионального уровня.

Снабжение электрической энергии является лицензируемым видом деятельности относится к общественно-значимым рынкам, регулируется КРЕМ МНЭ РК Госрегулирование распространяется на 34 ЭСО.

⁴⁶ ВЭС – ветроэлектростанции, СЭС - солнечные электростанции, БиоЭС – электростанции на биогазе, ГЭС – гидроэлектрические станции.

⁴⁷ Постановление Правительства Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 645

Тарифы ЭСО дифференцируются по группам потребителей: население, юрлица и бюджетные организации.

Анализ динамики тарифов за последние 5 лет показал рост тарифов в сферах:

- теплоснабжения: на 22%;
- электроэнергии: на 12%;
- водоснабжения: на 18%;
- водоотведения: 25%.

Как правило, с целью сдерживания тарифов и недопущения социальной напряженности, для населения (физических лиц) устанавливается тариф ниже среднеотпускного, при этом тариф для юридических лиц устанавливается выше среднеотпускного. Таким образом, основная нагрузка по росту тарифа у регулируемой ЭСО ложится на юридических лиц.

В свою очередь, нерегулируемые ЭСО не заинтересованы в заключении договоров с физическими лицами.

В снабженческую надбавку электрической энергии регулируемой ЭСО входят производственные расходы (*оплата труда, амортизация, производственные расходы, материальные затраты, распечатка и доставка счет квитанции, услуги биллинга и т.д.*).

При этом, вышеуказанные расходы нерегулируемая ЭСО несет в разы меньше, в связи с отсутствием у нерегулируемой ЭСО потребителей из числа физических лиц.

Таким образом, нерегулируемая ЭСО устанавливает тариф ниже, чем у регулируемой, что привлекает большой приток юридических лиц.

В этой связи, возникает проблема оттока потребителей от регулируемых ЭСО к нерегулируемым ЭСО.

Пути решения:

– дифференциация тарифов региональных электросетевых компаний, так называемое установление у РЭК тарифов для населения и юридических лиц, что в свою очередь, приведет к увеличению конкурентоспособности и снижению тарифов у гарантирующего ЭСО при оказании услуг по энергоснабжению (*внесение изменений в Закон РК «О естественных монополиях» и его подзаконные акты*).

– согласование предельных тарифов энергопроизводящих организаций МЭ РК с МНЭ РК, по аналогии с Законом РК «О газе и газоснабжении» по согласованию оптовой цены реализации товарного газа (*внесение изменений в Закон РК «Об электроэнергетике» и его подзаконные акты*).

2.17. Особенности тарифного регулирования в США

В исследовании рассмотрены история развития энергетического хозяйства США и структура управления энергетикой. Изучены факторы, влияющие на процесс тарифного регулирования, сделан ряд заключений. Материальная база, система регулирования энергетикой являются уникальными и характеризуются особенностями, обусловленными культурными, географическими, социально-экономическими, политическими причинами. Техническое регулирование и формирование тарифов – сложный многосторонний процесс, в котором участвуют представители органов власти, отраслей, потребителей, научного сообщества, общественных организаций, средств массовой информации. Использование опыта США возможно, но для этого потребуются воспроизвести многоуровневую и многосоставную систему сдержек и противовесов, институт лоббирования.

The article examines the history of development of the US energy - production, transportation, storage and distribution sectors, the formation of prices for the main energy products and tariffs for their transportation. The factors influencing the process of tariff regulation have been studied. A number of conclusions were made, including the following. The energy regulation system is unique. The tariff regulation's system has been formed over many decades on the market principles. At present technical and tariff regulation is a complex multilateral process involving representatives of government authorities, industries, consumers, the scientific community, public organizations and the media. This process has positive and negative properties. It is possible to use the US experience in other countries, but this will require reproducing a multi-level and multi-component system of checks and balances, including structures of lobbying.

Энергетическое хозяйство: особенности функционирования. США являются одними из крупнейших потребителей и производителей энергии в мире, при этом они почти полностью обеспечивают внутренние потребности на основе собственного производства. Нехватка энергоресурсов (производство минус потребление основных видов топливно-энергетических товаров) составляет менее 2% суммарного потребления. [1]

Основными источниками энергии являются углеводороды – нефть, газ и уголь. В 2020 г. в структуре национального энергопотребления их удельный вес находился на уровне 84%. Учитывая данный фактор, можно с большой вероятностью утверждать, что в ближайшие 20-30 лет десятилетий экономика США будет базироваться на углеродной энергетике.

Ключевыми секторами топливно-энергетического комплекса являются нефтяная и газовая отрасли, электроэнергетика. В физическую инфраструктуру входят трубопроводные системы, СПГ-терминалы, электрические сети и аккумулирующие системы (гидроаккумуляторы, солнечно-тепловые аккумуляторы, батареи, маховики и системы сжатого воздуха). На этом материальном фундаменте находится мощная надстройка, предназначенная для регулирования хозяйственных процессов, обеспечения действия рыночных механизмов. Система управления национальной экономикой и энергетикой в том числе базируется на высокоразвитых формальных и неформальных институтах, формирующих благоприятную среду для партнерских отношений государства и предпринимательского сообщества, защиты интересов людей – конечных потребителей товаров и услуг. [2]

Развитие нефтяной отрасли началось в середине XIX века. В настоящее время на территории государства в сфере добычи, транспортировки нефти и газа функционируют более 11 тыс. фирм. В основном это частные предприятия, которые эксплуатируют 90% нефтегазовых скважин, производят 80% суммарной добычи нефти и около 90% природного газа, газового конденсата и СПГ. Более 70% данных независимых производителей функционируют 50 лет и более. Они ориентированы на собственное долгосрочное развитие.

Нефтегазовая отрасль имеет важное значение для национальной экономики. Её вклад в ВВП оценивается в 4%, в ней трудятся около 4 млн. квалифицированных специалистов (в 2010 г. около 97% работников имели высшее образование - не ниже бакалавриата). По различным оценкам, количество занятых в отраслях ТЭК, на смежных производствах, в других связанных с энергетикой секторах, составляет около 40 млн. человек. Производство нефти и газа ведется в основном частными независимыми производителями-небольшими предприятиями.

Внутренние цены на нефть и нефтепродукты формируются на базе рыночных механизмов, которые развивались и совершенствовались в течение нескольких десятилетий.

Добыча углей развита более чем в 23 штатах, открытым способом производится около 60% сырья. Максимальный уровень производства достигнут в 2008 г. и затем данный показатель стабильно снижался из-за государственного стимулирования спроса на более экологичное топливо – газ, сужения ресурсной базы угольной отрасли и переключения генерирующих компаний на газообразное топливо в штатах, удаленных от мест добычи энергетических углей. На внутреннем рынке уголь приобретает в основном генерирующими компаниями (около 92% добычи). Потребителями являются также черная и цветная металлургия, химическая, цементная лесная и бумажная, нефтехимическая промышленность, сектор биотоплива. Транспортировка углей от мест производства до потребителей осуществляется железнодорожным, речным и автомобильным транспортом. Экспортно-импортные операции производятся с использованием морских портов.

Цены на уголь определяются на основе долгосрочных контрактов и по итогам реализации топлива на спотовых рынках в отдельных штатах и на Нью-Йоркской товарной бирже (NYMEX) в ходе торгов срочными (фьючерсными) контрактами (coal future prices). Мониторинг цен и прогнозирование различных показателей рынков осуществляет министерство энергетики. Отчет о состоянии угольной индустрии публикуется на регулярной основе. [5,6]

Развитие системы генерации электроэнергии началось в 80-х годах XIX в. В 1882 г. первую электростанцию постоянного тока Pear Station ввело в эксплуатацию предприятие, возглавляемое Т. Эдисоном. В 1896 г. компанией Вестингауз (Westinghouse Electric Co.) построена относительно мощная электростанция Niagara Power Plant по технологиям, предложенным Н. Теслой. Длившаяся в течение нескольких лет так называемая «война токов» завершилась победой переменного тока. [3]

В настоящее время генерация электрической энергии производится на основе различных энергоносителей, в основном – углеводородов, природного газа, углей различных марок, атомной энергии, местных видов топлив и нефтепродуктов, а также ВИЭ (в 2020 г. в суммарной выработке электроэнергии на базе возобновляемых источников на долю ветрогенераторов приходилось 67%, солнечных электростанций – 16%). Отпуск электроэнергии в сеть осуществляют различные организации и структуры: инвесторы-владельцы электростанций (57% суммарных поставок), федеральные и местные органы управления (16%), посредники (15%) и кооперативы (12%). [8,7]

В США широко применяются системы аккумулирования и хранения энергии. В 2020 г. суммарная мощность подобных систем превысила 23,2 МВт (в мире – 173,6 МВт). Во втором десятилетии наступившего века на законодательном уровне приняты решения и нормативные акты с целью стимулирования развития сектора путем создания новых систем различных типов, механизмов торговли мощностью и соответствующих рынков. Штатом, лидирующим по количеству проектов, намеченных для реализации в ближайшем будущем, лидирует Калифорния. [9]

В энергетическую инфраструктуру страны входят системы, предназначенные для обслуживания товаропотоков, то есть для перемещения/передачи, хранения и распределения топливно-энергетических товаров. К ним относятся газопроводы, нефте- и продуктопроводы, электрические сети, железные и автомобильные дороги, речная и морская транспортные системы, инфраструктура ядерной энергетики и ряд других секторов.

Развитие трубопроводного транспорта осуществляется под надзором государственных органов различных уровней и общественных организаций. Американский подход к регулированию данного сектора представляет сочетание метода минимальных требований безопасности к оборудованию трубопроводной системы и метода регулирования деятельности оператора. [4]

Силовые сети обеспечивают передачу электрической энергии, вырабатываемой установками, которые различаются по мощности, типу применяемого оборудования и используемых ресурсов, а также неравномерно размещены на территории страны. Сетевое хозяйство разделено на пять частей - три крупных и два небольших сегмента. Крупные сети – восточная (Eastern Interconnection, ERCOT), западная (Western Interconnection) и сеть шт. Техас (Texas Interconnection). Они синхронизированы на частоте 60 Гц. Восточная сеть объединяет производителей и потребителей США, Канады (пров. Квебек) и часть мексиканской пров. Нижняя Калифорния. Две небольшие изолированные сети находятся на северо-западе и соединены линией электропередачи Alaska Interconnections и еще одна расположена на Гавайский островах. Управление электрическими сетями осуществляют независимые системные операторы (ISO) и региональные операторы передачи электроэнергии (RTO). Операторы используют сложные модели оптимизации для выбора заявок и установления оптовых цен (на рынке «на сутки вперед» и в других случаях). Генерирующие компании получают от операторов команды, которые являются обязательными к исполнению. Нарушители могут нести материальную ответственность в виде штрафа. [11]

На территории США имеются несколько рынков электроэнергии различных по географическому охвату (могут включать один или несколько штатов), действующим стандартам и механизмам торговли, количественному и качественному составу участников и иным показателям. Регулирование рынков электроэнергии осуществляется на федеральном и местном уровнях. Оптовая торговля электроэнергией ведется более чем в 20 центрах и точках доставки, распределенных по территории США.

Регулирование в энергетике: структура и система. Регулирование энергетического хозяйства осуществляется на двух уровнях: на федеральном и местном (на уровне штатов и муниципалитетов). Процесс регулирования и контроля охватывает правовую, техническую социально-экономическую и другие сферы хозяйствования.

На федеральном уровне контроль осуществляют следующие ведомства: министерство энергетики (Department of Energy, DOE), министерство транспорта (Department of Transportation, DOT), «Агентство по защите окружающей среды» (Environmental Protection Agency, EPA), «Федеральная комиссия по регулированию энергетики» (Federal Energy Regulatory Commission, FERC). В своей работе указанные организации сотрудничают с государственными и иными, в том числе независимыми организациями, иногда передавая им часть функций.

Надзорную функцию в энергетике выполняет независимое агентство «Федеральная комиссия по регулированию энергетики» (ранее секторы электроэнергетики и газовый сектор контролировала Federal Power Commission, созданная в 1920 г.). Регуляторные полномочия FERC распространяются на трубопроводный транспорт, сектор передачи электроэнергии, оптовую торговлю нефтью, газом и электроэнергией. Власть и полномочия FERC превосходят власть и полномочия региональных ведомств и органов. Структура государственного регулирования энергетическим хозяйством на федеральном уровне представлена ниже на рис. 2.17.1.

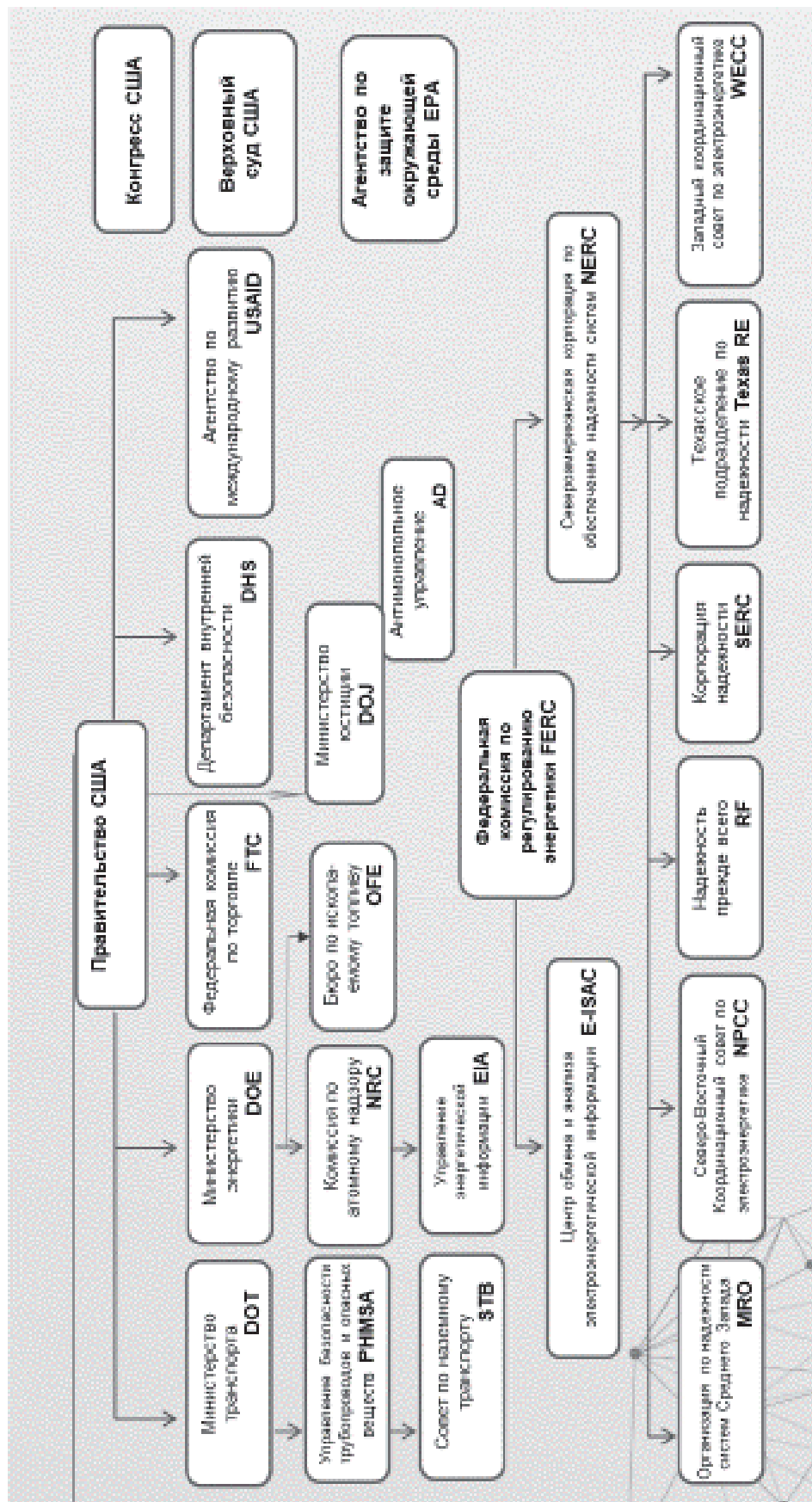


Рис. 2.17.1. Структура государственного регулирования энергетикой США на федеральном уровне

Источник: составлено автором.

Регулирование электроэнергетики на местном уровне осуществляется властями штатов и муниципалитетов. С этой целью действуют органы управления и контроля, название и полномочия которых различны.

Тарифное регулирование отраслей ТЭК. В США, как и в любой другой стране, развитие регуляторной сферы происходило в условиях изменения политической и экономической конъюнктуры. В период от Гражданской войны (American Civil War) до II Мировой войны процесс государственного регулирования характеризовался как действия «резкие, зачастую эмоциональные, иногда как инструмент экономической или политической борьбы». Затем регуляторная среда постепенно менялась. Выделяют три основных фазы развития: (1) зарождения и становления, (2) судебная (тарифы и методики расчетов являются предметом разбирательств) и (3) административная (регулирование уровня цен, ценообразование, при котором восполняются затраты компании, обратные аукционы для получения субсидий на оказание услуг, обязательное возмещение не окупаемых затрат).

В настоящее время регулирование секторов естественных монополий осуществляется на федеральном и местном уровнях. На принятие управленческих решений влияние могут оказывать конгрессмены, представители-лобби, научно-исследовательские организации (API, GTI и другие), отраслевые ассоциации и иные объединения (экспертов, потребителей и другие). В фокусе государственного и общественного внимания находятся ценовая политика и тарифы, порядок и качество оказания услуг, планы развития компаний. Вопросы, связанные с загрязнением окружающей среды, подлежат регулированию и контролю по линии соответствующих государственных структур, агентств, общественных защитников, частных активистов.

Основной задачей государственного регулирования являются, во-первых, защита общественных интересов. Во-вторых, обеспечение деятельности коммерческих предприятий. В общественном сознании закреплён следующий принцип: предприниматели (в данном случае - компании отраслей ТЭК и связанных с ними секторами) добровольно принимают на себя обязательства по качественному обслуживанию потребителей и обеспечению надёжности поставок товаров и услуг, а органы власти и представители других структур (независимых агентств, общественных организаций, отраслевых ассоциаций) стремятся к созданию условий, позволяющих деловому сообществу компенсировать расходы, которые обусловлены выполнением соответствующих задач.

В сфере права соглашение между уполномоченными государственными органами и предприятиями называется нормативным договором (regulatory compact). Его смысл её заключается в том, что регулирующий орган определяет порядок действия инфраструктурной компании (как правило, в электроэнергетике и газовой сфере) на ограниченной территории. Иными словами, регулятор предоставляет предприятию возможности и права (подобно франшизе) на продажу и распределение электроэнергии или природного газа потребителям конкретного региона, при этом устанавливает верхнюю границу прибыли.

По итогам работы можно сделать ряд следующих обобщений.

1. Материальная база энергетики США и её надстройка – система регулирования – характеризуются особенностями, которые обусловлены культурными, географическими, социально-экономическими, политическими факторами. Иными словами, энергетическое хозяйство страны и система управления им являются уникальными.

2. Энергетическое хозяйство создавалось по мере развития производительных сил на основе в основном частной инициативы при ограниченном влиянии государства. Развитие происходило в отсутствие общегосударственного плана. Этот процесс занял более 100 лет.

3. Система управления отраслями ТЭК формировалась постепенно в условиях расширения материальной базы и усложнения системы торговли топливно-энергетическими ресурсами. Выделяют три основных этапа развития системы регулирования: (1) зарождение и становление (приоритет - борьба с монополиями), (2) развитие на основе механизмов разрешения споров (тарифы и методики расчетов цен являлись предметом разбирательств), (3) развитие на основе административных решений (регулирование тарифов органами власти, ценообразование основано на принципе окупаемости, поддержка предпринимательства путем проведения специальной политики – обратных аукционов на получение субсидий по оказанию услуг, возмещение некупаемых затрат).

4. Современная система регулирования предназначена для защиты интересов всех участников рынков. Техническое регулирование и формирование тарифов – сложный многосторонний процесс, в котором участвуют представители органов власти, отраслей, потребителей, научного сообщества, общественных организаций, средств массовой информации. Регулирование осуществляется на двух основных уровнях – федеральном и на уровне штата, при этом у низшего уровня – муниципалитета также имеются возможности влияния на ход вещей.

5. На федеральном уровне контроль за энергетическим хозяйством, торговлей топливно-энергетическими товарами, сферой регулирования осуществляют три высших федеральных органа государственной власти: Правительство США, Конгресс США и Верховный суд США. В системе исполнительной власти профильными ведомствами являются: Министерство энергетики, Министерство транспорта, Министерство юстиции, Федеральная комиссия по торговле, Агентство по международному развитию, Департамент внутренней безопасности. Важные функции выполняют две независимые структуры – Федеральная комиссия по регулированию энергетики и Агентство по защите окружающей среды.

6. На местном уровне (штатов) регулирование и контроль осуществляют три ветви власти штатов, руководство племен, а на самом нижнем уровне управления – муниципалитеты. Местные органы власти наделены широкими полномочиями. Уполномоченные органы (комиссии) решают различные задачи, в том числе следующие:

- регулирование розничной торговли (контроль цен, противодействие недобросовестной конкуренции - борьба с монополиями, сговорами);

- регулирование услуг по передаче и распределению товаров (контроль тарифов, обеспечение недискриминационного режима доступа к объектам, способных представлять монополии);

- контроль хозяйственной деятельности энергокомпаний (проведение налоговой политики, включающей возможность ограничения размера прибыли, осуществление технического надзора);

- стимулирование «чистого» развития путем расширения мощностей ВИЭ, развития сфер энергоэффективности и ресурсосбережения, торговли квотами на выброс вредных веществ в окружающую среду.

Муниципальные власти (органы местного самоуправления – власти деревень, небольших поселений и крупных городов, округов) взаимодействует непосредственно с гражданами и их объединениями, предлагают широкий спектр базовых услуг, включая услуги ЖКХ. Муниципалитеты аккумулируют информацию и передают ее в вышестоящие инстанции.

7. В развитии сферы регулирования участвуют научно-исследовательские структуры, в первую очередь «Американский институт нефти» и «Газовый технологический институт», имеющие мировую известность. Они разрабатывают стандарты, нормы, правила и инструкции. В этой работе могут принимать участие представители отраслевых организаций и государственных органов.

8. На регулирование отраслей ТЭК и торговли оказывают влияние механизмы лоббирования, возможности которых усилились в конце XIX века в условиях расширения полномочий федеральных властей, а в последствии – в условиях экономического роста и создания крупных и транснациональных корпораций.

9. Процесс формирования цен на топливно-энергетические товары основан на рыночных механизмах – спотовой торговле и биржевой торговле срочными контрактами. В США эти механизмы характеризуются высоким уровнем развития.

10. Тарифы на услуги по транспортировке, распределению нефти и нефтепродуктов, газа с использованием трубопроводного транспорта, а также электроэнергии внутри штатов контролируются местными органами власти, которые вправе установить верхний предел прибыли сетевых компаний. Тарифы на транспортировку/передачу между штатами регулируются федеральными органами власти и независимым агентством FERC.

11. Энергетический сектор характеризуется высоким уровнем прозрачности. Данные, сведения и информация, отражающие ситуацию в энергетике, широко представлены в открытом доступе в сети Интернет на сайтах государственных органов и иных структур. Обновление содержания сайтов осуществляется на регулярной основе, иногда - в режиме реального времени, синхронно с материальными процессами.

Литература

1. Иванов, А.С. Мировая энергетика: опора экономики в условиях пандемии / А.С. Иванов, И.Е. Матвеев, М.Д. Волкова // Бурение и нефть. – №2. – (февраль 2021). – URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2021-02/21>.

2. Матвеев, И.Е. Тарифное регулирование энергетического сектора США. – 13 апреля 2021. –

URL: <http://matveev-igor.ru/articles/tarifnoe-regulirovanie-energeticheskogo-sektora-ssha>.

3. Матвеев, И.Е. Системы передачи постоянного тока: текущее состояние и перспективы развития / И.Е. Матвеев, А.В. Гладкая. – 15 марта 2017.

URL: <http://matveev-igor.ru/articles/354343>.

4. Салыгин, В.И. Анализ законодательства Канады и США в области транспорта жидких и газообразных углеводородов / В.И. Салыгин, И.И. Литвинюк, И.А. Гулиев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – №6(26). – 2016. – URL: https://mgimo.ru/upload/iblock/8b9/98-106_Salygin1.pdf.

5. EIA, «Annual Energy Outlook 2020».

- URL: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#!/?id=15-AEO2020®ion.....linechart&sourcekey=0>
6. EIA, «Annual Coal Report 2019», October 2020,
URL: <https://www.eia.gov/coal/annual/pdf/acr.pdf>
 7. EIA, «Electricity explained Electricity generation, capacity, and sales in the United States», Last updated: March 19. – September 25. – 2020. –
URL: <https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/electricity-in-the-us-generation-capacity-and-sales.php>
 8. EIA, Electric Power Annual 2019, Revision Notice. – February 19. – 2021. – URL: <https://www.eia.gov/state/maps.php?v=Coal>
 9. Energy Storage Association (ESA), «100 x 30: Enabling the Clean Power Transformation», August, 2020, URL: <https://energystorage.org/wp/wp-content/uploads/2020/08/100x30-Empowering-Clean-Power-Transformation-ESA-Vision.pdf>
 10. The Center for Sustainable Systems. – «US Grid Energy Storage», 2020, URL: <http://css.umich.edu/factsheets/us-grid-energy-storage-factsheet#:~:text=In%202020%...20were,with%2011%20projects%20under%20construction>.
 11. EIA, «The U.S. electric system: A complex, interdependent network», 25.03.2021.
URL: https://www.eia.gov/realtime_grid/?src=data#/summary/about?end=20210323&start=20210316.

Глава 3. ТАРИФНАЯ ПОЛИТИКА В ОБЕСПЕЧЕНИИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ И НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ

3.1. Влияние Третьего Энергетического Пакета на тарифное регулирование в Республике Молдова

Республика Молдова является членом Энергетического сообщества. Подписанием закона № 117 от 23 декабря 2009 г., Парламент Республики Молдова легализовал присоединение Молдовы к Договору о создании Энергетического сообщества [1]. Одним из обязательств, является гармонизация национального законодательства с законодательством Европейского Союза по либерализации рынка электрической энергии и газового рынка (Третий Энергетический Пакет). С 1 января 2019 года Республика Молдова стала председателем Энергетического сообщества.

Членские взносы рассчитываются по алгоритму, который основывается на «коэффициенте, рассчитанном на основе ВВП и совокупного потребления первичных энергетических ресурсов» [1]. В 2018 г., Национальное бюро статистики Республики Молдова изменило методологию оценки Валового Внутреннего Продукта (ВВП). Была внедрена методология расчёта Системы национальных счетов (СНС) Организации Объединенных Наций, версия 2008 / Европейская система счетов, версия 2010 [2]. По данным Национального Бюро Статистики, ВВП вырос в 2018 г. на 28%, в том числе только за счёт перерасчёта по новой методологии, рост составил более 20%.

Логично, что до проведения переговоров об изменении коэффициента, используемого при расчёте размера взноса, вклад Республики Молдова в бюджет Энергетического сообщества будет существенно больше. Проанализируем, насколько эффективным было решение Парламента о присоединении к Энергетическому сообществу и о реализации Третьего Энергетического Пакета.

Данный пакет включает в себя диверсификацию рынка энергоресурсов, устранение барьеров для входа на этот рынок, внесение поправок в законодательство для легализации входа на рынок новых игроков. В соответствии с соглашением, 2015 г. является годом завершения транспозиции в национальное законодательство Директив и Правил III Энергетического Пакета.

Согласно Договору, основная его цель – это либерализация энергетического рынка в Республике Молдова, а для достижения этой цели необходимо отделить транспортную деятельность от деятельности по добыче и поставке энергоресурсов (ст. 9, Директива 2009/73 об общих правилах внутреннего рынка природного газа [3]). В связи с этим, в 2016 и 2017 гг. Парламент Республики Молдова принял необходимые законы: Закон № 108 от 27 мая 2016 г. о природном газе [4] и Закон № 174 от 21 сентября 2017 г. по энергетике [5].

В результате, начиная с 2015 г., вплоть до первой половины 2019 г., структура рынка электроэнергии Республики Молдова, отражает результат диверсификации, осуществлённой согласно Третьему Энергетическому Пакету (рис. 3.1.1).

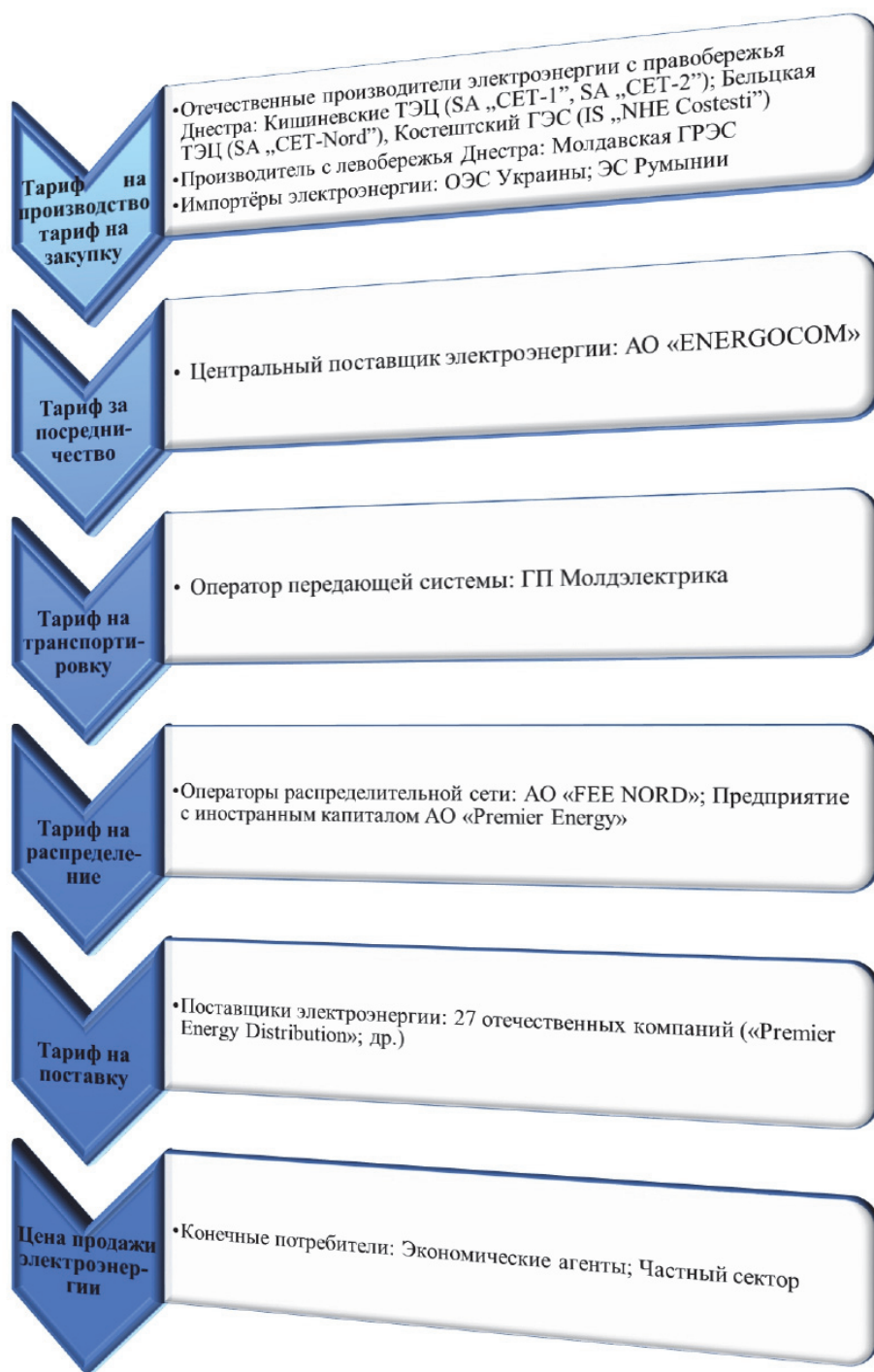


Рис. 3.1.1. Структура рынка электрической энергии Республики Молдова и составляющие цены на электроэнергию

Одним из операторов распределительной сети является предприятие с иностранным капиталом АО «Premier Energy», а одним из поставщиков электроэнергии – предприятие с иностранным капиталом АО «Premier Energy Distribution». Эти два предприятия, до 2015 г., были одним предприятием. Таким образом, реализация Третьего Энергетического Пакета привела к увеличению расходов, в том числе к административно-управленческим расходам, что, в свою очередь, привело к увеличению тарифа на электроэнергию для конечного потребителя. В случае газового рынка сложилась аналогичная ситуация.

Согласно рис. 3.1.1, цена на электроэнергию, помимо цены покупки (или производства), включает ещё четыре типа тарифов на предоставляемые услуги. В свою очередь, каждый тариф состоит из средних постоянных затрат, средних переменных затрат и регулируемой средней прибыли. Таким образом, конечный потребитель оплачивает содержание администрации не только одной компании, а нескольким одновременно, и обеспечивает получение прибыли максимально пяти компаниям. Конечно, для конечного потребителя было бы гораздо удобнее платить напрямую производителю, или, самое большее, между производителями и потребителями могла бы быть только одна компания-посредник, а не четыре.

Для наглядности проанализируем динамику индексов цен за период, который включает как годы до, так и после внедрения Третьего Энергетического Пакета (рис. 3.1.2).

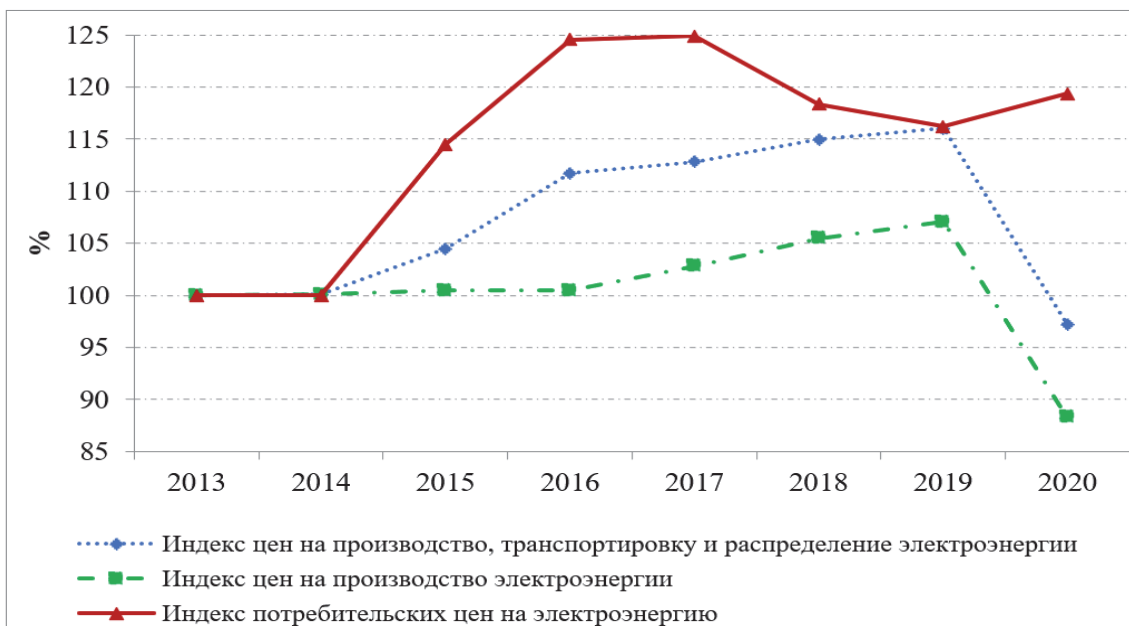


Рис. 3.1.2. Динамика индексов цен на электроэнергию в Республике Молдова, 2013 г. = 100%

В 2015–2016 гг., резко вырос индекс цен на производство, транспортировку и распределение электроэнергии по сравнению с индексом цен на производство, так как основное требование третьего энергопакета Евросоюза – это разделение энергокомпаний, в сущности, это появление на рынке энергоресурсов множества посредников, что неминуемо приводит к увеличению цены на энергоресурсы. Индекс потребительских цен на электроэнергию, в 2015–2018 г., выше индекса цен на производство, транспортировку и распределение, так как включает и тариф за посредничество и за поставку. А в 2020 г. разрыв ещё больше, за счёт введения ещё одного тарифа – тарифа за операционные услуги.

В 2018 г., в качестве политической рекламы, правительство решило снизить тариф на электроэнергию и природный газ. Национальное агентство по регулированию энергетики (НАРЭ) было вынуждено пересмотреть тарифы [6]. Снижение произошло накануне парламентских выборов, во второй половине 2018 г. В первой половине 2019 г., из-за политической борьбы между партиями в Парламенте, тарифы продолжили снижаться.

Описанная ситуация (рис. 3.1.2) возникла после реализации III энергетического пакета и реформы рынка электроэнергии, хотя было заявлено, что основные цели данного энергопакета – это повышение конкуренции, повышение эффективности и снижение цены на электроэнергию для конечных потребителей. Согласно прогнозу, реформа рынка электроэнергии должна побудить операторов энергосетей обеспечить снижение затрат на распределение и транспортировку. Но, на самом деле, разделение по вертикали электроэнергетики по видам деятельности, а именно услуг транспортировки от других видов услуг, привело к увеличению потерь и повышению цены на электроэнергию.

Республика Молдова – это небольшое государство, население которого сокращается, поэтому вертикальное разделение экономически невыгодно. Сравнительно выгоднее было бы выполнить разделение по горизонтали электроэнергетики. А самый выгодный вариант, это когда на рынке одна компания, чей контрольный пакет акций принадлежит именно государству, что даёт право регулировать цены на энергоресурсы. Но последний вариант невозможен, так как Молдова возложила на себя ряд обязательств. В данном случае, более выгодно горизонтальное разделение.

Национальное агентство по регулированию энергетики во второй половине 2019 г. продолжило процесс разделения по вертикали. Начиная со второй половины 2019 г., структура рынка электрической энергии Республики Молдова стала более сложной, так как продолжилось разделение, но уже не компаний, а услуг, предоставляемых тем же предприятием. В сущности, предприятие с иностранным капиталом АО «Fenosa», которое как мы уже отмечали, разделилось на два предприятия («Premier Energy», «Premier Energy Distribution»), чтобы иметь право на взимание двух тарифов за оказанные услуги (тариф на распределение и тариф на поставку), теперь взимает три тарифа, так как добавился тариф на операционные услуги.

В течение 2013–2019 гг., объем закупленной электроэнергии увеличился, а объем закупленного природного газа снизился [7] (табл. 3.1.1).

Таблица 3.1.1

Динамика объема и цены закупки электроэнергии и природного газа

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Объём закупки электроэнергии, млн. кВт·ч	3 959,7	4 034,7	4050,4	4035,7	4066,4	4178,8	4 301,9
Средняя цена закупки электроэнергии, лей/кВт·ч	0,9859	1,0572	1,3291	1,1331	0,9904	0,9936	1,0560
Средняя цена поставки электроэнергии (без НДС), лей/кВт·ч	1,5681	1,5686	1,6776	1,9528	1,9377	1,8533	1,7565
Соотношение между средней ценой поставки и средней ценой закупки электроэнергии, %	159,05	148,37	126,22	172,34	195,65	186,52	166,34
Объём закупленного природного газа, млн. м ³	1031,2	1053,1	1008,5	1038,4	1033,9	1129,7	1057,7
Средняя закупочная цена природного газа, лей/1000 м ³	4773,0	5373,0	4806,0	3887,0	3005,4	3670,0	4064,3
Средняя цена поставки природного газа (с НДС), лей/1000 м ³	6121,0	6118,0	6246,0	6085,0	5970,7	5034,8	4760,1
Соотношение средней цены поставки к средней закупочной цене природного газа, %	128,24	113,87	129,96	156,55	198,67	137,19	117,12

Оценки, сделанные на основе данных в таблице 3.1.1, показали, что реализация третьего энергетического пакета привела к увеличению соотношения между средней ценой поставки и средней закупочной ценой как на электроэнергию, так и на природный газ, в период 2015–2017 годов. Снижение данного показателя в следующие два года, как мы уже отмечали, связано с популистскими решениями в предвыборные годы.

Реализация III Энергопакета привела не только к повышению тарифов на энергоресурсы, но и к инфляции. Чтобы доказать, что данное утверждение верно, была разработана следующая эконометрическая модель (на основе данных за 19 лет) [8]:

$$d(\log IPC) = -0,018 + 0,235 d(\log P_e) + 0,189 d(\log P_g) + 0,05 D17 \quad (3.1.1)$$

$$R^2 = 0,92$$

где IPC – Индекс Потребительских Цен; P_e – тариф на электроэнергию для конечных потребителей (без НДС), в процентах к предыдущему году; P_g – тариф на природный газ для конечных потребителей (без НДС), в процентах к предыдущему году; $d(\log)$ – дифференциал логарифма первого порядка; $D17$ – фиктивная переменная для 2017 года; R^2 – коэффициент детерминации.

Параметры модели показывают, что влияние тарифа на электроэнергию на инфляцию больше, чем влияние тарифа на природный газ. Если цена на электроэнергию вырастет на 10 процентных пунктов, инфляция увеличится на 2,35 процентных пункта; если тариф на природный газ повысится на 10 процентных пунктов, инфляция увеличится на 1,89 процентных пункта [8].

Сравнительный анализ тарифов (без НДС) показал, что в первой половине 2020 г., тариф на электроэнергию для экономических агентов в Республике Молдова составил 0,0795 евро/кВт·ч. Более низкие тарифы были зарегистрированы в следующих странах:

- Украина (0,0595 евро/кВт·ч),
- Страны региона (используемые для сравнительного анализа согласно Национальной Стратегии Развития «МОЛДОВА 2030» [9]):
 - Грузия (0,0505 евро/кВт·ч),
 - Эстония (0,0675 евро/кВт·ч),
 - Босния и Герцеговина (0,0708 евро/кВт·ч),
 - Македония (0,0778 евро/кВт·ч), и др. [10].

Республика Молдова граничит с двумя государствами: Румыния и Украина. Румыния является страной Евросоюза, а Молдова и Украина подписали Соглашение об Ассоциации с Евросоюзом. Тарифы на электроэнергию (без НДС) для молдавских предприятий в 2015–2018 гг., выше, чем в Румынии, а в следующие два года ситуация меняется (рис. 3.1.3): «Сравнительный анализ тарифов среди стран Европейского Союза показал, что в Румынии не самый низкий тариф» [11]. В первом полугодии 2020 года, более низкие тарифы на электричество были зарегистрированы в Норвегии (0,0417 евро/кВт·ч), Дании (0,0540 евро/кВт·ч), Финляндии (0,0625 евро/кВт·ч), Швеции (0,0641 евро/кВт·ч), Эстонии (0,0675 евро/кВт·ч), Нидерландах (0,0676 евро/кВт·ч).

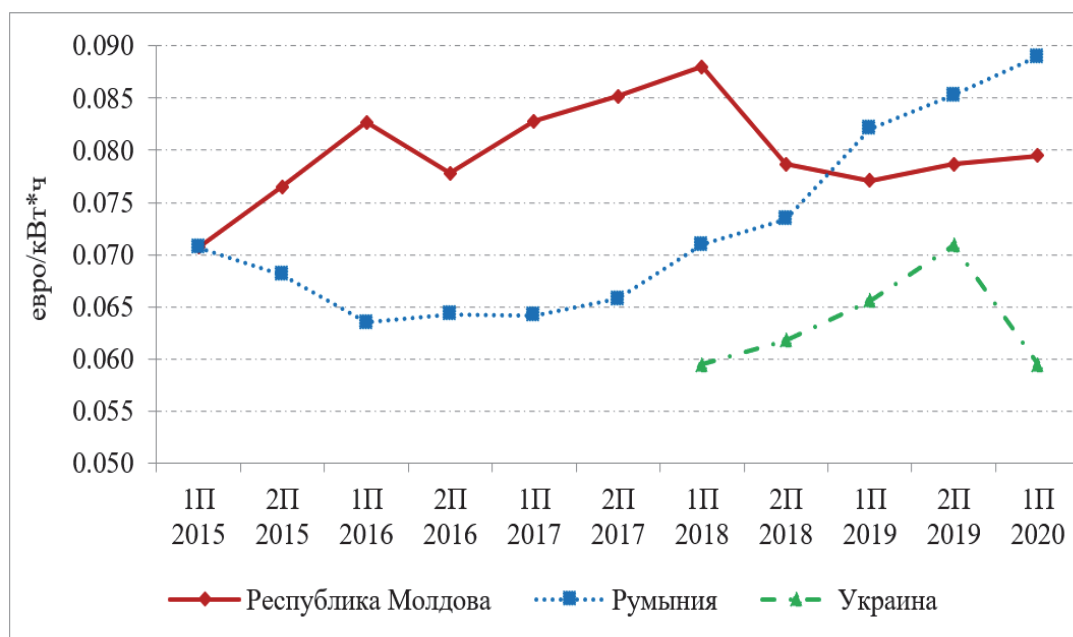


Рис. 3.1.3. Динамика тарифов на электроэнергию (без НДС) для предприятий по полугодиям, евро/кВт·ч

Примечание: В Евростате, сопоставимые данные по Украине за 2015–2017 гг. отсутствуют.

«Данные, представленные на рисунке 119, лишний раз доказывают, что цены на электроэнергию для молдавских предприятий выше, чем в соседних странах. Завышенные цены на электроэнергию не выгодны ни отечественным производителям, ни тем более домашним хозяйствам, так как это приводит к увеличению затрат на потребляемое электричество, и к увеличению цен на приобретаемые товары» [11].

Тарифы на природный газ (без НДС) для молдавских предприятий, в 2015–2017 гг., выше, чем в приграничных странах, а в следующих два года, ниже, чем в Румынии (рис. 3.1.4). А в 2019 году и в первой половине 2020 г., несмотря на обострение геополитической ситуации, Украина добилась существенного снижения тарифа на природный газ. В первом полугодии 2020 г., более низкие тарифы (без НДС) на природный газ, для предприятий, были зарегистрированы в Дании (0,0168 евро/кВт·ч), Литве (0,0185 евро/кВт·ч), Нидерландах (0,0192 евро/кВт·ч), Бельгии (0,0193 евро/кВт·ч) [10].

«Цена на энергоносители должна быть установлена на уровне, который был бы одновременно выгоден производителям (поставщикам) и потребителям. В случае производителей, установленный тариф должен обеспечить рациональную норму прибыли, развитие энергетического сектора, а в случае потребителей (промышленных предприятий), не должен существенно снижать конкурентоспособность отечественных товаров по цене, не тормозить развитие реального сектора» [11].

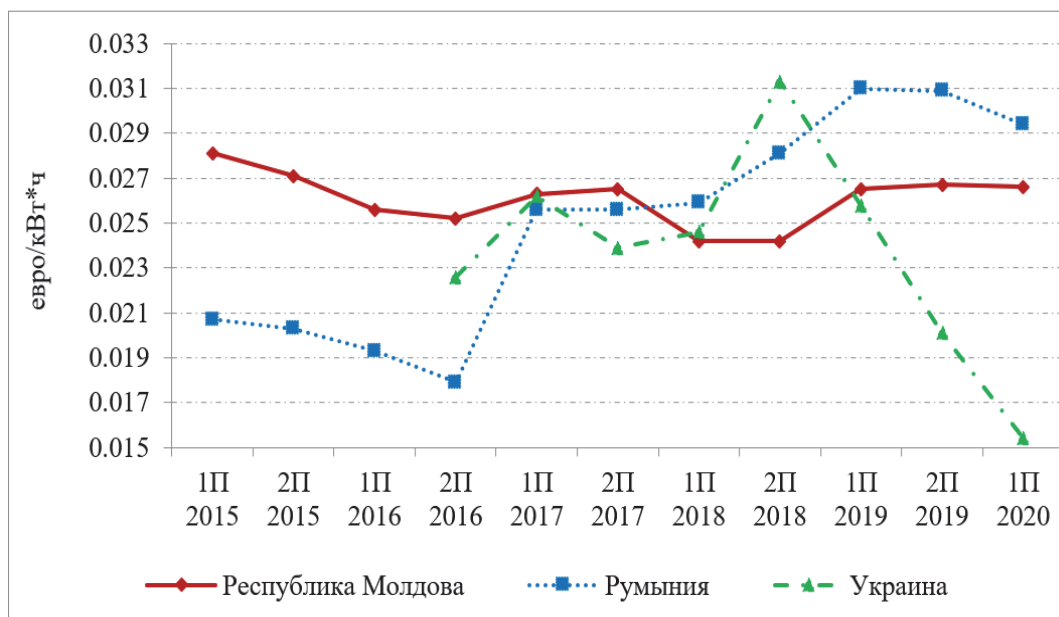


Рис. 3.1.4. Динамика тарифов на природный газ (без НДС) для предприятий по полугодиям, евро/кВт*ч

Примечание: В Евростате, сопоставимые данные по Украине за 2015–первое полугодие 2016 отсутствуют.

Реализация III Энергетического пакета в Республике Молдова повлекла за собой повышение тарифов на электроэнергию, природный газ и привела к росту инфляции.

Когда аграрная страна, со сравнительно низким ВВП на душу населения будет проводить тарифную политику, направленную на установление относительно более высоких тарифов на энергоресурсы, оно, в конечном итоге, приведёт к снижению экономического роста и снижению благосостояния населения. Следовательно, снизится и экономическая безопасность страны.

Тарифы на энергоресурсы как инструмент влияния на макроэкономические показатели

От состояния энергетического сектора зависит благосостояние страны, развитие промышленности и национальной экономики в целом. Поэтому экономическое обоснование изменения тарифов становится все более важным для создания условий развития энергетики и национальной экономики.

Принимая во внимание, что Республика Молдова не является собственником энергоресурсов, необходимо рассмотреть тарифную политику молдавского энергетического сектора и изучить последствия ее реализации для экономики, а также разработать систему мер, которые предотвратили бы необоснованное повышение тарифов.

Влияние цен энергоресурсов на основные макроэкономические показатели Республики Молдова мало изучено. В научном сообществе, мнения различных авторов по данной тематике, значительно различаются, начиная с тезиса о том, что влияние практически ничтожно, до противоположного заявления о том, что увеличение тарифов на энергоресурсы приводит к росту реального ВВП. Экономисты, которые разделяют последний тезис, считают, что, повышая цены на энергоносители, государство может улучшить ситуацию в национальной экономике.

А. А. Макаров и Т. А. Митрова утверждают, что «замедление роста цен электроэнергии и газа даст дополнительные финансовые ресурсы их производственным потребителям, особенно энергоёмким отраслям» [12, стр. 24]. Шахрияр Мухтаров, Саннур Алиев и Джавид Зейналов [13] разделяют точку зрения С. Авербуха и Р. Заутера, что рост цен на энергоносители замедляет макроэкономический рост за счет увеличения инфляции и безработицы, и за счет уменьшения финансовых активов [14].

Стоимость является неотъемлемой частью цены, а энергетический ресурс – это один из ресурсов, расходуемых как на производство товаров, так и на предоставление услуг. Следовательно, повышение тарифов на электроэнергию приведёт к росту цен на товары и услуги, то есть к увеличению индекса потребительских цен, к инфляции и снижению конкурентоспособности товаров и услуг по цене. Таким образом, важно изучить взаимосвязь между тарифами на энергоресурсы и инфляцией.

Важно количественно оценить реакцию отечественных производителей и потребителей и национальной экономики в целом на повышение тарифов. Рациональное регулирование естественных монополий государством позволяет снизить издержки производства, и в результате тарифы могут быть уменьшены на основе экономики от масштаба. Однако, в случае Республики Молдова, из-за третьего энергетического пакета это невозможно. В Молдове применяется ценовая дискриминация второй степени и третьей степени в случае ценообразования на газ, а ценовая дискриминация третьей степени применяется для электроэнергии и теплоэнергии.

Дискриминация третьей степени включает дифференциацию цен, исключительно, в зависимости от категории покупателей, а не от количества приобретенных товаров или услуг. Например, в настоящее время физические лица, по сравнению с юридическими лицами, платят более высокую цену за потребление электроэнергии, а жители муниципия Бельцы – более высокую цену за теплоэнергию. Таким образом, компании получают сверхприбыли за счёт максимизации прибыли по каждому сегменту рынка [15].

Инфляция – одна из актуальных экономических проблем в Республике Молдова. Используя пакет EViews и на основе данных за 19 лет была разработана следующая корреляционно-регрессионная модель для анализа инфляции:

$$\pi = 0,04 + 0,01\pi^e + 0,11rpe + 0,16rexch + 0,09D08 - 0,05D09, \quad (3.1.2)$$

где $R^2 = 0,96$; π – уровень инфляции; π^e – ожидаемая инфляция; rpe – темпы роста цены на электроэнергию; $rexch$ – темпы роста курса доллара; $D08, D09$ – фиктивные переменные для 2008 и 2009; R^2 – коэффициент детерминации.

В уравнении регрессии (3.1.2) были получены коэффициенты чувствительности инфляции к изменению соответствующих факторов. Следует отметить, что суще-

ствует высокая положительная эластичность темпов инфляции по отношению к номинальному обменному курсу доллара (0,16), и тарифам на электроэнергию для конечных потребителей (0,11).

В процессе анализа динамики тарифов на энергоресурсы и макроэкономических показателей были пересчитаны ряды данных к 2010 г. Этот год был выбран базовым по двум причинам. Во-первых, Национальное бюро статистики перешло на методологию СНС-2008 для расчёта валового внутреннего продукта (ВВП), а статистические данные были пересчитаны, начиная с 2010 года. Во-вторых, 2010 г. был посткризисным. Это первый год экономического роста.

На динамику валовой добавленной стоимости в текущих ценах влияет не только изменение физического объема товаров и услуг, но и инфляция. Первый фактор положительно влияет на национальную экономику. Для оценки влияния динамики цены электроэнергии на валовую добавленную стоимость производства и поставки электрической и тепловой энергии, газа, горячей воды и кондиционирования воздуха была разработана следующую модель:

$$d(\ln(GVA_e)) = 0,45d(\ln(p_e)) + 0,25d(\ln(q_{er})) - 0,15D09 - 0,09D08 \quad (3.1.3)$$

$$R^2 = 0,86$$

где GVA_e – валовая добавленная стоимость производства и поставки электроэнергии, тепловой энергии, газа, горячей воды и кондиционирования воздуха в процентах по отношению к предыдущему году; p_e – индекс цен на электроэнергию; q_{er} – индекс физического объема производства и поставки электроэнергии, тепловой энергии, газа, горячей воды и кондиционирования воздуха; $d(\ln)$ – дифференциал натурального логарифма первого порядка.

Полученные результаты показывают, что эластичность валовой добавленной стоимости производства и подачи электроэнергии, тепловой энергии, газа, горячей воды и кондиционирования воздуха в связи с изменениями цены на электроэнергию составляет 0,45. Следовательно, увеличение цены на электроэнергию на 10 процентных пунктов приводит к увеличению валовой добавленной стоимости производства и поставок электроэнергии, тепловой энергии, газа, горячей воды и кондиционирования воздуха в текущих ценах примерно на 4,5 процентных пунктов. Остальные 0,3 процентных пункта обусловлены ростом цен на тепловую энергию, природный газ, горячую воду и 0,25 – ростом физического объема.

Корреляционно-регрессионный анализ между ВВП на душу населения в текущих ценах, ценой на электроэнергию и индексом физического объема ВВП дал следующие результаты:

$$d(\ln(GDP_{cap})) = 0,16d(\ln(p_e)) + 0,74d(\ln(GDP_{ph})) \quad (3.1.4)$$

$$R^2 = 0,86$$

где GDP_{cap} – уровень ВВП на душу населения в текущих ценах; GDP_{ph} – индекс физического объема ВВП, в процентах к предыдущему году.

Полученное уравнение показывает, что ВВП на душу населения в текущих ценах является сравнительно более эластичным по отношению к изменениям физического объема ВВП, чем в случае изменения цены на электроэнергию. Таким образом, одним из способов повысить благосостояние населения – это устойчивое развитие реального сектора.

Кривая индекса цен является зеркальным отражением кривой индекса физического объема. Когда цена повышается, объем производства и поставки электроэнергии, тепловой энергии, газа, горячей воды и кондиционирования воздуха падает (рис. 3.1.5).

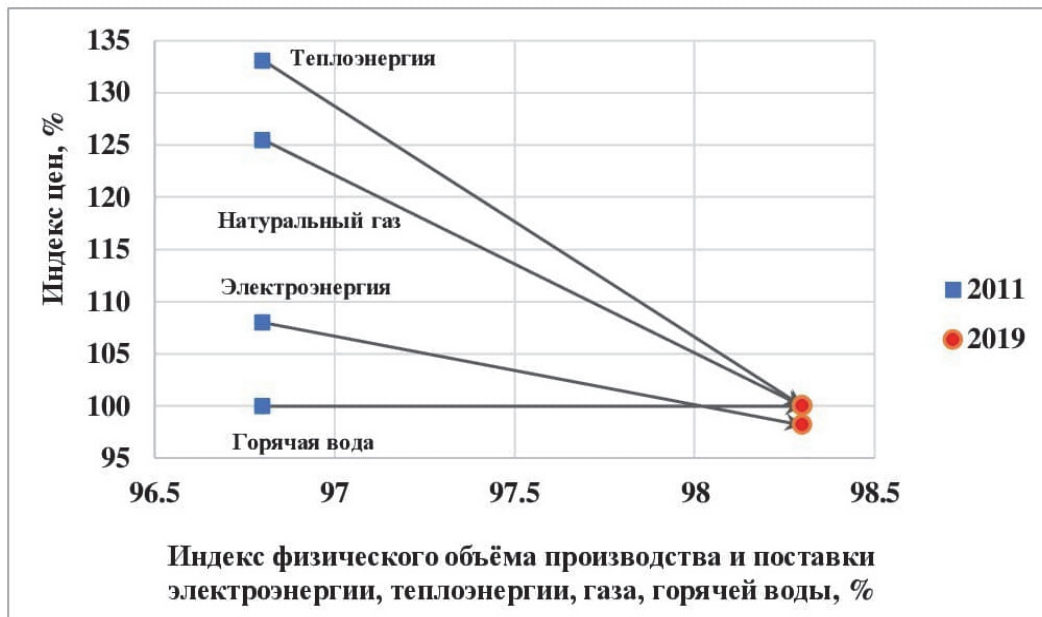


Рис. 3.1.5. Индексы цен и индекс физического объема производства и поставки электроэнергии, тепловой энергии, газа, горячей воды, в Республике Молдова

В результате анализа взаимосвязи между объемом производства и поставки энергоресурсов и колебаниями цен, были получены следующие результаты:

$$d(\ln(q_e)) = 0,03 - 0,63d(\ln(pp_e)) - 0,07D13 + 0,04D18, \quad (3.1.5)$$

где $R^2 = 0,91$

$$d(\ln(q_e)) = 0,04 - 0,33d(\ln(phc_e)) - 0,06D13 - 0,05D12 \quad (3.1.6)$$

где $R^2 = 0,92$; q_e – индекс физического объема производства и поставки энергоресурсов; pp_e – индекс цен производителей по производству, передаче и распределению электроэнергии; phc_e – индекс цен на электроэнергию для домашних хозяйств; $D12$, $D13$, $D18$ – фиктивные переменные для 2012, 2013 и 2018.

Согласно уравнениям (3.1.5) и (3.1.6), связь между индексом цен и индексом физического объема производства отрицательная. В свою очередь, цены на производство электроэнергии и тепла напрямую зависят от импортной цены на природный газ.

В течение рассматриваемого периода цена на производство, транспортировку и распределение электроэнергии стабильно росла, хотя в течение трёх лет (2015–2017 гг.) импортная цена природного газа значительно снизилась. В 2019 г. цена на газ выросла, но, тем не менее, по сравнению с базовым годом, это повышение не привело к достижению уровня, относительно более высокого, чем индекс цены на электроэнергию (рис. 3.1.6).

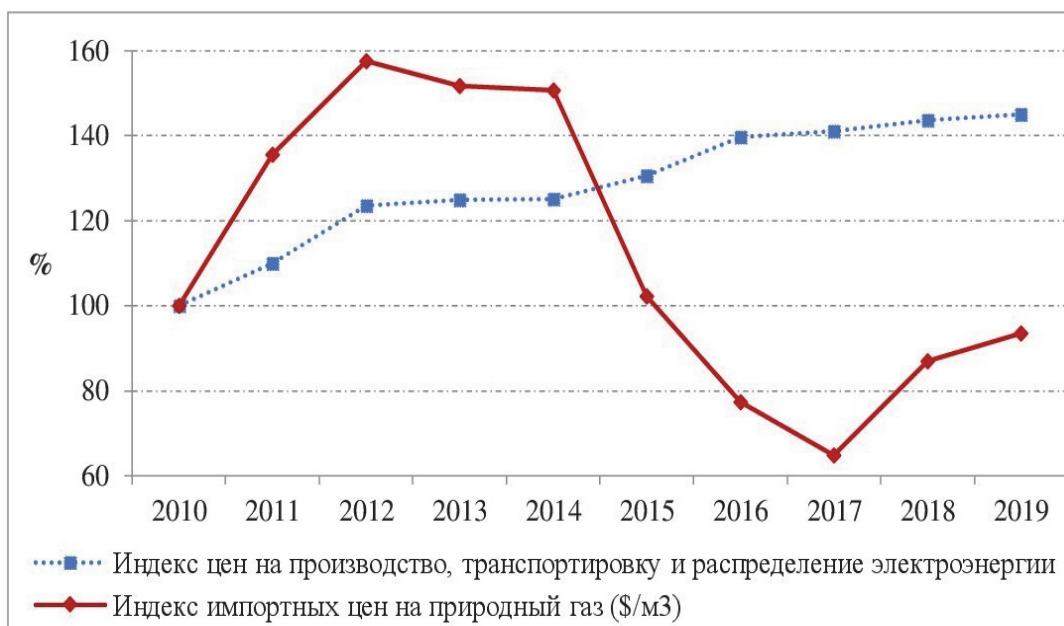


Рис. 3.1.6. Динамика индекса цен на производство, транспортировку и распределение электроэнергии и индекса импортных цен на природный газ в Республике Молдова, 2010 г. = 100%

В 2015–2018 гг., индекс цен на природный газ для потребителей превышал индекс импортных цен на газ, как в долларах, так и в национальной валюте. Наибольший разрыв был зарегистрирован в 2016 и 2017 гг. (рис. 3.1.7), что позволило поставщикам получить сверхприбыль. Разрыв был вызван обесцениванием национальной валюты, неэффективным менеджментом, наличием посредников.

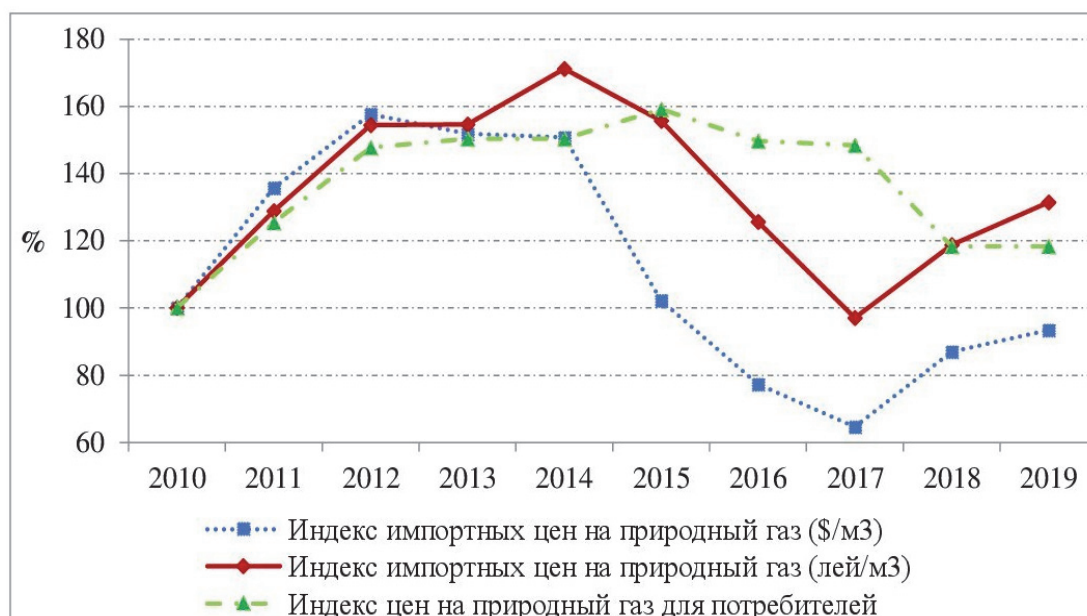


Рис. 3.1.7. Динамика индекса импортных цен и индекса цен на природный газ для потребителей в Республике Молдова, 2010 г. = 100%

Повышение цены на газ неизбежно приводит к удорожанию теплоэнергии, горячей воды, что в свою очередь ведёт к росту цен на товары и услуги, то есть к инфляции.

Снижение цен на электроэнергию и газ для всех потребителей, кроме населения, в 2018 г. привело к увеличению потребления энергии, что, в свою очередь, привело к увеличению индекса физического объема валовой добавленной стоимости производства и поставок энергоресурсов. В итоге вклад энергетики в формирование валового внутреннего продукта увеличился (рис. 3.1.8).



Рис. 3.1.8. Динамика индекса физического объема валовой добавленной стоимости производства и поставки электроэнергии, тепла, газа и горячей воды и его вклад в формирование Валового Внутреннего Продукта

При оценке влияния тарифов на Валовой Внутренний Продукт (ВВП) была обнаружена тесная связь между ценой на электроэнергию, теплоэнергию и ВВП:

$$d(\ln(GDP_{ph})) = 0,04 - 0,31d(\ln(p_e)) - 0,09d(\ln(p_h)) + 0,05D13 \quad (3.1.7)$$

где $R^2 = 0,89$; p_h – индекс цен на теплоэнергию.

Согласно уравнению (3.1.7), более низкие цены на электроэнергию и теплоэнергию приведут к увеличению экономической активности, увеличению ВВП. Инфляция издержек, вызванная ростом цен на энергоносители и другие ресурсы, приводит к сокращению производства и занятости. Таким образом, повышение тарифов на энергоресурсы приводит к увеличению стоимости готовой продукции, снижению валовой добавленной стоимости и, в конечном итоге, к снижению ВВП. Очевидно, что увеличение издержек на производство вызывает рост цен конечных товаров, которые становятся более дорогими, по сравнению с импортными товарами. В результате отечественные товары будут заменены импортными, а внутреннее производство сократится [16].

Цены и тарифы на энергоносители – один из важнейших факторов экономического здоровья государства. С помощью корреляционно-регрессионного анализа было доказано, что более низкие цены на электроэнергию дают импульс к экономии от масштаба, за счет более высокого спроса, и, соответственно, потребления.

Исследования показали, что существует взаимосвязь между тарифами на энергоресурсы и макроэкономическими показателями. Повышение тарифов приводит к инфляции, снижению валовой добавленной стоимости и ВВП. В конечном итоге, повышение тарифов отрицательно сказывается как на национальной экономике, так и на благосостоянии населения.

Литература

[1] Республика Молдова. Законы. О присоединении Республики Молдова к Договору о создании Энергетического сообщества: Закон № 117 от 23.12.2009 : [принят Парламентом Республики Молдова 23 декабря 2009 года]. Кишинёв, 2010. – Доступ из справочно-правовой системы legis.md.

[2] Система национальных счетов 2008 = System of National Accounts 2008. – Нью-Йорк, 2009.

[3] Европейский союз. Директивы. Об общих правилах внутреннего рынка природного газа: Директива 2009/73 от 13.07.2009: [принята Европейским Парламентом и Советом Европейского Союза 13 июля 2009 года]. Брюссель, 2009. – Доступ из справочно-правовой системы eur-lex.europa.eu.

[4] Республика Молдова. Законы. О природном газе : Закон № 108 от 27.05.2016 : [принят Парламентом Республики Молдова 27 мая 2016 года]. Кишинёв, 2016. – Доступ из справочно-правовой системы legis.md.

[5] Республика Молдова. Законы. Об энергетике : Закон № 174 от 21.09.2017 : [принят Парламентом Республики Молдова 21 сентября 2017 года]. Кишинёв, 2017. – Доступ из справочно-правовой системы legis.md.

[6] Отчет об оценке деятельности Национального Агентства по Регулированию Энергетики (НАРЭ). – Кишинёв, 2017, октябрь. – 18 с. = Raport de evaluare Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică (ANRE). – Chișinău, 2017, octombrie. – 18 p.

[7] Отчет о деятельности Национального Агентства по Регулированию Энергетики в 2019 году. – Кишинёв : АНРЭ, 2020. – 154 с. = Raport privind activitatea Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică în anul 2019. – Chișinău : ANRE, 2020. – 154 p.

[8] Гутюм, Т.Г. Влияние реализации третьего энергетического пакета в Республике Молдова на конкурентоспособность // Инновационные социально-экономические подходы в интеллектуальном обществе: Материалы научного международного симпозиума, 12–13 декабря 2019 г. – Бухарест: Издательство ARTIFEX, 2019. – С. 450–459. = Gutium, T. G. Impactul implementării Pachetului III Energetic în Republica Moldova asupra competitivității // Innovative economic-social Approaches in the Knowledge Society: International Symposium, December 12th - 13th, 2019. – București: Editura ARTIFEX, 2019. – P. 450-459.

[9] Республика Молдова. Правительство. О проекте Закона об утверждении Национальной стратегии развития «Молдова 2030»: постановление Правительства Республики Молдова от 10 июня 2020 г. № 377 // Официальный монитор. – 2020, № 153-158, статья № 508. – 26 июня.

[10] Евростат: сайт. – Обновляется в течение суток. – URL: <http://https://ec.europa.eu/eurostat/> (дата обращения: 10.01.2021).

[11] Гутюм, Т.Г. Энергетический рынок Молдовы: структура, тарифы и их влияние на конкурентоспособность // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: IX Международная научно-техническая конференция, 11–12 марта 2019 г. – Благовещенск: Амурский государственный университет, 2019. – С. 537–541.

[12] Макаров, А. А., Митрова, Т. А. Влияние роста цен на газ и электроэнергию на развитие экономики России. – Москва : ИНЭИ РАН, 2013. – 35 стр.

[13] Мухтаров, Ш., Алиев, С., Зейналов, Дж. Влияние цен на нефть на макроэкономические переменные: данные из Азербайджана // Международный журнал экономики и политики энергетики. – 2020. – Т. 10, вып. 1. – С. 72-80. = Mukhtarov, S., Aliyev, S., Zeynalov, J. The Effect of Oil Prices on Macroeconomic Variables: Evidence from Azerbaijan // International Journal of Energy Economics and Policy. – 2020. – 10(1). – P. 72-80.

[14] Авербух, С., Заутер, Р. Неустойчивость цен на нефть и экономическая активность: обзор литературы. Париж: Исследовательский документ МЭА. – 2003. = Awerbuch, S., Sauter, R. Oil Price Volatility and Economic Activity: A Survey and Literature Review. Paris: IEA Research Paper. – 2003.

[15] Гутюм, Т.Г., Постолатий, В. М. Быкова Е. В., Гродецкий, М.В., Челак, И.В. Анализ влияния тарифов на энергоносители и другие услуги на макроэкономические показатели. // 2017 Международная конференция по электромеханическим и энергетическим системам (SIELMEN). – 2017. – С. 531-534. = Gutium, T. G., Postolaty, V. M., Bykova, E. V., Grodetskiy, M., Celac, I. Analysis of the Impact of Tariff Levels on Energy and Other Services on Macroeconomic Indicators // 2017 International Conference on Electromechanical and Energy Systems (SIELMEN). – 2017. – P. 531-534.

[16] Гутюм, Т.Г., Постолатий, В. М. Тарифы на энергоресурсы как инструмент влияния на макроэкономические показатели и конкурентоспособность // 2019 Международная конференция по электромеханическим и энергетическим системам (SIELMEN). – 2019. – С. 433-437. = Gutium, T. G., Postolaty, V. M. Energy Resource Tariffs as a Tool for Comparing and Influencing Macroeconomic Indicators and Competitiveness // 2019 International Conference on Electromechanical and Energy Systems (SIELMEN). – 2019. – P. 433-437.

3.2. Становление государственного регулирования в энергетике и научные подходы по определению экономически обоснованных тарифов и вывода энергетических компаний Кыргызстана из кризисного состояния

На различных этапах становления и развития рыночной экономики менялось отношение к вмешательству государства в эти процессы. Если в период формирования рыночных отношений (XVII–XVIII вв.) признавалась необходимость госу-

дарственного регулирования торговли, промышленности, то в конце XVIII в. вмешательство государства расценивалось как помеха, сдерживающая развитие самих рыночных отношений. Это не могло не сказаться на развитии экономической мысли и обусловило появление различных концепций регулирования рыночной экономики. Так сторонники меркантилизма формировали мнение о поддержке государственного регулирования торговли, промышленности XV–XVII вв. Сторонники либерализма сформировали мнение о саморегулировании рынка и принципа нейтральности государства в «Законе рынка» конец XVIII – начало XX в. Сторонники кейнсианства сформировали мнение о государственном регулировании экономики или государственном дирижизме, индикативное планирование, программирование. Сторонники монетаризма придерживались теории предложения, теории рациональных ожиданий и устойчивого рыночного хозяйства путем рыночного саморегулирования и стимулирования частного предпринимательства. Сторонники смешанной экономики (П. Самуэльсон) в 70-е годы и современный период придерживались мнения, что и государственное планирование должно быть и развитие рынка. В целом можно сказать о консенсусе экономистов в отношении роли и места государства в современной экономике.

Анализ взглядов представителей экономической мысли способствовал нынешнему переосмыслению роли государства в рыночной экономике, в том числе в сфере электроэнергетики.

Учитывая общественные функции электроэнергетики и особенность монополистического характера производства, передачи и распределения электроэнергии до потребителя государственное регулирование в электроэнергетике при переходе на рыночные методы хозяйствования учеными и специалистами в Законе КР «Об энергетике» и «Об электроэнергетике» в 1996–1997 гг. было четко обозначено необходимость введения регулятивных функций и в 1996 г. было создано Государственное агентство по регулированию в энергетике при Правительстве Кыргызской Республики. Следует отметить, что за период своего существования регулятивный орган в электроэнергетике перетерпел ряд реформ по его закрытию после революции 2005 года, затем восстановлению в виде Департамента по регулированию в ТЭК при создании в 2008 г. Министерства энергетики и топливных ресурсов КР. Затем его отделение в качестве независимого органа для проведения непредвзятой тарифной политики. На сегодняшний день регулирование отрасли электроэнергетики проводится Государственным агентством по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве Кыргызской Республики (Госагентство), который создан постановлением Правительства КР от 14 ноября 2014 г. № 650. Главной его целью является соблюдение баланса интересов между производителями и потребителями. При этом, государственное регулирование обозначено в лицензировании деятельности энергетических компаний и установлении тарифов на электрическую, тепловую энергию и природный газ. Однако в ходе реформ нового Президента КР постановлением Правительства КР №80 от 5 марта 2021 г. ГАРТЭК передан в состав вновь образованного Министерства энергетики и промышленности КР.

Тарифы на электрическую энергию рассматриваются в соответствии с Методикой определения себестоимости и формирования тарифов на электрическую энергию, утвержденной приказом в бытность Госагентства от 24 ноября 2016 г. №4. Методология формирования тарифов на энергоносители требует особого изучения в

связи с социальной их значимостью и пристальным вниманием общественности и населения при их повышении для покрытия растущих затрат энергетических компаний. Существующая система тарифообразования допускает не рыночные методы с перекрестным субсидированием как внутри потребителей, так и государством с выделением дотаций для социально уязвимых слоев населения.

Для отслеживания качества услуг по энергоснабжению и эффективности функционирования субъектов энергетической системы Кыргызской Республики, Государстворазработало и утвердило Положение о ключевых показателях эффективности в электроэнергетическом секторе в том числе, по передающим электроэнергию предприятиям и по распределяющим электрическим сетям. Ключевые показатели (КПЭ) направлены на измерение эффективности потерь, количество отключений потребителей, продолжительность отключений, среднее время восстановления электрообеспечения, внеплановые и плановые отключения потребителей.

Следует отметить, что вышеприведенные КПЭ, не в полной мере отражают функцию регулятора, который должен полностью владеть информацией о финансово-хозяйственной деятельности энергетических компаний для обоснования тарифов и мер по оптимизации затрат. В связи с чем, необходимо дополнить КПЭ «финансово-экономическими» показателями, которые давали бы ясную картину об эффективности их деятельности.

Для анализа финансово-экономического состояния предприятий электроэнергетики применена следующая система показателей: доходы, расходы, себестоимость, прибыль, чистая прибыль, финансовая независимость через коэффициенты – автономии, финансового левериджа (фин. рычага); кредитоспособность – через коэффициенты абсолютной ликвидности, текущей ликвидности, промежуточной ликвидности; платежеспособности и финансовой устойчивости; доходность через коэффициенты коммерческой, экономической и финансовой рентабельности, коэффициент оборачиваемости активов, материальных средств, взаиморасчеты и др.

По проведенной аналитической оценке вышеуказанных показателей, характеризующих финансовое состояние энергетических компаний КР, можно отметить, что с 2014 г. стоимость 1 кВт·ч электроэнергии возросла тогда, как тарифы для конечных потребителей остались не прежнем уровне. Анализ средневывставленного тарифа за 2014–2017 гг. показывает их рост по всем распределительным компаниям. Вместе с тем следует иметь в виду, что этот рост опять же в большей степени определен тем, что в тарифы для конечных групп потребителей в том числе и население, потребляющее свыше 700 кВт·ч, промышленность, сельское хозяйство, бюджетные и прочие потребители с 2014 по 2017 гг. была включена импортная составляющая. Рост средневывставленного тарифа обеспечил повышение доходности в компаниях. Так, доходы по энергосистеме за 2017 г. возросли по сравнению с 2014 г. более чем на 62,7 % или на 7,7 млрд сомов. Основную долю в общем объеме доходов занимает доходы распределительных компаний.

Расходы по энергосистеме также имеют тенденцию роста, об этом свидетельствует проведенный анализ так, за 2017 г. расходы энергокомпаний увеличились на 2,7 млрд сомов или на 14,7 % по сравнению с 2014 г. Наибольший рост расходов наблюдался в 2015 г., это обусловлено с импортной составляющей в структуре электробаланса из соседних стран. Соответственно росту затрат в структуре себестоимо-

сти электроэнергии. Основную долю расходов в общем объеме затрат занимают материальные затраты. Наибольший рост показан у ОАО «НЭС Кыргызстана» и ОАО «Северэлектро». Это связано со строительством ЛЭП 500 Датка – Кемин и внедрением АИИСКУЭ (автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии).

За 2017 г. дефицит денежных средств в энергокомпаниях снизился на 4,9 млрд сомов, или на 80,4 % против 2014 г. Существующий дефицит денежных средств обусловлен разностью между средней себестоимостью электроэнергии и средневывыставленного тарифа конечным потребителям со стороны распределительных компаний, который рассчитывается как средневзвешенная величина всех счетов, выставленных по всем группам потребителей, имеющих разные конечные тарифы. Особо следует отметить, что существующий социальный тариф для населения ниже средневывыставленного тарифа, который приводит к дефициту средств и отсутствия прибыли у энергетических компаний. Таким образом, проводимая регулятивным органом Среднесрочная тарифная политика является социально направленной и экономически не обоснованной.

Оценка финансово-хозяйственной деятельности энергетических компаний за ряд лет показывает, что основными плательщиками кредитов являются ОАО «НЭС Кыргызстана» и ОАО «Электрические станции». Наблюдается из года в год рост суммы долговых обязательств, которые к 2023 г. составят 9,6 млрд сомов, из них 9,0 млрд сомов приходится вырабатывающей и передающей электроэнергию компаниям, что при сегодняшнем тарифном дефиците является тяжелым бременем для отрасли.

Необходимо отметить, что единственным источником покрытия долговых обязательств энергетических компаний являются тарифы на электрическую энергию для конечных потребителей. При сохранении тарифов на действующем уровне до 2023 г., ожидается рост дефицита финансовых средств в энергосекторе. Образование дефицита денежных средств в энергосекторе обеспечивает низкий уровень тарифа для конечных потребителей, которые не покрывают себестоимости производства, передачи и распределения электроэнергии. Результатом является ухудшение энергетической инфраструктуры, а вместе с ним, ухудшение качества и надежности обслуживания. Важно учесть, что откладывая осуществление ремонта и инвестиций, ситуация в энергосекторе продолжит ухудшаться. В связи с чем, одной из важных проблем регулятора является разработка экономически обоснованных тарифов на электроэнергию с отслеживанием на постоянной основе точки безубыточности энергетических компаний и обеспечения нормативной прибыли.

По прогнозным оценкам при введении экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию для конечных потребителей среднеотпускной тариф для не бытовых потребителей снижается на 9,3%, при этом среднеотпускной тариф для бытовых абонентов увеличивается на 37,1%. В результате к 2023 г. среднеотпускной тариф для конечных потребителей составит 2,18 тыйын/кВт·ч, в том числе:

- для бытовых потребителей тариф составит – 2,20 тыйын/кВт·ч или больше на 0,74 тыйын/кВт·ч по сравнению с действующими тарифами;
- для не бытовых потребителей тариф составит – 2,17 тыйын/кВт·ч или больше на 0,03 тыйын/кВт·ч по сравнению с действующими тарифами (рис 3.2.1).

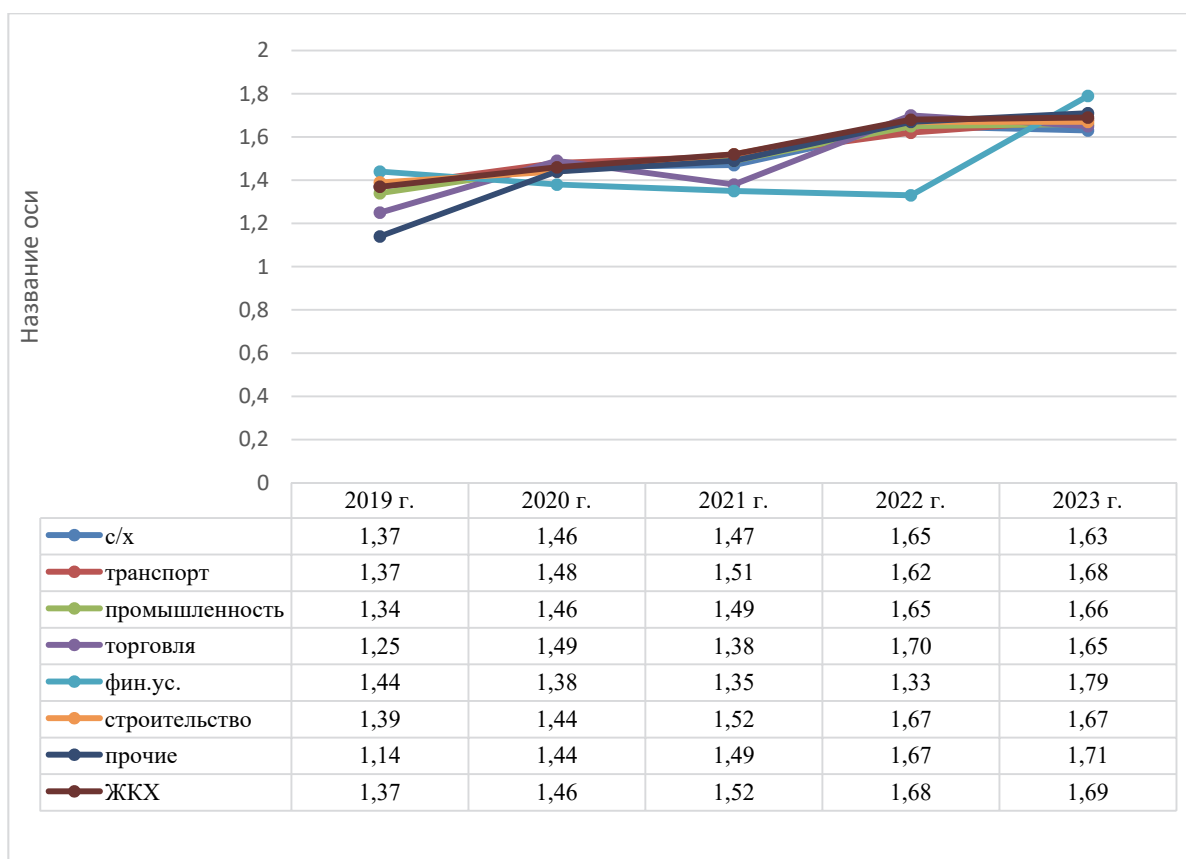


Рис 3.2.1. Прогнозные самокупаемые тарифы на э/э по отраслям экономики и населения после оптимизации затрат энергетических компаний до 2023 г.

При установлении экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию, ожидается увеличение дохода по энергосистеме на 14 954,8 млн сомов к 2023 г., что позволит выйти к прибыли по энергосистеме на 2 779,9 млн сомов.

Однако, при существующем финансовом состоянии энергетических компаний, когда они не могут привлекать заемные средства, финансовое оздоровление электроэнергетики необходимо достичь при сокращении затрат и потерь до нормативного уровня и внедрении тарифов, которые включали бы не только полную стоимость производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии, возмещение привлеченных инвестиций, но и затраты на модернизацию, техническое перевооружение и развитие.

В связи с чем, используя методологию определения цены продукции через прогнозные расчеты точки «безубыточности» ОАО «Электрические станции» нами были проведены исследования по прогнозу экономически обоснованных тарифов на электроэнергию.

Проведенный расчет показал, что точка безубыточности ОАО «Электрические станции» достигается при сокращении затрат на 45%. А при существующих затратах ОАО «Электрические станции» в среднем требуется произвести 32,4 млрд кВт·ч электроэнергии в год, чтобы достигнуть черты безубыточности. Однако это не представляется возможным, так как ОАО «Электрические станции» имеет потенциал мощности электростанций, способность выработать 14–15 млрд кВт·ч электроэнергии в год.(рис. 3.2.2).

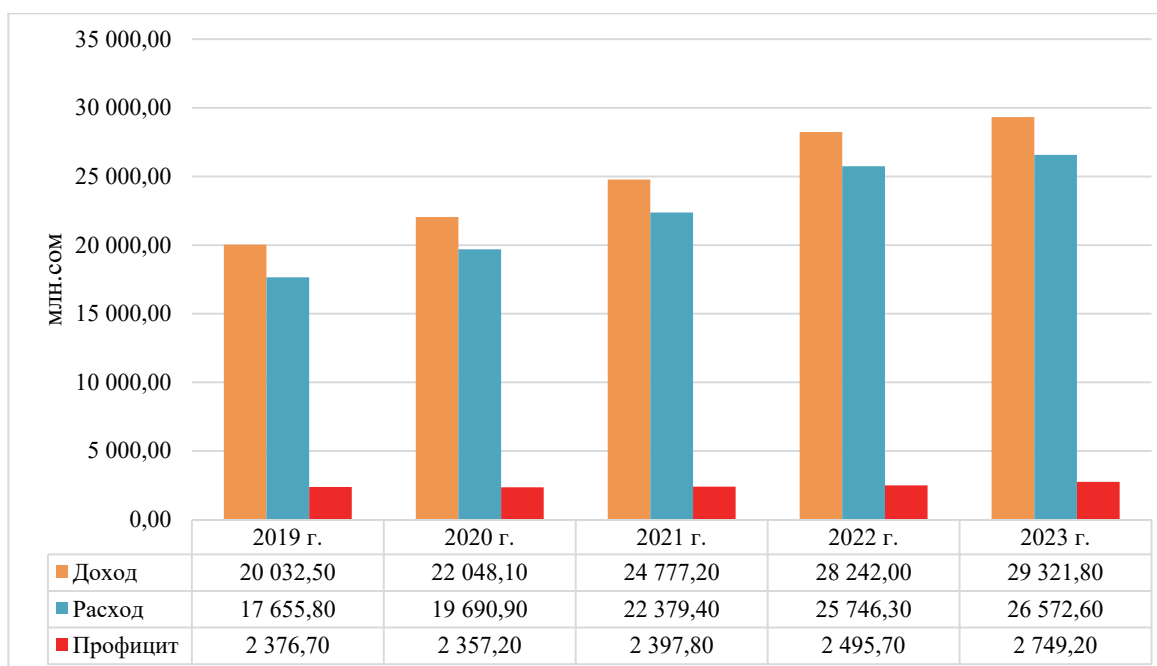


Рис. 3.2.2. Прогнозные финансово-экономические показатели по энергосистеме, при самокупаемых тарифах на электрическую энергию на 2018–2023 гг.

Учитывая вышеизложенное, при снижении затрат ОАО «Электрические станции» на 45% (материальные затраты 30% + ФОТ 15%), а у остальных компаний на 15%(ФОТ) ожидается увеличение дохода по энергосистеме на 11 118,3 млн сомов к 2023 г., что позволит выйти к прибыли по энергосистеме на 2 749,2 млн сомов.

При этом среднеотпускной тариф для не бытовых потребителей снижается на 30,2%, среднеотпускной тариф для бытовых абонентов увеличивается на 5,5%. В результате к 2023 г. среднеотпускной тариф для конечных потребителей составит 1,68 тыйын/кВт·ч, в том числе:

- для бытовых потребителей тариф составит – 1,69 тыйын/кВт·ч или больше на 0,23 тыйын/кВт·ч по сравнению с действующими тарифами;
- для не бытовых потребителей тариф составит – 1,68 тыйын/кВт·ч или меньше на 0,5 тыйын/кВт·ч по сравнению с действующими тарифами.

Таким образом, при изменении тарифной политики на электрическую энергию для конечных потребителей целесообразно в первую очередь поднимать общую эффективность работы энергетического сектора через сокращение затрат и потерь до нормативного уровня, и лишь потом думать о введении экономических тарифов для конечных потребителей.

Таким образом финансовое оздоровление электроэнергетики необходимо достичь путем снижения затрат и потерь до нормативного уровня и внедрения тарифов, которые включали бы не только полную стоимость производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии, возмещение привлеченных инвестиций, но и затраты на модернизацию, техническое перевооружение и развитие.

Необходим переход от социально ориентированных тарифов к экономически обоснованным тарифам с адресной социальной выплатой за энергоносители населению с низким уровнем доходов. Действующее в настоящее время перекрестное субсидирование должно быть устранено.

Необходимо проведение реформы в структуре управления энергетической отраслью. Ведение политики и принятие решений в энергетической отрасли силами Государственного комитета промышленности, энергетики и недропользования недостаточно. Необходимо создание отдельного госоргана, каким раньше было Министерство энергетики и топливных ресурсов КР. Национальный энергохолдинг необходимо упразднить как излишнюю структуру управления энергетическими компаниями, затраты на содержание которой включены в тарифы на электрическую и тепловую энергию.

Необходимо также совершенствование корпоративного управления с соблюдением основополагающих статей Закона КР «Об акционерных обществах», а также принципов наилучшей международной практики по обеспечению прозрачности их деятельности и включения в состав Совета директоров ОАО независимых директоров (1/3 из общего состава) по рекомендации госоргана, отвечающего за энергетическую политику. В состав Ревизионной комиссии также необходимо включать независимых экспертов с внесением коррективов в существующие подзаконные акты.

Разработку тарифов необходимо переводить в отслеживаемый по затратам в энергетических компаниях процесс, учитывать интересы потребителей, проведения энергосберегающей политики и после этого, на базе полученной объективной информации, принимать решение, насколько надо поднимать тарифы в стране. При таком раскладе тарифный процесс можно будет поставить под контроль и не выпускать уровень оплаты за электрическую энергию из зоны реальной платежеспособности населения и экономики.

Кроме того, необходимо проводить широкие общественные слушания, информировать общественность о реальных затратах энергетических компаний и обоснование устанавливаемых тарифов на электрическую и тепловую энергию, а также природный газ. Так, как на сегодняшний день потребители не обладают достаточной информацией об истинной стоимости электроэнергии и о состоянии изношенности оборудования электростанций в связи с чем и растет недовольство при повышении тарифов на них.

Литература

2. Об утверждении Методики определения себестоимости и формирования тарифов на электрическую энергию: приказ Государственного агентства по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве Кыргыз. Респ. от 24 ноября 2016 г. №4 // 2016 С.

3. Бескровный, П.Е. Совершенствование тарифной политики на предприятиях электроэнергетики России: автореф. дис. ... канд. экон. наук. / П.Е. Бескровный. – М., 2007.

4. Диксит, Ш. 10 задаваемых вопросов о тарифах на электроэнергию: программа Всемирного института ресурсов / Ш. Диксит, А. Читнис, Д. Вуд и др. – 2014.

5. Касымова, В.М. Основы антикризисного управления в энергетике Кыргызской Республики. / В.М. Касымова, Б., 2009.

6. Марочкина, С.С. Тарифное регулирование в условиях реформирования энергетики России [Электронный ресурс]: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05 / С.С. Марочкина. – Омск, 2006.

3.3. Тарифная политика на электрическую и тепловую энергию и ее влияние на эффективность энергетических компаний Кыргызской Республики

Кыргызстан обладает большими запасами энергетических ресурсов и способен в значительной степени обеспечить ими свои потребности, однако в настоящее время потенциальные возможности топливно-энергетического комплекса (далее – ТЭК) реализуются в недостаточной мере. Эффективность функционирования многих энергетических компаний снизилась, отрасль переживает финансово-экономические трудности. Имеется зависимость республики от импорта угля, природного газа, нефтепродуктов. К настоящему времени весь топливно-энергетический комплекс страны (электроэнергетика, угольная промышленность, добыча и распределение газа, производство нефтепродуктов и возобновляемые источники энергии) находятся в сложном положении.

Высокие цены на импортируемые энергоресурсы – уголь и газ, по сравнению с тарифами на электроэнергию, привели к минимальному уровню их потребления основным потребителем – населением страны. Возобновляемые источники, за исключением крупных ГЭС, которые составляют основу энергетических мощностей страны, не имея государственной поддержки, практикующейся в других странах, совершенно неконкурентоспособны на рынке энергоресурсов страны. Одной из основных причин является сформировавшийся длительное время в сознании общества некоторыми политиками и средствами массовой информации страны миф о низкой себестоимости производства и передачи электрической энергии и тепла. Другой серьёзной причиной снижения энергоэффективности ТЭК является неучёт того, что топливно-энергетический сектор в рыночном отношении является единым механизмом с сильными взаимными связями между отдельными составляющими. В настоящее время структура топливно-энергетического баланса Республики ориентирована на импорт значительной части энергоносителей из других государств. Несмотря на растущее потребление топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), с момента обретения независимости в стране резко сокращены работы по поиску, разведке и разработке месторождений углеводородного сырья, а возросшие мировые цены на них подтолкнули потребителей полностью перейти на использование электрической энергии.

Такая ситуация в условиях существующих мощностей иногда приводит к дефициту электрической энергии на собственном рынке потребления. Вырабатывающие электроэнергию мощности работают на пределе своих возможностей, оборудование передающей и распределительных энергокомпаний работают с большим перегрузом. Наряду с этим существует высокая степень зависимости от одного энергоресурса – электроэнергии гидроэлектростанций.

Ситуация усугубляется отсутствием единой взаимоприемлемой позиции Центрально-Азиатских стран по использованию водноэнергетических ресурсов в регионе. В сложившейся ситуации ТЭК не может в достаточной мере обеспечить потребности экономики в энергетических ресурсах с учётом её развития, что приводит к инвестиционной непривлекательности страны, утечке валютных средств, возрастанию дефицита платежного баланса и в целом препятствует развитию страны.

Кроме того, экономика Республики является энергозатратной, энергосберегающая политика в стране практически не проводится. Постоянный дисбаланс на рынке энергоресурсов ведёт не только к снижению эффективности отраслей реального

сектора, но и к возникновению и усилению очагов социальной напряженности в обществе. *Поэтому насыщение внутреннего рынка качественными ТЭР по приемлемым ценам ныне имеет огромное значение, как в экономическом, так и в социально-политическом и экологическом аспектах.*

Решение вышеуказанных проблем требует комплексного подхода, основанного на серьезном анализе существующей ситуации в топливно-энергетическом комплексе, подкреплённого экономическими исследованиями, учитывающими потенциал топливно-энергетических ресурсов, ввод новых энергетических мощностей, прогноз потребности экономики страны в энергоносителях на среднесрочный и долгосрочный периоды с учётом социально-экономического развития страны в перспективе. Тарифная политика страны напрямую влияет на состояние энергосистемы и определяет основные параметры ее социально-экономического развития, уровень национальной безопасности и политическая стабильность в обществе.

Минэнерго КР предлагает новую среднесрочную стратегию тарифной политики, которая предполагает введение тарифов для конечных потребителей с их ростом. Министр энергетики К.Турдубаев сообщил о предлагаемых темпах роста тарифов, что с 2022 г. предлагается вести корректировку тарифов на электроэнергию и тепловую энергию для всех потребителей на уровень инфляции. Все предложения будут обсуждены.

Можно сказать, что лед тронулся и энергетические компании наконец то будут распоряжаться прибылью. Но в то же время они должны сокращать свои затраты. Ведь одним из главных условий функционирования рыночной экономики является ценовая политика на товары и услуги в том числе и на энергоносители (электроэнергия, теплоэнергия, природный газ, уголь и нефтепродукты) и получения прибыли.

Постоянный дисбаланс на рынке энергоресурсов ведёт не только к снижению эффективности отраслей реального сектора, но и к возникновению и усилению очагов социальной напряженности в обществе. Поэтому насыщение внутреннего рынка качественными энергоносителями по приемлемым ценам ныне имеет огромное значение, как в экономическом, так и в социально-политическом и экологическом аспектах.

Основной принцип ценообразования заключается в том, что тарифы должны базироваться на полных издержках энергоснабжения, то есть на стоимости обслуживания. Потребители должны полностью оплачивать затраты энергоснабжающих организаций и обеспечивать необходимую для развития компании прибыль.

Государственное регулирование тарифов в естественно-монопольной сфере деятельности (производство, передача, распределение энергии) осуществлялось в стране созданным в марте 1996 г. Государственным агентством энергетики КР в соответствии с Законом КР «Об электроэнергетике», которое формировало тарифы на электро- и теплоэнергию, исходя из обязательного раздельного учета объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии. Для этого разрабатывалась Среднесрочная тарифная политика (далее ССТП) на три года, в соответствии с Методологией расчета тарифов и утверждалась Правительством КР. Тарифная политика, уже 30 лет как остается острой и спорной темой в энергосекторе КР, таксогласно исследованию, проведенному в 2020 г. «Осведомленность и отношение общественности к энергосектору», более половины опрошенных кыргызстанцев (51%) не понимают, из чего складывается стоимость тарифа и как выставляют счета за электроэнергию.

Для более полного понимания средне-срочной тарифной политики (ССТП) рассмотрим прошлую за период с 2014 по 2019 гг. (табл. 3.3.1), ее результаты и новую в период с 2020 по 2022 гг. (табл. 3.3.2).

Таблица 3.3.1

Тарифы электроэнергии для конечных потребителей с августа 2015 г.

№ п/п	Группа потребителей	Тариф (тыиын за 1 кВтч)
1	Население в т.ч.:	
	- при потреблении до 700 кВт·ч в месяц (кроме население высокогорья)	77
	- при потреблении свыше 700 кВт·ч в месяц	216
	- население, проживающее в условиях высокогорья и отдаленных труднодоступных зонах КР, при потреблении до 1000 кВт·ч в месяц в период с 1 октября по 1 мая	77
	- население, проживающее в условиях высокогорья и отдаленных труднодоступных зонах КР, при потреблении свыше 1000 кВт·ч в месяц в период с 1 октября по 1 мая	216
2	Небытовые потребители (промышленность, сельское хозяйство, бюджетные и прочие)	224
3	Насосные станции	77,9

В 2016–2019 гг. тарифы на электроэнергию были сохранены на действующем уровне до принятия новой тарифной политики на следующий среднесрочный период.

Действующие тарифы в анализируемый период на электроэнергию для населения в Кыргызской Республике считались самой дешевой из стран СНГ. Средний тариф составлял – 2,1 цент США/кВт·ч. Об этом свидетельствует проведенный анализ тарифов на электроэнергию для населения по странам СНГ (рис. 3.3.1)

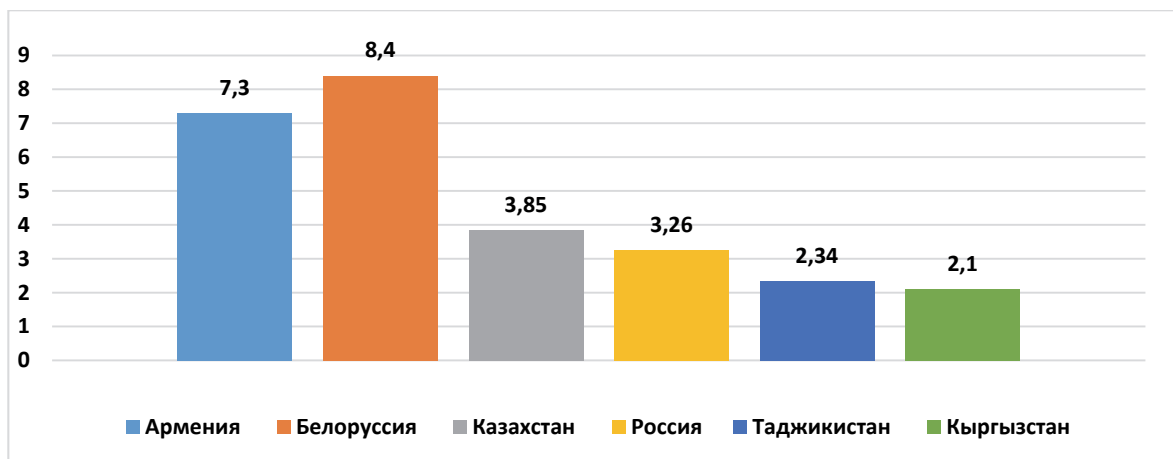


Рис. 3.3.1. Средние тарифы на электрическую энергию для населения по странам СНГ (цент США/кВт·ч).

Рассматривая результаты данной ССТП можно сказать о том, что произошло смягчения экономических потерь энергосектора, реализация ССТП и применение ежемесячной нормы потребления электрической энергии 700 кВт·ч, положительно повлияли на экономное расходование населением электрической энергии и переходу на альтернативные источники отопления.

В соответствии постановлением ПКР о ССТП КР на электрическую и тепловую энергию на 2020–2022 гг., г. Бишкек, от 27 марта 2020 г. №188, установлены следующие тарифы на электрическую энергию (таб. 3.3.2.).

Таблица 3.3.2

**Тарифы на электроэнергию
для конечных потребителей (без учета налогов).**

№	Группы потребителей	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1	Население, в том числе:				
1.1	При потреблении до 700 кВт·ч в месяц (кроме населения, проживающего в высокогорных и отдаленных труднодоступных зонах, на период с 1 октября по 1 мая)	тыйын/кВт·ч	77	77	77
	Рост	%	-	-	-
1.2	При потреблении свыше 700 кВт·ч в месяц (кроме населения, проживающего в высокогорных и отдаленных труднодоступных зонах, на период с 1 октября по 1 мая)	тыйын/кВт·ч	216	216	216
	Рост	%	-	-	-
1.3	При потреблении населением, проживающим в высокогорных и отдаленных труднодоступных зонах, до 1000 кВт·ч в месяц (на период с 1 октября по 1 мая)	тыйын/кВт·ч	77	77	77
	Рост	%	-	-	-
1.4	При потреблении населением, проживающим в высокогорных и отдаленных труднодоступных зонах, свыше 1000 кВт·ч в месяц (на период с 1 октября по 1 мая)	тыйын/кВт·ч	216	216	216
	Рост	%	-	-	-
2	Насосные станции	тыйын/кВт·ч	77,9	77,9	77,9
	Рост	%	-	-	-
3	Электрический транспорт	тыйын/кВт·ч	158	158	158
	Рост	%	-	-	-
4	Детские учреждения интернатного типа, социальные стационарные и полустационарные учреждения для инвалидов и/или пожилых граждан	тыйын/кВт·ч	158	158	158
	Рост	%	-	-	-
5	Бюджетные потребители	тыйын/кВт·ч	224	224	224
	Рост	%	-	-	-
6	Сельское хозяйство	тыйын/кВт·ч	224	224	224
	Рост	%	-	-	-
7	Промышленность	тыйын/кВт·ч	224	224	224
	Рост	%	-	-	-
8	Прочие потребители	тыйын/кВт·ч	224	224	224
	Рост	%	-	-	-
9	Субъекты майнинга (криптовалюта)	тыйын/кВт·ч	224	224	224
	Повышающий коэффициент:		1,3	1,3	1,3

Рассматривая действующую ССТП, в настоящее время можно сказать о том, что она практически не отличается от прошлой за исключением следующего:

- Выделение субъектов майнинга в отдельную группу потребителей и применение повышающего коэффициента в размере 1,3 сома ежегодно.

- Выделение отдельно группы «Детские учреждения интернатного типа, социальные стационарные и полустационарные учреждения для инвалидов и/или пожилых граждан» и установление для них тарифа в размере 158 тыйын/кВт·ч;
- Выделение отдельно группы «Электрический транспорт» и установление для них тарифа в размере 158 тыйын/кВт·ч.

Далее мы рассмотрим подробно каким образом складывается тариф на электрическую энергию (табл. 3.3.3) и проанализируем существующий дефицит тарифа и его влияние на эффективность энергетических компаний.

Таблица 3.3.3

Себестоимость 1 кВт·ч электрической энергии(сом/кВт·ч)

Наименование статьи затрат	2014 год (факт)	2015 год (факт)	2016 год (факт)	2017 год (факт)	2018 год (факт)	2019 год (факт)
Выработка электроэнергии, в т.ч:	0,55	0,98	0,51	0,51	0,52	0,51
- на ГЭС	0,17	0,13	0,11	0,12	0,14	0,15
- на ТЭЦ	3,64	4,11	2,59	2,96	3,36	3,58
Передача	0,15	0,15	0,16	0,30	0,23	0,36
Распределение	0,50	0,49	0,53	0,57	0,58	0,53
НДС и НСП	0,8	0,14	0,08	0,10	0,09	0,8
Технические потери	0,15	0,22	0,11	0,13	0,12	0,13
Итого себестоимость	1,44	1,98	1,40	1,61	1,55	1,66
Средневыставленный тариф на электроэнергию	0,97	1,28	1,36	1,39	1,32	1,46
Дефицит в тарифе (-)	0,47	0,72	0,04	0,22	0,18	-0,2

Анализ средневыставленного тарифа за 2014–2019 гг., представленный в рис. 3.3.2, показал, что тарифы по всем распределительным компаниям существенно возросли. Вместе с тем следует иметь в виду, что этот рост опять же в большей степени определен тем, что в тарифы для конечных потребителей таких групп потребителей как население, потребляющее свыше 700 кВт·ч, промышленность, сельское хозяйство, бюджетные и прочие потребители с 2014 по 2017 гг. была включена импортная составляющая.

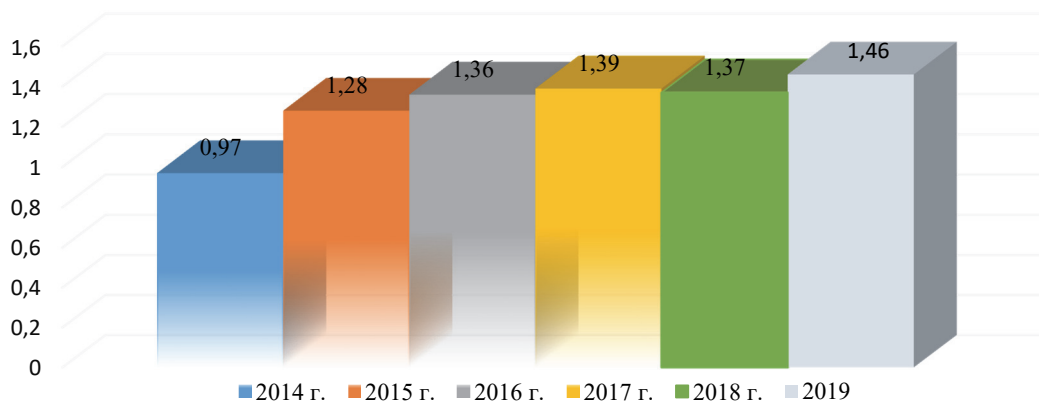


Рис. 3.3.2. Динамика средневыставленного тарифа с 2014–2019 гг. (сом/кВт·ч)

Анализ показал, что доходы по энергосистеме за 2019 г. возросли по сравнению с 2014 г. более чем на 58,5 % или на 7,2 млрд сомов. Расходы по энергосистеме также имеют тенденцию роста, об этом свидетельствует проведенный анализ, представленный на рис. 3.3.3.



Рис. 3.3.3. Динамика изменения доходов и расходов по энергосистеме с 2014–2019 г. (млрд сом).

Проведенный анализ показал, что за 2019 год расходы энергокомпаний увеличились на 3,2 млрд сомов или на 17,2 % по сравнению с 2014 г. Как видно из рисунка, наибольший рост расходов наблюдался в 2015 г. Это обусловлено тем, что в 2015 г. производился импорт электроэнергии из соседних стран.

За счет сохранения в 2016, 2017 и 2018 гг. тарифов на электрическую энергию для конечных потребителей в размере 2,16 и 2,24 сом удалось значительно снизить дефицит денежных средств по энергетической системе в целом:

- Однако, несмотря на повышение тарифов на электрическую и тепловую энергию в 2014–2015 гг., а также сохранения их в 2016–2018 гг., в энергосекторе сохраняется дефицит денежных средств (рис. 3.3.3.). Если в 2014 году дефицит денежных средств составлял 6,2 млрд сомов, то за 2019 год его размер сложился на уровне 2,2 млрд сомов или снижение составило на 4,0 млрд сомов.

- Наибольшие убытки были у производящей энергокомпании ОАО «Электрические станции» которая вдвойне субсидирует среднеотпускные тарифы. Первое это убытки от производства электро- и теплоэнергии на ТЭЦ с высокой себестоимостью (табл.86) за счет прибыли реализации дешевой электроэнергии на каскаде Токтогульских ГЭС. Второе это низкие отпускные тарифы на электроэнергию передающей компании ОАО НЭСК и ОАО «Северэлектро», «Ошэлектро», «Джалабад-электро» и «Востокэлектро» (табл.87) .

Тарифы на покупку электроэнергии для РЭК, (тыйын/кВт·ч)

	2005	2006	2007	2009	2010	2012	2014	2015	2016	2017	2018
Северэлектро	20,1	18,3	16,0	26,8	34,1	18,1	21,4	51,1	59,0	55,8	57,0
Востокэлектро	14,5	13,6	12,5	24,0	32,2	22,5	22,0	45,6	41,5	31,6	39,6
Ошэлектро	17,0	15,7	14,0	24,0	28,0	19,1	24,8	40,3	44,0	34	41,0
Джалалабад-электро	13,5	12,6	11,5	19,5	25,2	20,5	22,1	46,6	42,6	36,2	40,6
РЭК всего	17,7	16,3	14,4	24,8	31,3	19,2	22,2	45,9	50,3	51,3	44,5

Таким образом, проведенный анализ реализации ССТП за 2014-2018 гг. показал, что введенные тарифы на электрическую энергию для конечных потребителей позволили значительно снизить дефицит денежных средств в энергосистеме, стимулировали потребителей на эффективное и рациональное использование электроэнергии, внедрению мер по энергосбережению, а также использование альтернативных источников энергии для целей отопления.

Однако долговые обязательства энергокомпаний (кредиты, ссуды) растут и составили 127 млрд сомов или 1,5 млрд долл, В связи с чем необходимо было срочно пересмотреть существующую практику формирования тарифной политики страны. Так как на протяжении вот уже 25 лет со дня создания регулятивный орган ГАРТЭК не смог внедрить экономически обоснованную тарифную политику на ЭЭ и ТЭ в результате чего: энергетические компании убыточны и финансово неустойчивы; снизились возможности привлечения инвесторов и роста собственных средств на развитие; отсутствие средств на ремонт и их модернизацию привело к износу ОФ и к высоким потерям – технические и коммерческие; произошло изменение структуры потребления ТЭР в сторону увеличения электроэнергии, снижением потребления угля, газа, топочного мазута и дизтоплива из-за высоких цен и нет резерва на существующих мощностях и практически достигнут предел производства ЭЭ и ТЭ, возросли аварийные ситуации, перерывы в электроснабжении и хищения; Правительством КР предпринимаются командно-административные ограничительные меры вместо внедрения рыночных механизмов; попытки ГАРТЭК к повышению тарифов вызывали социальную напряженность.

**В итоге сложилась кризисная ситуация в энергетике
и нарастание угрозы нергетической безопасности страны.**

Предложения по выходу из данной ситуации предпринимались Государственным комитетом промышленности, энергетики и недропользования (далее – ГКПЭН КР) ежегодным внесением в Аппарат Правительства КР в установленном порядке проекта Концепции развития ТЭК на период 2030 г. и до 2040 г. Плана мер по ее реализации и Матрицей мониторинга за ее реализацией в соответствии с Методологией Минэкономики КР..

Проект Концепции развития ТЭК КР был разработан в соответствии с распоряжением Министра промышленности и энергетики К. Турдубаева №62 от 30 апреля 2015 г. ровно 6 лет назад и представлен в министерство в ноябре 2015 г. проект Концепции развития ТЭК Кыргызской Республики на период до 2030 г. В декабре было расформировано данное министерство и функции энергетической политики переданы были в Министерство экономики КР. В апреле 2016 г. было обсуждение проекта Концепции в Минэкономике КР и с учетом замечаний и предложений было передано в установленном порядке в Аппарат Правительства КР. Далее пройдя обсуждение в отделах АПКР с учетом предложений при образовании ГКПЭН в августе 2017 г. был внесен повторно в октябре в АПКР, но из-за смены Правительства КР было отложено его рассмотрение. Повторные внесения были в АПКР в 2019 г. и 2020 г. но не были рассмотрены на заседании ПКР ввиду смены Премьер-министра КР. В данном документе были разработаны все те проблемы на которые сегодня Президент КР обращает внимание: это и энергетический кризис и поиск путей выхода и предупреждение угроз энергетической безопасности и самое главное предлагает ввести новую тарифную политику на электро- и теплоэнергию.

Однако нужны общественные слушания с полной раскладкой методологии расчета тарифов и ожидаемый результат – обеспечение прибыли энергетических компаний и особенно у производящей ОАО «Электрические станции», которой нужны инвестиции на развитие и сооружение Камбаратинской ГЭС 1 установленной мощностью 1860 МВт.

Ведь существуют различные методологии прогноза выхода из кризиса и один из них известный это определение точки безубыточности предприятий, фирм и компаний, достижение финансовой устойчивости, ликвидности и платежеспособности. Данными методами нами проведены научные диссертационные исследования и получены тарифы при которых возможно обеспечение прибыли ОАО «Электрические станции».

3.4. О тарифной политике на электрическую энергию в Кыргызской Республике

В работе приведены общие сведения о реформах в тарифной политике на электрическую энергию Кыргызской республике. Основные достижения новой тарифной политики на ЭЭ, а также существующие проблемы энергосистемы КР.

Государственное агентство по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве Кыргызской Республики, образованное в конце 2014 года, является уполномоченным регулирующим и антимонопольным органом в области топливно – энергетического комплекса [1].

Основной функцией регулятора является госрегулирование деятельности субъектов топливно-энергетического комплекса в целях обеспечения потребителей электрической, тепловой энергией и природным газом по экономически обоснованным ценам на территории Кыргызской Республики [1].

Регулирование энергосектора осуществляется путем лицензирования, установления тарифов и контроля за соблюдением законодательства в сфере топливно-энергетического комплекса [1].

Тарифы на электрическую энергию для конечных потребителей до 2010 г. и с 1 апреля 2010 г. (без учета налогов) [2,3].

Таблица 3.4.1

№ п/п	Группа потребителей	Тарифы до 2010 года и с 1 апреля 2010 года		Тарифы с 1 января и до 1 апреля 2010 года	
		сом за 1 кВтч	рубль РФ за 1 кВтч (при пересчете применен офици. курс Нацбанка на 31.12.2009г. в размере – 1,4984 сом за 1 рубль РФ)	сом за 1 кВтч	рубль РФ за 1 кВтч (при пересчете применен офици. курс Нацбанка на 31.12.2009г. в размере – 1,4984 сом за 1 рубль РФ)
1	Население	0,70	0,47	1,50	1,1
2	Насосные станции	0,70	0,47	1,50	1,1
3	Бюджетные	1,33	0,89	1,50	1,1
4	Промышленные	1,33	0,89	1,50	1,1
5	Сельскохозяйственные	1,33	0,89	1,50	1,1
6	Прочие	1,33	0,89	1,50	1,1

В таблице 3.4.1 Приведены тарифы на электрическую энергию для конечных потребителей, установленных с 2010 г.

Тарифы на электроэнергию, которые действовали до 2010 г., и впоследствии, были установлены с 1 апреля 2010 г. При этом новые тарифы, установленные с 1 января 2010 г., их вы можете видеть в последнем столбце, просуществовали всего 3 месяца или до 1 апреля 2010 г.

Почему так произошло?

В 2009 г., правительством была утверждена тарифная политика на электрическую энергию, которая предполагала резкий рост тарифов для населения, т.е. более чем в 2 раза. При этом мнение общественности, которое выступало против резкого повышения тарифов, а также сложная социально-политическая обстановка в республике учтены не были и с 1 января 2010 г. начали действовать повышенные тарифы на электрическую энергию. На тепловую энергию тарифы также были резко увеличены. Как итог, в начале апреля 2010 г. в Кыргызстане произошли народные волнения, результатом которых стала смена власти и правительства.

Одним из первых решений нового правительства стало решение об отмене тарифной политики и возврат к прежним тарифам, действующим до 1 января 2010 г.

Эти «старые-новые» тарифы действовали вплоть до конца 2014 г. пока ситуация в энергоотрасли, сложившаяся к тому времени, не потребовала кардинальных изменений.

В Кыргызстане практически вся электроэнергия или более 90% вырабатывается на ГЭС. При этом самой крупной ГЭС является Токтогульская ГЭС мощностью 1200 МВт и максимальным объемом водохранилища 19,5 млрд м³. Поэтому каждый маловодный период имеет прямое отношение к возможностям отечественной энергосистемы по выработке электроэнергии.

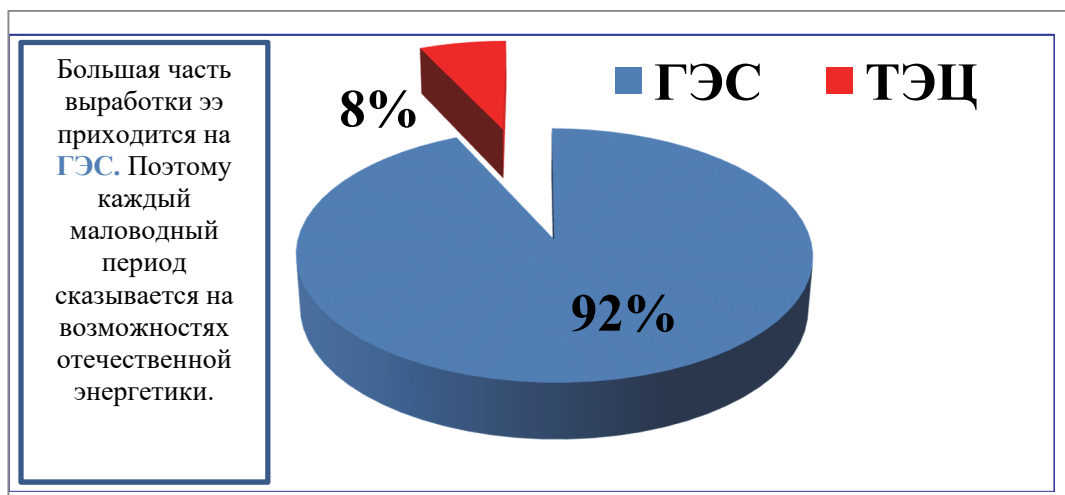


Рис. 3.4.1. Выработка ЭЭ в Кыргызстане

В 2014 г. уровень воды в водохранилище на 1 апреля снизился до 9 млрд м³, к 1 октября, т.е. в преддверии ОЗП, удалось накопить только 11,9 млрд м³, чего было явно недостаточно для его успешного прохождения.



Рис.3.4.2. Объем воды на 1 апреля и 1 октября 2010–2015гг.

Дефицит электроэнергии тогда составил 2,4 млрд кВт·ч.

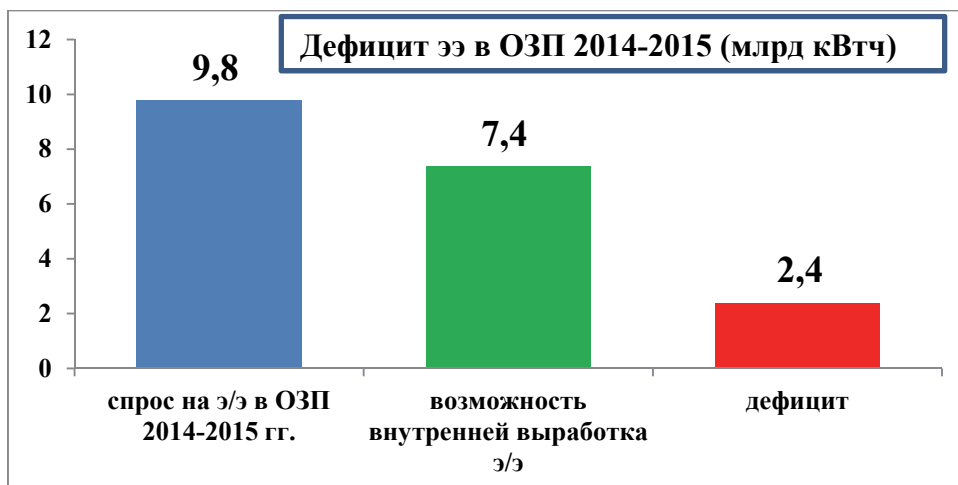


Рис. 3.4.3. Дефицит ээ в ОЗП 2014-2015 (млрд. кВт·ч)

Поэтому, наряду с проработкой вопросов импорта электроэнергии из соседних стран и увеличении ее выработки на ТЭЦ, было решено разработать и ввести новую тарифную политику на электрическую энергию, которая бы стимулировала население к экономному расходованию электроэнергии и покрывала затраты на импорт дорогой электроэнергии.

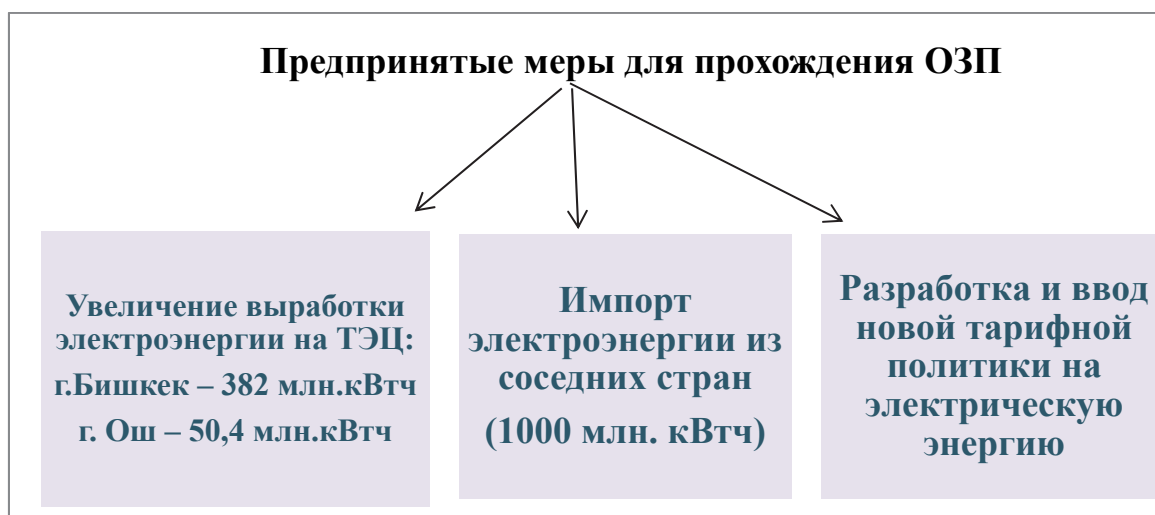


Рис. 3.4.3. Принятые меры для прохождения ОЗП

И в 2014 г. Госагентством были введены тарифы на электроэнергию для конечных потребителей, которые указаны в табл. 3.4.2 [4].

Однако, в 2015 г. Госагентством были пересмотрены тарифы и они выглядели так:

- при потреблении 700 кВт·ч/мес. и для населения высокогорья до 1000 кВт·ч/мес (ОЗП) в составляет – 0,68 руб;
- при потреблении свыше 700 кВт·ч/мес и для населения высокогорья свыше 1000 кВт·ч/мес (в ОЗП) тариф составляет – 1,90 руб;
- для небытовых потребителей (бюдж., пром., сельхоз., и прочие) тариф оставляет – 1,97 руб;
- для насосных станций – 0,69 руб.

Тарифы на электрическую энергию для конечных потребителей с 2014 года (без учета налогов) [4]

№ п/п	Группа потребителей	Тарифы с декабря 2014 года		Тарифы с августа 2015 года	
		сом за 1 кВт·ч	рубль РФ за 1 кВт·ч (при пересчете применен офици. курс Нацбанка на 1.12.2014 г. в размере – 1,1677 сом за 1 руб. РФ)	сом за 1 кВт·ч	рубль РФ за 1 кВт·ч (при пересчете применен офици. курс Нацбанка на 1.03.2015 г. в размере – 1,1385 сом за 1 руб. РФ)
1	Население, в т.ч.:				
1.1	до 700 кВт·ч в месяц	0,70	59,9	0,77	0,68
1.2	свыше 700 кВт·ч в месяц	2,05	1,75	2,16	1,90
1.3	Население высокогорья (до 1000 кВт·ч) с 1 октября по 1 мая	-	-	0,77	0,68
1.4	Население высокогорья (свыше 1000 кВт·ч) с 1 октября по 1 мая	-	-	2,16	1,90
2	Насосные станции	0,73	0,62	0,78	0,69
3	Бюджетные	2,19	1,88	2,24	1,97
4	Промышленные	2,19	1,88	2,24	1,97
5	Сельскохозяйственные	2,19	1,88	2,24	1,97
6	Прочие потребители	2,19	1,88	2,24	1,97

Применение нормы в размере 700 кВт·ч было обусловлено двумя факторами.

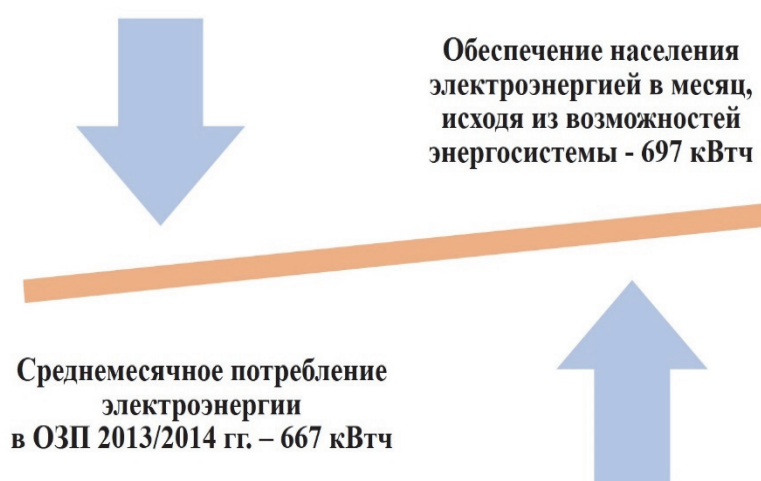


Рис. 3.4.6. Факторы применения нормы в размере 700 кВт·ч

Первое – возможности Кыргызской энергосистемы.

Кыргызская энергосистема имела возможности на осенне-зимний период 2013–2014 гг. выработать, передать и распределить 7,5 млрд кВт·ч. Потребление населением электроэнергии составляло 65% или 4,875 млрд кВт·ч. Общее число абонентов группы потребителей «Население» составляло 1 174,6 тыс., поэтому в перерасчете обеспечение электроэнергией составило 697 кВт·ч в месяц на 1 абонента. Таким образом, возможности отечественной энергосистемы позволяли обеспечить бытовых потребителей объемом электроэнергии в пределах до 700 кВт·ч.

Второе - среднемесячное потребление электроэнергии.

Согласно отчетных данных энергокомпаний потребление электроэнергии абонентами с 1-фазным вводом в январе 2014 г. составило в среднем 667,1 кВт·ч.

В целях обеспечения энергетической безопасности Кыргызской Республики, устойчивого развития, а также стабильного и надежного функционирования энергетической отрасли страны в условиях дефицита электрической энергии была разработана **Среднесрочная тарифная политика Кыргызской Республики на электрическую и тепловую энергию на 2014–2017 гг.** и утверждена постановлением Правительства Кыргызской Республики от 20 ноября 2014 г. №660.

Распоряжением Правительства Кыргызской Республики от 27 декабря 2018 г. №459-р тарифы на электрическую и тепловую энергию были установлены на уровне тарифов, действовавших в 2017 году и **сохранились до принятия новой тарифной политики на 2020-2022 гг.**

В 2020 г. постановлением Правительства КР от 27 марта 2020 г. №188 была утверждена ССТП на 2020–2022 г. В данной ССТП тарифы на электрическую и тепловую энергию были сохранены без изменений.

Таблица 3.4.3

**Действующие тарифы на электрическую энергию
для конечных потребителей (без учета налогов) [5]**

№ п/п	Группа потребителей	Тариф (сом за 1 кВтч)
1	Население в т.ч.:	
1.1	при потреблении до 700 кВтч в месяц (кроме население высокогорья)	0,77
1.2	при потреблении свыше 700 кВтч в месяц	2,16
1.3	население, проживающее в условиях высокогорья и отдаленных труднодоступных зонах КР, при потреблении до 1000 кВтч в месяц в период с 1 октября по 1 мая	0,77
1.4	население, проживающее в условиях высокогорья и отдаленных труднодоступных зонах КР, при потреблении свыше 1000 кВтч в месяц в период с 1 октября по 1 мая	2,16
2	Небытовые потребители (промышленность, сельское хозяйство, бюджетные и прочие)	2,24
3	Насосные станции	0,78
4	Городской электрический транспорт (троллейбусные ДЭПО), общественные станции по зарядке электромобилей	1,58
5	Детские учреждения интернатного типа, социальные учреждения для инвалидов и пожилых граждан	1,58
6	Субъекты майнинга (криптовалюта)	2,24
	Повышающий коэффициент	1,3

Реализация ССТП позволила улучшить экономические показатели энергокомпаний и значительно снизить дефицит денежных средств в энергосистеме, об этом свидетельствуют данные в диаграмме.

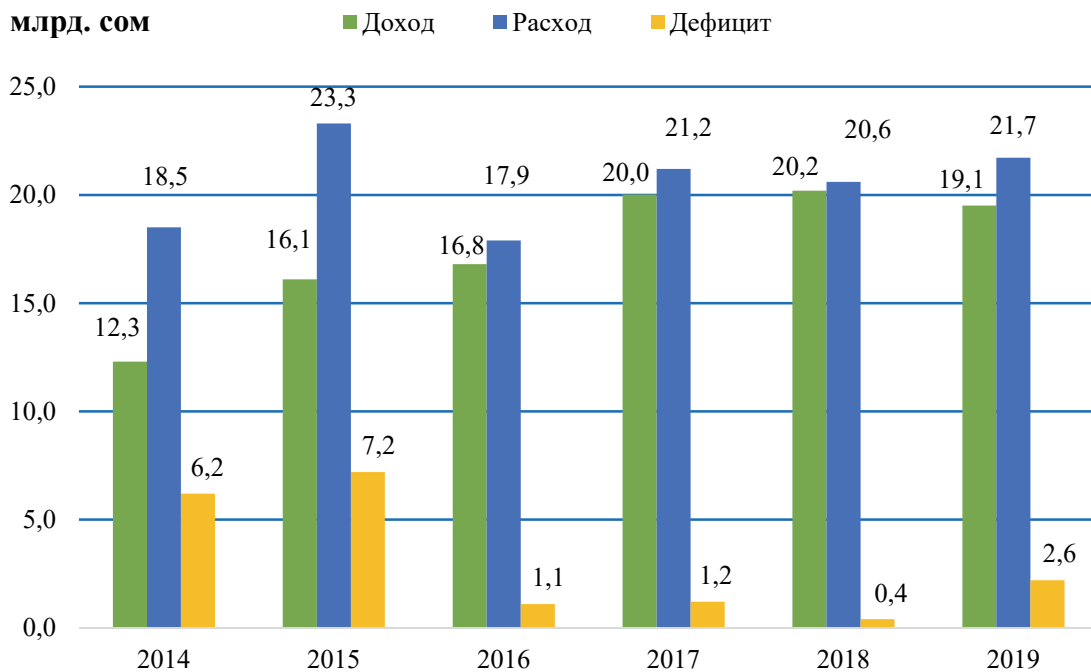


Рис. 3.4.7. Снижение дефицита денежных средств в энергосистеме в результате реализации ССТП [6]

Как видно, доходы по энергосистеме значительно возросли. Если в 2014 г. доходы составили 12,3 млрд сомов, то за 2019 г. они сложились на уровне 19,1 млрд сомов или на 6,8 млрд сомов больше, что в процентном соотношении составляет 55,3%.

В то же время, дефицит денежных средств снизился с 6,2 млрд сомов до 2,6 млрд сомов, или на 58%.

Кроме того, необходимо отметить, что с введением нормы потребления электрической энергии по социальному тарифу в объеме 700/1000 кВт·ч в месяц произошла экономия населением электроэнергии. Следовательно, экономия потребителями электроэнергии привела к снижению нагрузок и количеству аварийных отключений. Если в 2014 г. количество аварийных отключений составляли 9 217, то в 2019 г. были 4 626 аварийных отключений, снижение на 4 591 аварийных отключений.

И, как было отмечено выше, реализация новой тарифной политики способствовала росту доходов энергосектора и снижению дефицита денежных средств в энергосистеме.

Экономия населением электроэнергии

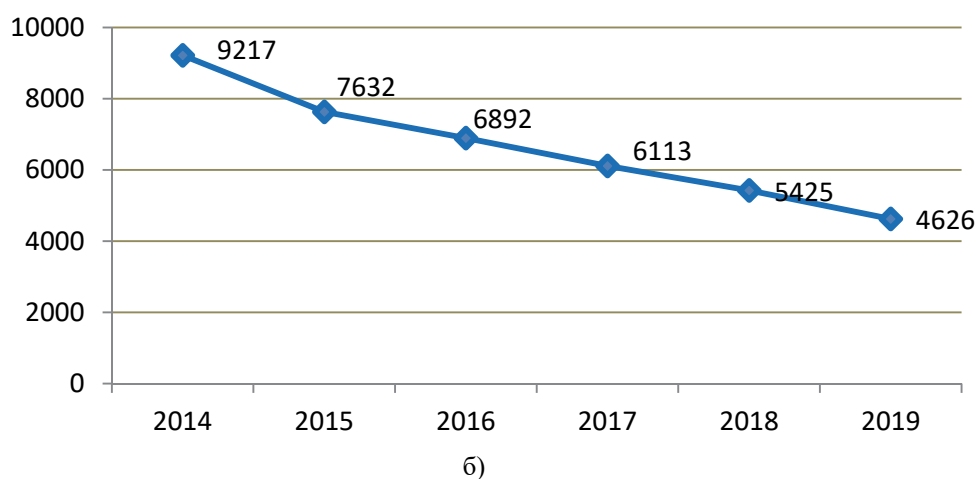
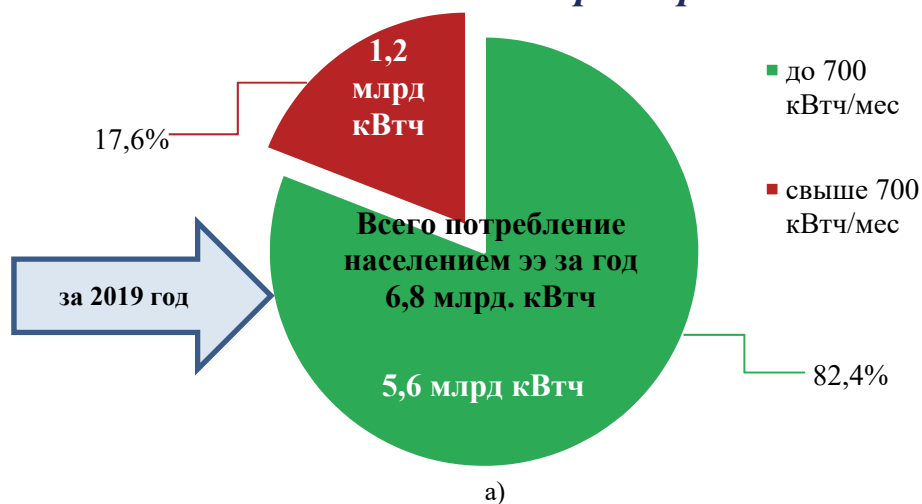


Рис. 3.4.8. Основные достижения новой тарифной политики на ЭЭ [6]:
 а – экономия населением электроэнергии; б – снижение количества аварийных отключений;
 в – снижение дефицита денежных средств;

Но, несмотря на положительные результаты, в энергосистеме КР имеются ряд проблемных вопросов.

Дефицит электроэнергии.

На сегодняшний день, по данным ОАО «Электрические станции» в среднесрочной перспективе до 2023 г. а в Кыргызской Республике ожидается дефицит электроэнергии, который в 2023 г. достигнет 3,0 млрд кВт·ч. Этому способствует очередной цикл маловодного периода, что приводит к снижению уровня воды в водохранилище. А так же ежегодный рост потребления электроэнергии.

Объем воды на 1 апреля и 1 октября 2015 - 2020 гг.

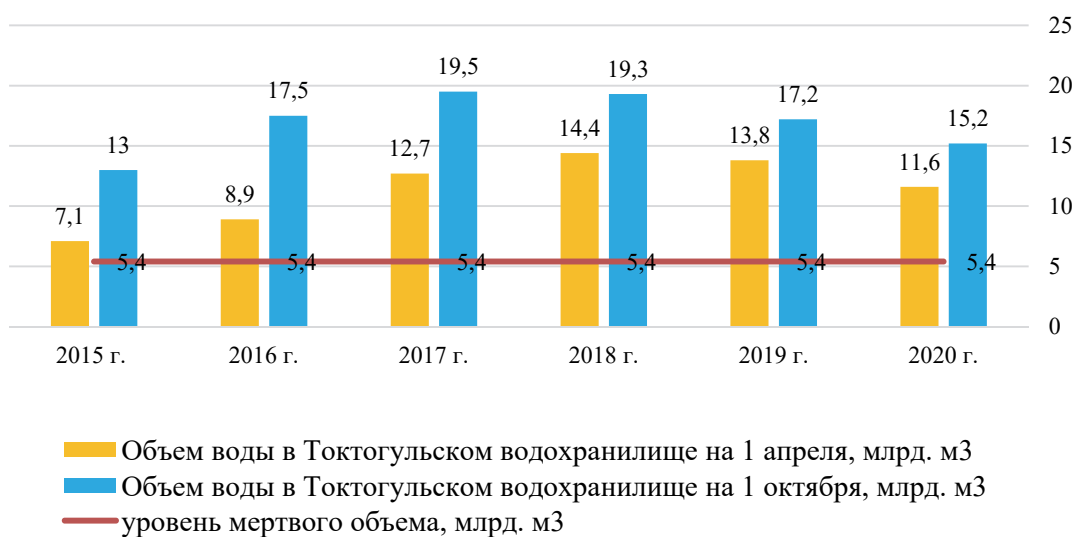


Рис. 3.4.9. Объем воды на 1 апреля и 1 октября 2015–2020 гг.

Ожидаемый дефицит электроэнергии

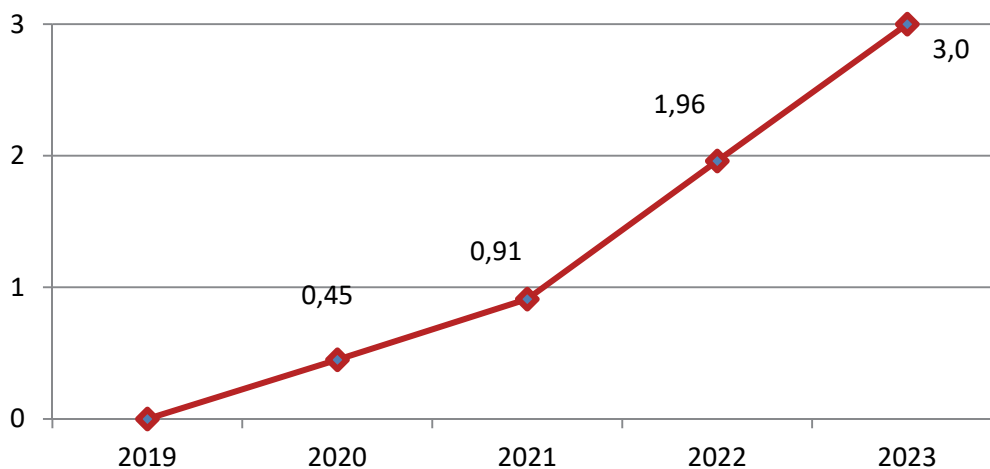


Рис. 3.4.10. Ожидаемый дефицит электроэнергии [7]

Другим проблемным вопросом является перекрестное субсидирование между потребителями электрической и тепловой энергии.

В соответствии с данными за 2019 г. доход от выработки тепловой энергии и подпиточной воды на ТЭЦ составил 1 146,8 млн сомов, при себестоимости 2 601,9 млн сомов. Соответственно дефицит денежных средств от выработки тепловой энергии ТЭЦ ожидается в сумме 1 455,1 млн сомов.

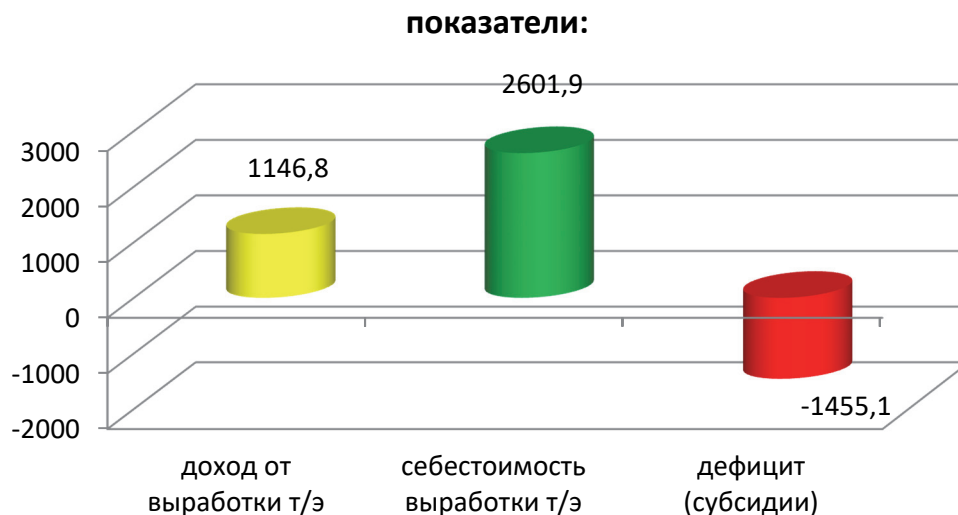


Рис. 3.4.11. Субсидирование тепловой энергии, вырабатываемой на ТЭЦ ОАО «Электрические станции» за 2019 г.

Необходимо отметить, что убытки от выработки тепловой энергии и горячего водоснабжения ТЭЦ ОАО «Электрические станции» полностью покрываются за счет доходов, получаемых от продажи электрической энергии. Т.е. из республиканского бюджета субсидии на покрытие указанных убытков не выделяются. Таким образом, фактически, потребители электрической энергии всей республики субсидируют потребителей тепловой энергии, вырабатываемой на ТЭЦ ОАО «Электрические станции».

Литература

1. Постановление Правительства Кыргызской Республики от 14 ноября 2014 г. № 650 «Положение о Государственном агентстве по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве Кыргызской Республики»;
2. Постановление Правительства Кыргызской Республики от 23 апреля 2008 г. №164 «О среднесрочной тарифной политике Кыргызской Республики на электрическую энергию на период 2008–2012 гг.»;
3. Постановление Правительства Кыргызской Республики от 12 ноября 2009 г. №699 «О среднесрочной тарифной политике Кыргызской Республики на электрическую и тепловую энергию на период 2010–2012 гг.»;
4. Постановление Правительства Кыргызской Республики от 20 ноября 2014 г. №660 «Об утверждении среднесрочной тарифной Кыргызской Республики политики на электрическую и тепловую энергию на 2014–2017 гг.»;

5. Постановление Правительства Кыргызской Республики от 27 марта 2020 г. №188 «Об утверждении среднесрочной тарифной политики на электрическую и тепловую энергию на 2020–2022 гг.»;

6. Техничко-экономические показатели энергетических компаний с 2014–2019 гг.;

7. Плановые технико-экономические показатели энергетических компаний на 2019–2023 гг.

3.5. Стимулирующая роль тарифов в повышении эффективности использования установленной мощности Нурекской ГЭС

Сохраняющаяся сложная ситуация в отечественной экономике, характеризующаяся ограниченным доступом к электрической энергии в осенне-зимний период, низкой культурой ее потребления, высокой капиталоемкостью энергетических объектов, слабой диверсификацией энергогенерирующих источников обуславливает необходимость анализа эффективности использования имеющихся производственных мощностей энергетического холдинга «Барки Точик» и поиска организационно-экономических мер по ее повышению.

Исследования показывают, что в настоящее время у Таджикистана нет конкурентоспособной альтернативы в собственной энергетике, кроме вовлечения в хозяйственный оборот гидроэнергетического потенциала, освоенность которого составляет 4–5%, и повышения эффективности использования установленной мощности существующих гидроэлектростанций. Известно, что развитие гидроэнергетики эффективно, прежде всего, в горных районах, где возможно сооружение высоконапорных гидроузлов с водохранилищами. Удельные расходы воды на них существенно меньше по сравнению с низконапорными равнинными. Кроме того, при одном и том же объеме, у горных водохранилищ, по сравнению с равнинными, значительно меньше затопливаемая ими площадь.

Повышение эффективности использования установленной мощности гидроэлектростанций (ГЭС) связано с их водообеспеченностью. По имеющимся прогнозам к 2055 г. температура воздуха на значительной территории горной зоны Центральной Азии повысится по различным сценариям на 3–5°C. Все страны региона находятся в зоне риска и будут испытывать снижение количества осадков. Согласно оценкам Всемирного банка, Таджикистан является наиболее уязвимой к изменению климата страной в регионе Центральной Азии. В краткосрочной перспективе интенсивное таяние ледников и снежных запасов, вызванное более высокими температурами, может увеличить выработку электрической энергии на ГЭС, но в долгосрочной перспективе водообеспеченность и, как следствие, гарантированная выработка электрической энергии ГЭС, сократится.

Прогнозируемое сокращение к 2050 г. объема водных ресурсов на 12%, характеризуется высоким мультипликативным негативным влиянием на социально-экономическое развитие стран Центральной Азии. При этом не исключается влияние на доступность водных ресурсов и таких факторов, как рост численности населения, урбанизация, глобализация сельскохозяйственных рынков, изменение моделей потребления, растущий спрос на электроэнергию, колебание цен на энергоносители и пищевые продукты.

Результаты исследований авторов /1/ свидетельствуют о том, что наиболее уязвимыми к изменению климата в Таджикистане являются город Нурек, где расположена Нурекская ГЭС, Горно-Бадахшанская автономная область (город Хорог) и районы республиканского подчинения (город Файзабад), основу электроснабжения которых составляют ГЭС малой и средней мощности.

Особую актуальность сохраняет многоаспектная проблема эффективного использования установленной мощности крупнейшей на сегодня в стране Нурекской ГЭС. Строительство уникальной станции было начато в 1961 г. на реке Вахш. Первый агрегат станции мощностью 300 МВт был введен в эксплуатацию 15 ноября 1972 г. В 1979 году, после ввода в эксплуатацию последнего агрегата, проектная мощность станции была увеличена до 2700 МВт. В 1988 г., после реконструкции электростанции ее мощность была увеличена до 3000 МВт. На каждый кВт·ч электрической энергии, вырабатываемой на Нурекской ГЭС, расходуется в 13 раз меньше воды, чем на Кайраккумской ГЭС.

Таблица 3.5.1

Характеристика температуры и осадков в период 2011–2019 гг.

Город	с.ш.	в.д.	Экстремумы			Средние значения		
			Тмакс	Тмин	Осадки	Тмакс	Тмин	Осадки
Нурек	38°23'18"	69°19'30"	42	-17	104	40,3	-7,9	42
Хорог	37°29'35"	71°33'12"	40	-22	52	34,6	-13,2	23
Худжанд	40°17'	69°37'	42	-13	36	40,1	-7,4	18,4
Файзабад	38°33'	69°19'	37	-18	132	36,0	-11,1	56,7

Составлено по данным <https://www.gismeteo.ru/>, <http://www.meteo.tj/>

На основе данных, приведенных в табл. 3.5.1, рассчитаны индексы экстремальности температуры и осадков на выбранных территориях страны, представленные на рис. 3.5.1.

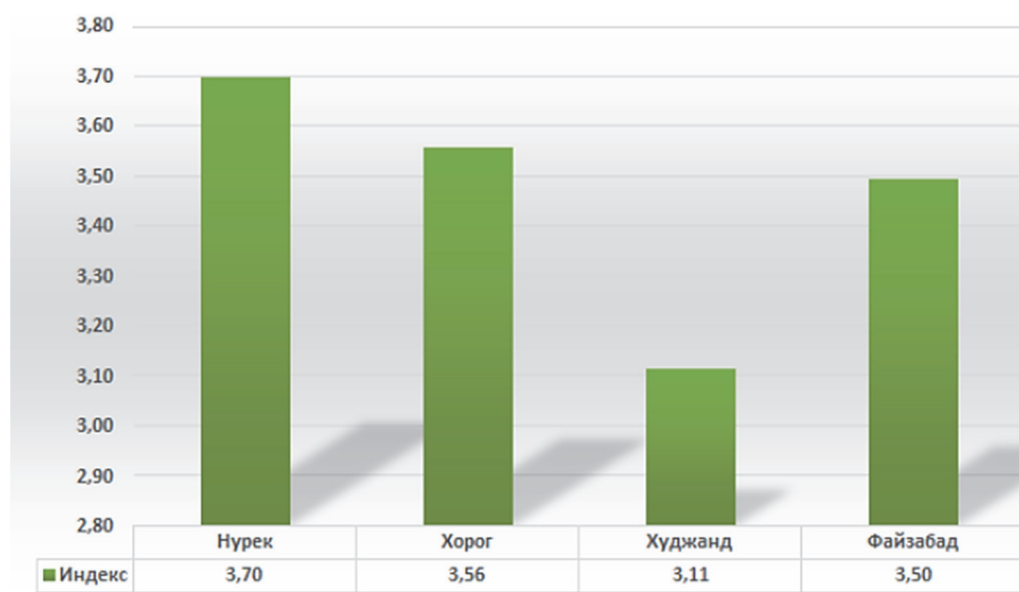


Рис. 3.5.1. Индекс климатической уязвимости регионов Таджикистана.

Самый высокий индекс климатической уязвимости по показателю температуры и осадкам характерен для города Нурек, где расположена крупнейшая на сегодня ГЭС страны. Чувствительными к изменению климата будет не только Нурекская ГЭС, но ГБАО (город Хорог) и районы республиканского подчинения (город Файзабад), основу электроснабжения которых составляют ГЭС малой и средней мощности.

Наименьший индекс уязвимости характерен для Согдийской области (город Худжанд). Однако следует отметить, что повышение температуры воздуха в этой области будет сопровождаться увеличением водопотребления во всех секторах экономики, что негативно отразится на водообеспеченности Кайраккумской ГЭС. Результаты исследования указывают на целесообразность диверсификации генерирующих мощностей в этой области на основе сооружения тепловых электростанций, увеличения в ее энергетическом балансе удельного веса солнечной и ветровой энергетики, а также проведения политики энергосбережения на основе обоснованной тарифной политики.

Действенной мерой повышения эффективности использования установленной мощности ГЭС, и как следствие, гидроресурсов в условиях климатических изменений может явиться эффективная тарифная политика в электроэнергетике.

Показателем, широко распространенным в практике проектных и аналитических расчетов по оценке эффективности использования установленной мощности электрической станции, является число часов использования ее установленной мощности (h_y). Это расчетный показатель характеризует за какое время можно выработать количество электроэнергии, фактически вырабатываемое в течение года, если работа станции будет производиться с установленной мощностью:

$$h_y = \frac{\Delta\phi}{N_{уст}}, \text{ час/год} \quad (3.5.1)$$

На эффективность использования установленной мощности Нурекской ГЭС влияют спрос на электрическую энергию (мощность), водообеспеченность, износ оборудования, и другие факторы. Авторами выполнена оценка влияния на эффективность использования установленной мощности Нурекской ГЭС спроса на электроэнергию на внутреннем и внешнем рынках и обоснована необходимость внедрения сезонных стимулирующих спрос тарифов.

В осенне-зимний период из-за нехватки воды ощущается дефицит электроэнергии, провоцируя неудовлетворенный спрос на нее, в то время как в весенне-летнем периоде из-за снижения спроса на внутреннем рынке и ограничений по экспорту избытка электрической энергии (мощности) гидроэлектростанция не работает на полную мощность, сбрасывая воду в холостую. Сбрасывание воды в холостую обуславливает значительные экономические потери, нанося ущерб как самой Нурекской ГЭС и энергетическому холдингу, так и всей экономике страны.

В таблице 3.5.2 приведены результаты выполненных расчетов по оценке влияния холостых сбросов на эффективность использования установленной мощности Нурекской ГЭС. Холостые сбросы воды на Нурекской ГЭС за период 2009–2020 гг. составили 43,14 млрд м³, что обусловило недовыработку в размере 25,70 млрд кВт·ч.

Проведенные исследования показали, что исключение холостых сбросов воды на Нурекской ГЭС за счет проведения соответствующей тарифной политики для двух наиболее значимых в республике групп потребителей («населения» и «промышлен-

ности и строительства») позволит повысить эффективность использования установленной мощности станции и используемого на ней первичного ресурса – воды. Уменьшение числа часов использования установленной мощности гидроэлектростанции из-за отсутствия рынка сбыта в весенне-летнем периоде и холостых сбросов воды, представлено на рис. 3.5.2.

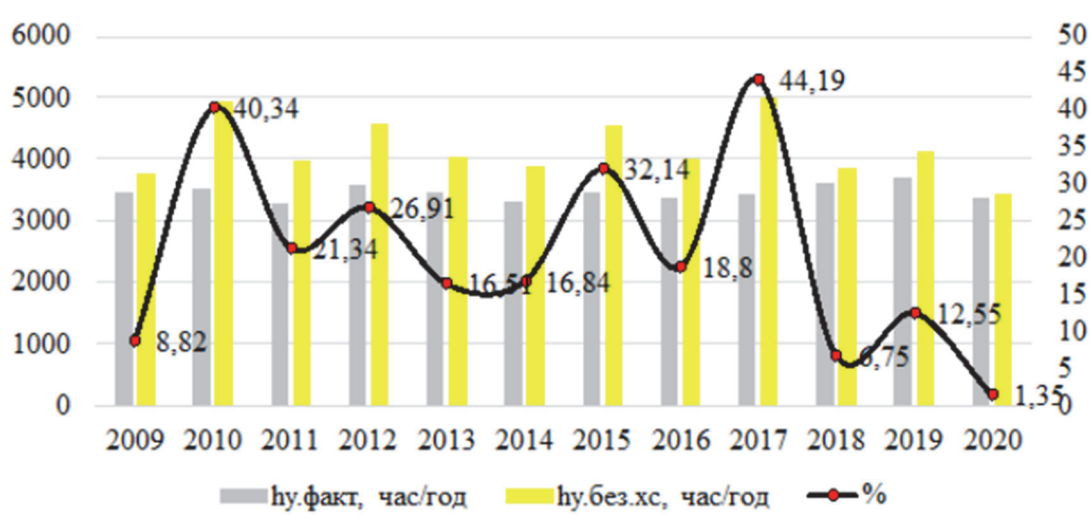


Рис. 3.5.2. Влияние холостых сбросов воды на Нурекской ГЭС на число часов использования ее установленной мощности

Как свидетельствуют данные табл. 3.5.2, наибольший удельный вес в структуре потребления электрической энергии в Таджикистане занимают две группы потребителей: «население» (39,75%) и «промышленность и строительство» (26,66%).

Таблица 3.5.2

Электробаланс Республики Таджикистан, млн. кВт·ч

Годы	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Производство электроэнергии	16238	16974	17115	16472	17162	17232	18144	19742	20677
Получено электроэнергии из-за пределов республики	172	114	117	52	63	103	110	559	281
Отпущено электроэнергии за пределы республики	297	775	1061	1364	1396	1428	1421	2945	3175
Потреблено электроэнергии	16113	16313	16171	15160	15829	15907	16833	14274	15141
в том числе промышленностью и строительством	6450	6344	5496	4057	4287	4181	4017	3822	4036
транспортом	161	37	38	41	45	35	30	7	8
сельским хозяйством	3742	3832	4103	4020	4288	4623	4916	2241	2338
населением	3938	3806	4503	4692	4914	4845	5424	5579	6019
другими отраслями	3489	3655	4006	4238	4539	4322	4986	2625	2740
потери в сети общего пользования	2271	2445	2528	2804	2670	2746	2884	2878	2429

Составлено авторами по Статистическому ежегоднику РТ 2020. /2/

**Показатели эффективности использования
установленной мощности Нурекской ГЭС**

№ п.п.	Показатели*)	Годы												
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
1.	Q , млрд.м ³	1,474	7,047	3,375	4,840	2,860	2,778	5,505	3,310	8230,61	1251,47	2226,41	239,34	
2.	$\mathcal{E}_{\text{выр.}}$, млрд. кВт·ч/год	10,405	10,553	9,879	10,814	10,410	9,996	10,381	10,122	10,324	10,882	11,150	10,175	
3.	$h_{\text{факу}}h_{\text{уфак}}$, час/год	3468	3518	3293	3605	3470	3332	3460	3374	3441,297	3627,247	3716,54	3391,76	
4.	$\Delta\mathcal{E}, \Delta\mathcal{E}$, млрд.кВт·ч/год	0,918	4,258	2,110	2,910	1,719	1,683	3,336	1,902	4730,236	719,24	1279,55	137,55	
5.	$\mathcal{E}_{\text{выр.}}^+$ $\Delta\mathcal{E}, \Delta\mathcal{E}$, млрд.кВт·ч/год	11,323	14,811	11,989	13,724	12,129	11,679	13,717	12,024	15054,13	11600,98	12429,2	10312,82	
6.	$h_{\text{без,хс.у}}$, $h_{\text{убез,хс.}}$, час/год	3774	4937	3996	4575	4043	3893	4572	4008	5018,042	3866,992	4143,06	3437,61	
7.	$\Delta h_{\text{у}} \Delta h_{\text{у}}$	час/Г од	-306	-1419	-703	-970	-573	-561	-1112	-634	-1576,75	-239,745	-426,52	-45,85
		%	8,82	40,34	21,35	26,91	16,51	16,84	32,14	18,8	44,19	6,75	12,55	1,35

где Q – холостые сбросы воды, $\mathcal{E}_{\text{выр}}$ – фактическая выработка электрической энергии, $h_{\text{у}}^{\text{фак}}$ – фактическое число часов использования установленной мощности НГЭС, $\Delta\mathcal{E}$ – недовыработка электрической энергии из-за холостых сбросов, $h_{\text{у}}^{\text{без,хс.}}$ – число часов использования установленной мощности НГЭС без холостых сбросов воды, $\Delta h_{\text{у}}$ – снижение эффективности использования установленной мощности НГЭС.

Платежеспособный спрос на электрическую энергию населения за 2009–2019 гг. в среднем составил 78,35%, при этом отмечается тенденция роста потребления электроэнергии. В республике малый и средний производственный бизнес являются, по сути, драйвером национальной экономики. Его доля в ВВП страны составляет более 30%. В республике число юридических лиц, занятых малым бизнесом, достигло в 2020 году 18856, средним бизнесом – 950 /3/.

Учитывая социальную значимость электрической энергии для населения, 26,3% которого живут за чертой бедности, а также необходимость стимулирования развития малого и среднего производственного бизнеса, обеспечивающего создание дополнительных рабочих мест, нами рассмотрена целесообразность установления для этих двух групп потребителей льготных тарифов, сниженных в период с 20.04 по 20.10 на 15%–40% относительно действующих. Эта мера позволит обеспечить дополнительный спрос и избежать холостых сбросов на ГЭС, получить дополнительные выгоды как энергокомпанией, так и государством в виде дополнительных налоговых поступлений в государственный бюджет и от энергокомпании, и от малого и среднего бизнеса. На основе предложенного подхода оценены упущенные возможности дополнительных поступлений в бюджет и чистой прибыли энергокомпании, вызванные холостыми сбросами воды на Нурекской ГЭС за период с 2009–2020 гг. Структура распределения упущенной возможности дополнительной выработки электроэнергии принята: население – 30%, бизнес-структуры – 70%. Графическая интерпретация результатов расчета приведена на рисунках 3.5.3–3.5.6.

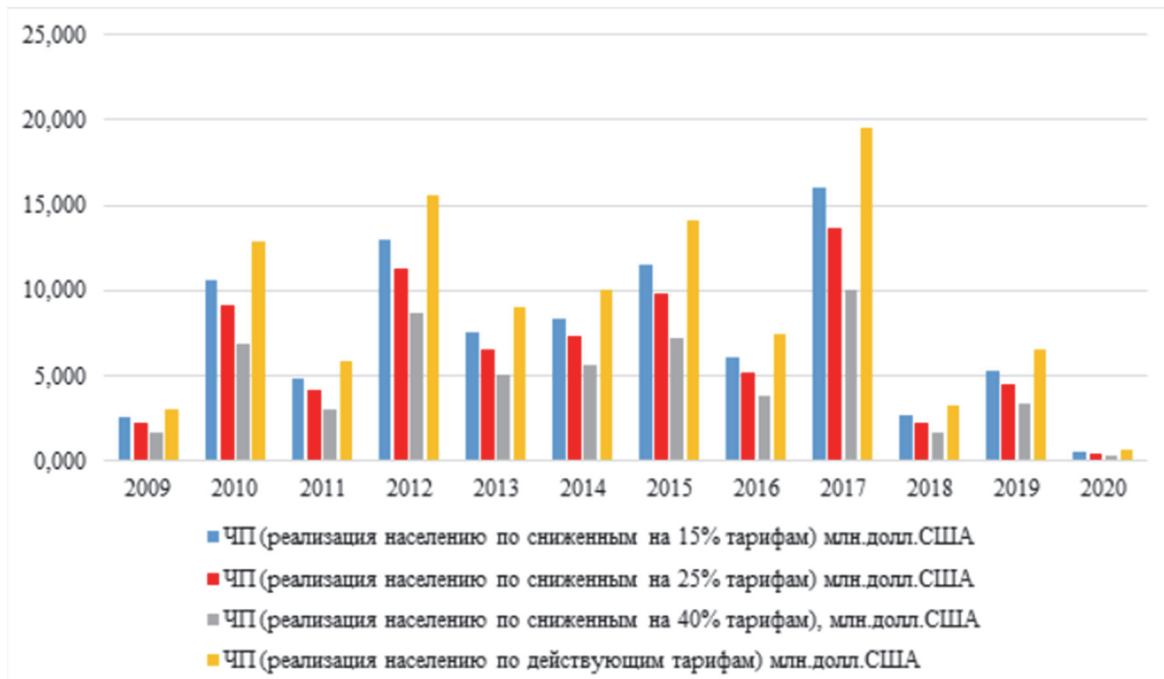


Рис. 3.5.3. Дополнительная чистая прибыль (ЧП) энергокомпании от реализации населению 30% дополнительно выработанной электроэнергии (без холостых сбросов) по действующим и сниженным тарифам

В денежном выражении за 2009–2020 гг. из-за холостых сбросов воды на Нурекской ГЭС энергокомпания потеряла 361,925 млн долл. США прибыли, а недополученные налоговые поступления в государственный бюджет, при ставке налога на прибыль 15% составили 63,869 млн долл. США.



Рис. 3.5.4. Дополнительная чистая прибыль (ЧП) энергокомпании от реализации бизнес-структурам 70% дополнительно выработанной электроэнергии (без холостых сбросов) по действующим и сниженным тарифам

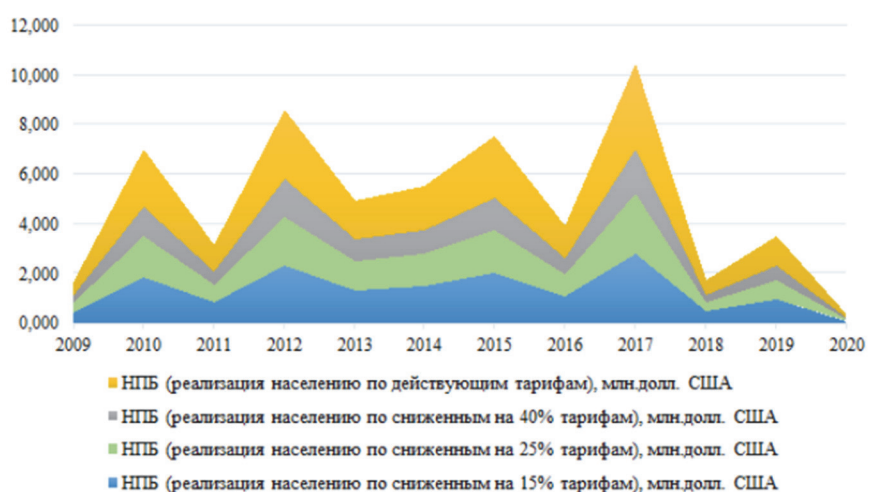


Рис. 3.5.5. Дополнительные налоговые поступления в бюджет (НПБ) государства от реализации населению 30% дополнительно выработанной электроэнергии (без холостых сбросов) по действующим и сниженным тарифам

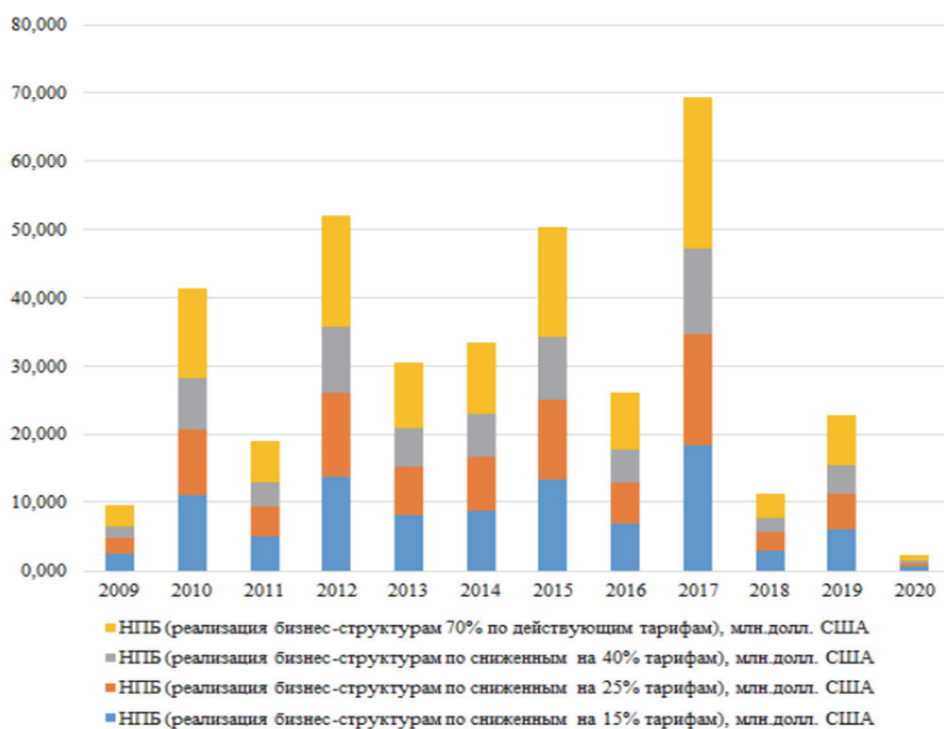


Рис.3.5.6. Дополнительные налоговые поступления в бюджет (НПБ) государства от реализации бизнес-структурам 70% дополнительно выработанной электроэнергии (без холостых сбросов) по действующим и сниженным тарифам

Наибольшие потери от холостых сбросов имели место в 2017 году. Недовыработка электроэнергии составила 4,73 млрд кВт·ч. Потери прибыли и государственного бюджета при указанной структуре реализации дополнительной выработки составили соответственно 144,736 и 25,542 млн долл. США. При условии ее реализации по сниженному только на 15% тарифу относительно действующих в этот год тарифов, прибыль энергокомпаний и поступления в государственный бюджет увеличились бы соответственно на 121 и 25 млн долл.

Результаты расчетов и их графическая интерпретация, представленная на рис. 3.5.7, свидетельствует о целесообразности внедрения сниженных в период 20.04 – 20.10 тарифов. Этот период снижения тарифов совпадает с периодом сбора урожая овощей и фруктов, что дает возможность предпринимателям снизить расходы по сбору, обработке и хранению продукции.

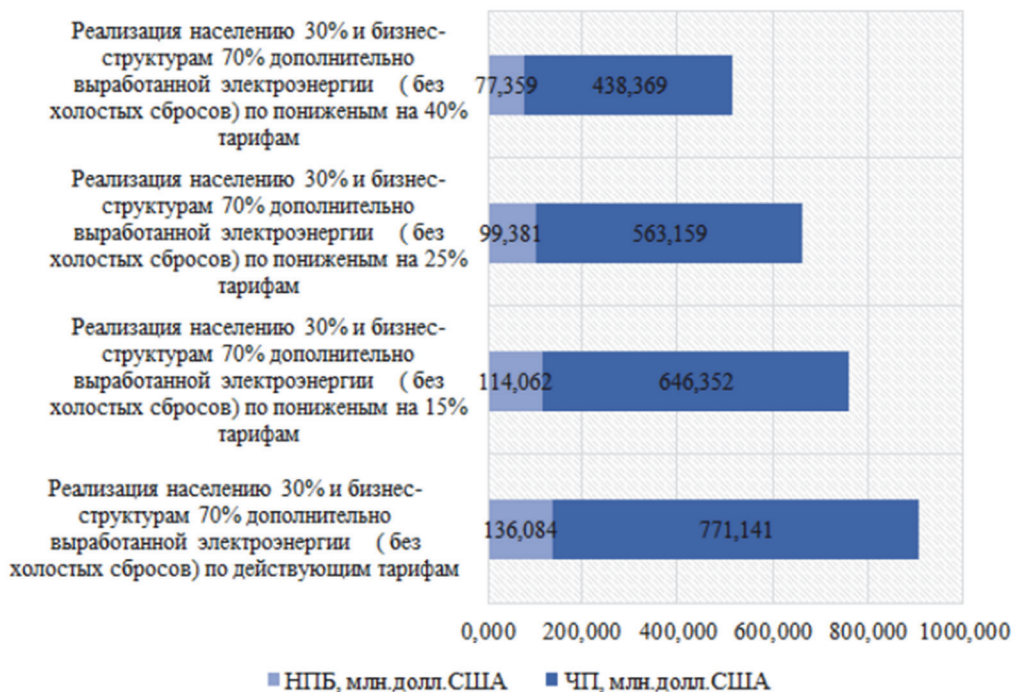


Рис. 3.5.7. Дополнительные выгоды при исключении режимов холостого сброса воды на Нурекской ГЭС

Упущенные возможности дополнительных поступлений в бюджет государства осложнили ситуацию с обслуживанием внешнего долга страны. По данным министерства финансов Республики Таджикистан внешний долг страны по состоянию на 1 января 2019 г. составил – 2, 89 млрд долл. США, т.е. 36,6% к ВВП. Наибольшая доля (39%) иностранных кредитов направлена в электроэнергетику. Общая сумма долговых соглашений, реализуемых в электроэнергетике по состоянию на 1.10.2018 г., составила около 1,672 млрд долл. США [3]. Упущенные возможности стимулирования спроса на внутреннем рынке в 2009–2020 гг., как результат слабого менеджмента, повлекли за собой потерю прибыли энергокомпании в размере 771,14 млн долл. США и снижение вклада электроэнергетики в виде налогов в государственный бюджет на 8,12%.

Следует отметить, что холостые сбросы воды из водохранилища Нурекской ГЭС не только снижают эффективность использования ее установленной мощности, но и провоцируют неоправданную потерю полезного объема водохранилища из-за заиления. «Вклад» холостых сбросов в заиление водохранилища Нурекской ГЭС за весь период ее эксплуатации составил 93, 6 млн тонн.

В Таджикистане имеются значительные резервы повышения вклада электроэнергетики в формирование приходной части государственного бюджета за счет повышения эффективности использования установленной мощности гидроэлектростанций и их главного ресурса – воды на основе мер тарифного регулирования.

Литература

1. Ахророва, А.Д. Гидроэнергетика Таджикистана и ее уязвимость в условиях изменения климата / А.Д. Ахророва, Ш.Н. Саидова // Вестник Таджикского Технического Университета. – № 1(49), – 2020. – С. 37–42.

2. Статистический ежегодник РТ 2020, Агентство по статистике при Президенте РТ.

3. Ахророва, А.Д. Экспортный потенциал электроэнергетики Республики Таджикистан и его вклад в формирование государственного бюджета/ Часть I. Материалы Международной научно-практической конференции: «Электроэнергетика: Проблемы и перспективы развития энергетики региона» / А.Д. Ахророва, Ш.Н. Саидова, А.Д. Ниязов. – Душанбе ТТУ. – 2018. – С.43–47.

3.6. Тарифообразование в электроэнергетике Республики Узбекистан

Расчеты с потребителями в системе сбыта электроэнергии осуществляются энергоснабжающей организацией АО «Региональные электрические сети» Министерства энергетики Республики Узбекистан на основании договора энергоснабжения, заключенного между двумя сторонами в соответствии с «Правила пользования электрической и тепловой энергией» [3].

В соответствии с Постановлением Кабинета Министров от 12 января 2018 г. № 22 «Правила использования электроэнергии» регулируются отношения в сфере поставки и потребления электроэнергии, эти правила распространяются также и на частные электроэнергетические компании, взимающие плату с операторов электроэнергии.

Договор будет подписан между потребителями и энергоснабжающей компанией (предприятие территориального электроснабжения-ПТЭС). В настоящее время контракты с потребителями и ПТЭС заключаются сроком на один год и в начале каждого года.

Основное содержание соглашения следующее:

- условия и обязательства сторон по соблюдению установленных режимов потребления и показателей качества электроэнергии;
- баланс электрических сетей и лимиты обслуживания электрических сетей и электроприборов;
- расположение приборов учета;
- тарифные группы для оплаты потребителями электроэнергии;
- условия обеспечения необходимого технического состояния и безопасности используемых линий электропередач, оборудования и устройств;
- порядок подключения потребителей, субпотребителей к электрической сети (наименование потребителя, мощность, приборы учета, тарифы и другая информация);
- минимальный объем подачи электроэнергии до уровня технологического или аварийного бронирования (для потребителей, которые должны обслуживаться исходя из характеристик деятельности, объема производства основного продукта, оказываемых услуг и характеристик используемого ими оборудования потребителя) [3].

При принятии решения о заключении, изменении, расторжении или продлении договора энергоснабжения стороны руководствуются законодательством, а также настоящими правилами.

Электроснабжающая организация также должна работать с потребителями, чтобы ежемесячно регистрировать показания их электросчетчиков, чтобы определять фактическое количество потребляемой электроэнергии и, при необходимости, проверять электрические схемы электросчетчиков. Отчет о потреблении электроэнергии, предоставляемый потребителями лично, по факсу, электронной или обычной почте в ПТЭС по установленной форме, служит основанием для определения фактического количества потребленной электроэнергии для юридических лиц для хозяйственной деятельности [4].

Потребители должны оплачивать за потребленную электроэнергию по показаниям электронных приборов учета, совместимых с Автоматизированной системой учета и контроля потребления электроэнергии (АСКУЭ), а потребители, подключенные к 750 кВА и выше будут обеспечены входящими многофункциональными приборами учета электроэнергии (многотарифные электронные приборы учета) [1, 3, 4].

Счетчики, используемые потребителями, проверяются со стороны энерго-снабжающей организации, предоставлением в агентство «Узстандарт», подтверждающих правильный расчет электроэнергии. Агентство выдает потребителям специальные сертификаты на счетчики, прошедшие лабораторные испытания. [5; 6].

Предприятие региональных электрических сетей обязано поставлять потребителям (кроме бытовых) электрическую энергию по присоединенной сети в объеме (лимите), предусмотренном договором энергоснабжения [3; 5; 30; 6; 7; 2].

В настоящее время в энергосистеме республики установлен единый тариф на электроэнергию, используемую для хозяйственных нужд в жилых массивах, подсобных хозяйствах, частных садах, вне зависимости от мощности и назначения бытовых потребителей электроэнергии и места расположения счетчиков [7; 8].

Поставка электроэнергии бытовым потребителям, подключенным к автоматизированной системе учета и контроля потребления электроэнергии, осуществляется на основании договора электроснабжения и размера предоплаты [3; 7].

В энергосистеме Республики Узбекистан система тарифов и размер платы за нее в разные периоды были разными. Например, в течение 2012-2017 гг. величина тарифов на потребление электроэнергии по отношению к суму изменилась следующим образом (табл. 3.7.1) [30].

С 1 апреля 2018 г. производители и потребители определенных услуг оплачивали за электроэнергию (до 750 кВА) и природный газ в соответствии с повышающимися коэффициентами и тарифами, установленными Кабинетом Министров Республики Узбекистан [4].

Потребители, подключенные к мощности 750 кВА и выше (без учета насосных станций бюджетных организаций, фермерских хозяйств и объединений водопользователей, а также насосных станций, финансируемых из государственного бюджета в размере тарифов для юридических лиц, осуществляющих оплату электроэнергии в вторая группа тарифов по дифференцированному тарифу установленного времени суток [4].

Согласно Постановлению Кабинета Министров Республики Узбекистан № 913 от 14 ноября 2017 г., АО «Узбекэнерго» сообщило об изменении цен на электроэнергию с 1 апреля 2018 г., и эти изменения тарифов перечислены в табл. 3.6.1 [3, 4].

**Изменение тарифных цен (в суммах) для потребителей электроэнергии в энергосистеме
Узбекистана на 2012-2017 гг.**

№ группы	Наименование потребители	2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2016 г.
		1 октября	1 октября	1 октября	1 октября	1 апреля	1 октября	15-мая	1 октября	1-апреля	1 октября	15-июля
I- группа	Промышленные потребители и приравненные к ним потребители, двухтарифный при присоединенной мощности 750 кВА и выше: Плата за 1 кВт максимальной нагрузки в год. Плата за потребленную электроэнергию 1 кВт·ч	171 800	197 700	216 500	237 780	255 300	275 700	299 700	314 700	336 000		
II- группа	Промышленные и приравненные к ним потребители, присоединенная мощность до 750 кВА. Единая ставка: за 1 кВт·ч	81,90	94,02	102,72	112,80	121	130,60	141	147,95	158,10		
III- группа	Производственные сельхозпотребители, в том числе бюджетные насосные станции на 1 кВт·ч.	104,40	120	131,40	144,30	155	167,40	182	191	204,30		
IV- группа	Электрифицированный ж / д и городской транспорт (электропояга) за 1 кВт·ч.	104,40	120	131,40	144,30	155	167,40	182	191	204,30		
V- группа	Непромышленные потребители, бюджетные организации, городское уличное освещение за 1 кВт·ч.	104,40	120	131,40	144,30	155	167,40	182	191	204,30		
VI- группа	Коммерческие организации, кафе, рестораны и предприятия сферы услуг за 1 кВт·ч.	106,50	122	134,10	147,30	158,20	170,80	185,70	194,85	208,50		
VII- группа	Население, поселки за 1 кВт·ч	104,40	120	131,40	144,30	155	167,40	182	191	204,30		
VIII- группа	Жители жилых домов оборудованы электроплитами на 1 кВт·ч	52,20	60	65,70	72,15	77,50	83,70	91	95,50	102,15		
IX- группа	Электротеплота, используемая для отопления, горячего водоснабжения и охлаждения (кондиционирования) на 1 кВт·ч.	104,40	120	131,40	144,30	155	167,40	182	201,50	215,60		
X- группа	Реклама и иллюминация - за 1 кВт·ч.	110	126,60	138,60	152,25	163,50	176,60	192	201,50	215,60		
X- группа	За 1 кВт·ч до экономического выхода из энергосистемы	104,40	120	131,40	144,30	155	167,40	182	191	204,30		

Таблица 3.6.2

Группы	Наименование	Тарифы на электроэнергию (с учетом НДС), сум – за 1 кВт.час
I-группа	Потребители с присоединенной мощностью 750 кВА и выше, рассчитывающиеся за электрическую энергию по дифференцированному тарифу, за исключением бюджетных организаций, водоснабжающих организаций, насосных станций фермерских хозяйств и ассоциаций водопотребителей, а также насосных станций, финансируемых из Государственного бюджета	228,60 коп.
II-группа	Потребители, рассчитывающиеся за электрическую энергию по одноставочному тарифу, кроме бытовых потребителей	228,60 коп.
III-группа	Бытовые потребители (электрическая энергия, расходуемая населением на бытовые нужды в жилых домах, квартирах, общежитиях, подсобных хозяйствах и на приусадебных садовых объектах, включая расход электрических насосов полива садовых товариществ и дач, находящихся в личном пользовании, гаражей для личных автомашин, на общедомовые нужды товариществ частных собственников жилья и коммунально-эксплуатационных организаций и ведомственного и муниципального жилищного фонда, на нужды общежитий юридических лиц и семейных предприятий, использующих электрическую энергию в целях электроснабжения населения, а также локальных котельных, использующих электрическую энергию для нужд населения)	228,60 коп.
	Бытовые потребители, проживающие в многоквартирных домах и общежитиях, централизованно оборудованных электроплитами для пищевого приготовления в установленном порядке	114,30 коп.
IV-группа	Потребители I и II тарифных групп, использующих электрическую энергию в целях электронагрева для отопления, горячего водоснабжения и пищевого приготовления, за исключением бюджетных организаций.	241,50 коп.

Применение изменяющихся во времени тарифов в электроэнергетической системе

Целью применения изменяющихся во времени тарифов является обеспечение бесперебойной работы электроэнергетической системы, хранение количеств потребляемой мощности и энергии с помощью электронных счетчиков и их передача ПТЭС, а также поставка качественной электроэнергии потребителям [17,19, 21].

Активизация экономического развития промышленных предприятий и населенных пунктов и обоснование тарифов на потребляемую электроэнергию играет важную роль в регулировании взаимодействия предприятий региональных электрических сетей с потребителями. В то же время это должно соответствовать интересам потребителей при увеличении технических возможностей поставщика электроэнергии [9;7; 2].

В современной динамично развивающейся экономике республики потребность в электроэнергии растет с каждым часом. В этом контексте повышение эффективности использования электроэнергии является актуальной задачей. Таким образом, за счет перехода на систему изменяющихся во времени тарифов на потребление электроэнергии потребители электроэнергии смогут изменить распорядок дня и «сгладить» график потребления электроэнергии для выполнения указанной задачи [11; 12; 13].

В настоящее время в соответствии с п. 2 «а» Указа Президента Республики Узбекистан от 8 ноября 2017 г. № ПП-3379 «О мерах по обеспечению рационального использования энергоресурсов» в часы пик единой энергосистемы (время наибольшей нагрузки – утро и вечер) оплата за использованную электроэнергию с применением коэффициента увеличения в 1,5 раза установленного тарифа, а в часы минимальной нагрузки (ночное время) с применением коэффициента снижения в 1,5 раза от установленного тарифа [3, 5, 30; 6].

Тариф с указанием времени применяется в следующие моменты времени (табл. 3.6.3).

Таблица 3.6.3

Дифференцирование тариф по времени и его период

тариф-1	тариф-2	тариф-3	тариф-4
Утренний пик	Полу пик	Вечерний пик	Ночная время
От 06:00 до 09:00	От 09:00 до 17:00	От 17:00 до 22:00	От 22:00 до 24:00 От 00:00 до 06:00

Согласно постановлению, с 1 января 2018 г. подключены потребители по системе дифференцированного по времени тарифа мощностью 750 кВА и выше (без учета насосных станций бюджетных организаций, фермерских хозяйств и объединений водопотребителей, а также насосных станций, финансируемых из в госбюджет) взимается плата за электроэнергию. Бухгалтерские книги ведутся по дифференцированному тарифу времени суток, определяемому в размере тарифа для юридических лиц, осуществляющих платежи по второй группе тарифов [3, 5, 30; 6].

В будущем включение электроэнергии для населения и потребителей, подключенной к мощности до 750 кВА, в систему дифференцированных тарифов может быть применено и в энергосистеме республики. Такие потребители смогут оплачивать потребленную электроэнергию через два и три периода (зоны) дифференцированной по времени системы тарифов, а также смогут оплачивать электроэнергию, потребленную в ночное время, по сниженным ценам с использованием дифференци-

рованных по времени тарифов. Это способствует не только сокращению периода нагрузки существующего оборудования в энергосистеме, но и «сглаживанию» графика нагрузки в энергосистеме [14; 15; 12].

Применение изменяющихся во времени тарифов отличается удобством как для производителей, так и для потребителей электроэнергии. В этом случае в часы пик единой энергосистемы, то есть:

пиковое время – с применением повышающего коэффициента в 1,5 раза установленного тарифа на оплату электроэнергии, используемой в утренний и вечерний «максимальный размер», установленный в установленном порядке;

в самые низкие часы нагрузки:

ночное время – с применением коэффициента уменьшения количества темного времени суток в размере 1,5-кратного установленного тарифа;

полупиковое время – дневное время устанавливается по установленной норме [6].

Пиковое время – период с 06:00 до 09:00 и с 17:00 до 22:00 – 342,9 сум;

в ночное время – период с 22:00 до 06:00 - 152,4 сума;

полупиковый период – с 09:00 до 17:00 228,60 сумов (рис. 3.6.1).

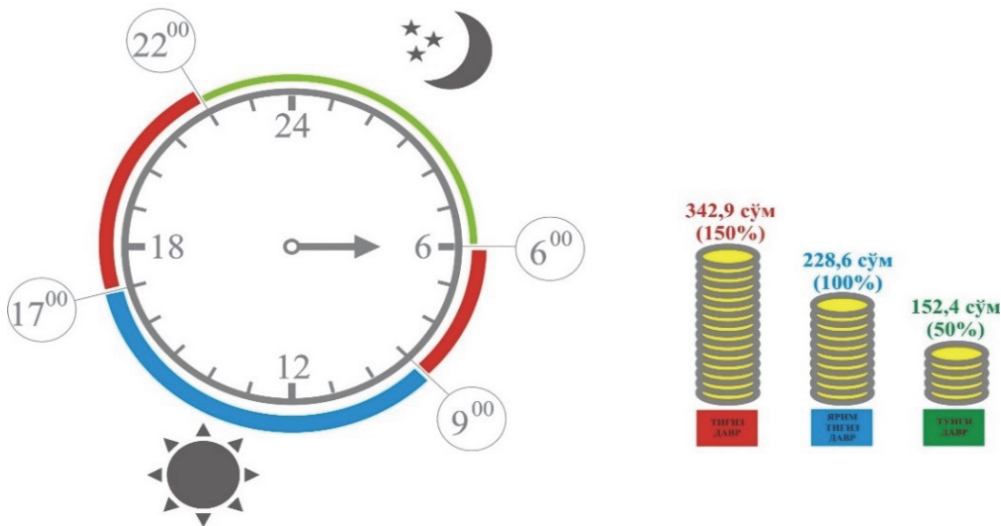


Рис. 3.6.1. Дифференцированные по времени тарифы и их отношение к суму (на период до 16 ноября 2020 года)

Роль дифференцированных по времени тарифов в выравнивании графика нагрузки

Значения минимальной и максимальной мощности часто используются при определении параметров энергосистем. В некоторых расчетах очень важны значения мощности между ними. Подробную информацию об изменениях мощности можно получить с помощью графиков электрических нагрузок. Существует 3 различных типа графиков нагрузки на период потребления электроэнергии: дневной, сезонный и годовой. Эти графики нагрузки потребляемой мощности состоят из утренних и вечерних пиков («пиков»), а также дневных и ночных минимальных периодов (рис. 3.6.2).

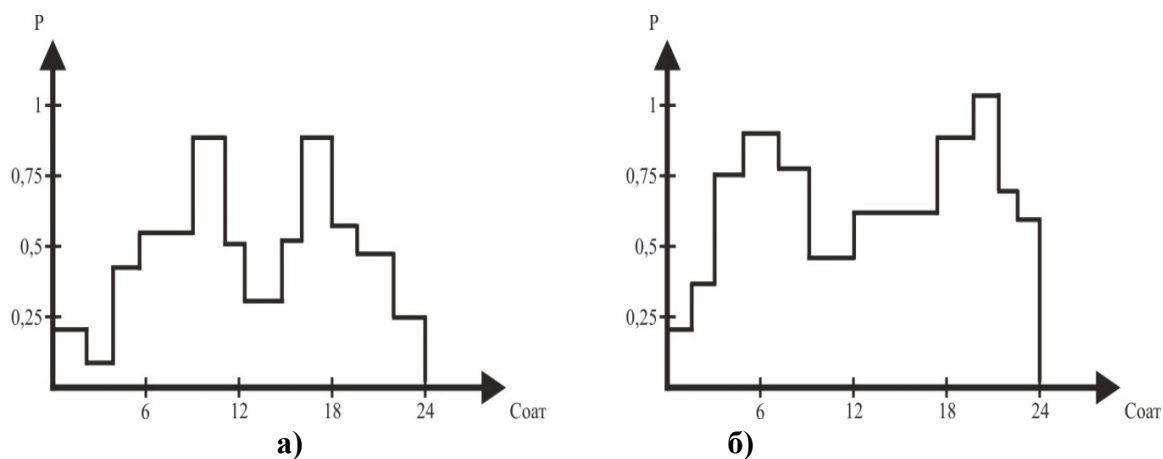


Рис. 3.6.2. В зимний (а) и летний (б) сезоны подстанции изменения графиков электрических нагрузок

В энергосистеме потребность потребителей электроэнергии в электроэнергию выше в выходные дни, а также в утреннее и вечернее время суток, чем в будние дни. Поэтому систему дифференцированных по времени тарифов целесообразно продавать потребителям на периодической основе, в зависимости от количества рабочих и выходных дней. В результате применения системы изменяющихся во времени тарифов, плата за потребленную электроэнергию может быть увеличена в «п» раз в «пиковый» период и наоборот в ночное время [15; 12; 8;].

Из-за невозможности сбора произведенной электроэнергии для ее разумного использования можно создать возможности для сглаживания графиков нагрузки энергосистемы в течение дня, применяя систему тарифов в установленном порядке при ее передаче потребителям.

Нагрузки в энергосистеме несмотря на периоды нагрузок, потребляемых разными потребителями, распределение суточных (годовых) графиков нагрузки не решено [9].

В настоящее время в энергосистеме республики имеются автоматизированные средства учета электроэнергии, потребляемой между предприятиями и потребителями электроэнергии. Данные, полученные от оборудования для измерения электроэнергии, рассчитываются на основе количества кВт·ч в трех разных периодах на основе дифференцированных по времени тарифной системы, т.е. эти периоды состоят из пикового периода, полупикового периода и ночного периода [3, 6, 1; 14; 13].

Действующая система дифференцированных тарифов и использование нового современного оборудования, рациональное использование электроэнергии и сокращение отходов поможет регулировать отношения между потребителями и предприятиями, производящими электроэнергию. Одной из основных целей меняющихся во времени тарифов является приведение энергосистемы к бесперебойной работе за счет сокращения периодов нагрузки в утренние и вечерние «пики» за счет увеличения потребления электроэнергии в дневное и ночное время [5, 6, 14]. Можно сгладить графики нагрузки, потребляя электроэнергию в непиковое время дня, то есть в ночное время. Это повышает надежность существующего оборудования в энергосистеме и обеспечивает их длительную работу.

Анализ потребления электроэнергии в жилых помещениях

В последние годы спрос на электроэнергию в жилых районах также стремительно растет. Это приводит к увеличению потребления электроэнергии [31].

Тарифы на электроэнергию для населения страны составляют около 0,03 доллара США за 1 кВт·ч (2020 г.). Для сравнения: в первой половине 2020 г. стоимость 1 кВт·ч электроэнергии составляла 0,3 доллара в Германии, 0,13 доллара в Турции, 0,05 доллара в России и 0,06 доллара в Беларуси [29].

При этом в 2020 г. потребление электроэнергии населением страны составило 26,6% от общего потребления (рис. 3.6.3) [30].

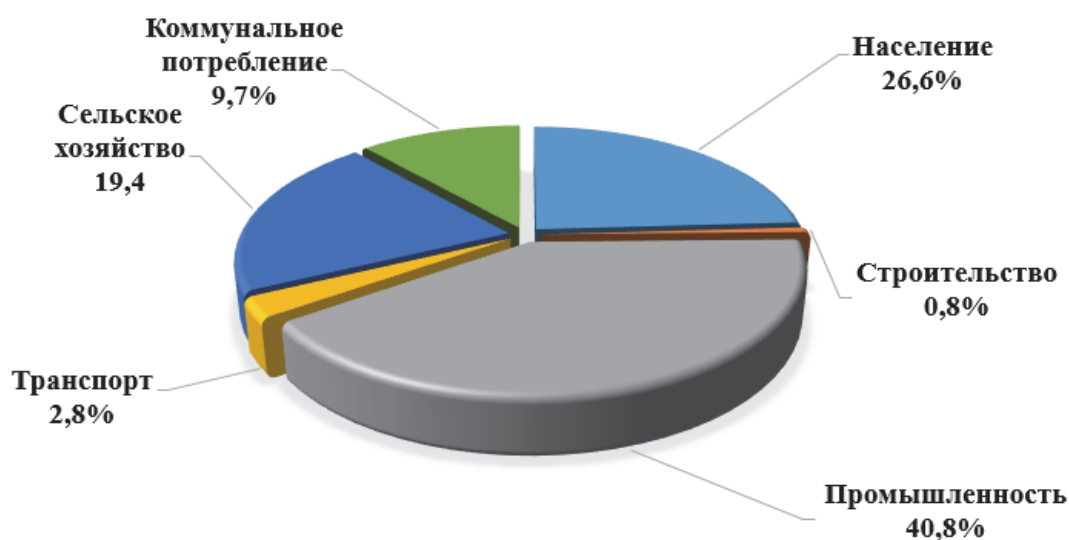


Рис. 3.6.3. Электропотребление отраслей экономики и населения

Желательно организовать правильный расчет потребления электроэнергии в жилых помещениях.

Большинство людей могут столкнуться с проблемными ситуациями в периоды потребления электроэнергии.

Некоторые потребители могут столкнуться с неисправностями счетчиков электроэнергии в своих домах, у некоторых счетчиков может быть украдена электроэнергия, или счетчики некоторых потребителей могут не соответствовать государственным стандартам.

Если счетчик потребителя не подходит для расчета потребления электроэнергии, он оплачивается исходя из среднего потребления потребителя за предыдущий период.

Есть два графика потребления электроэнергии бытовой техникой в жилых помещениях: рабочие и выходные дни. В будние дни основное потребление потребителей будет высоким утром и вечером. Энергозатратность некоторых потребителей также соответствует обеденному периоду (рис. 3.6.4) [1; 24; 33].

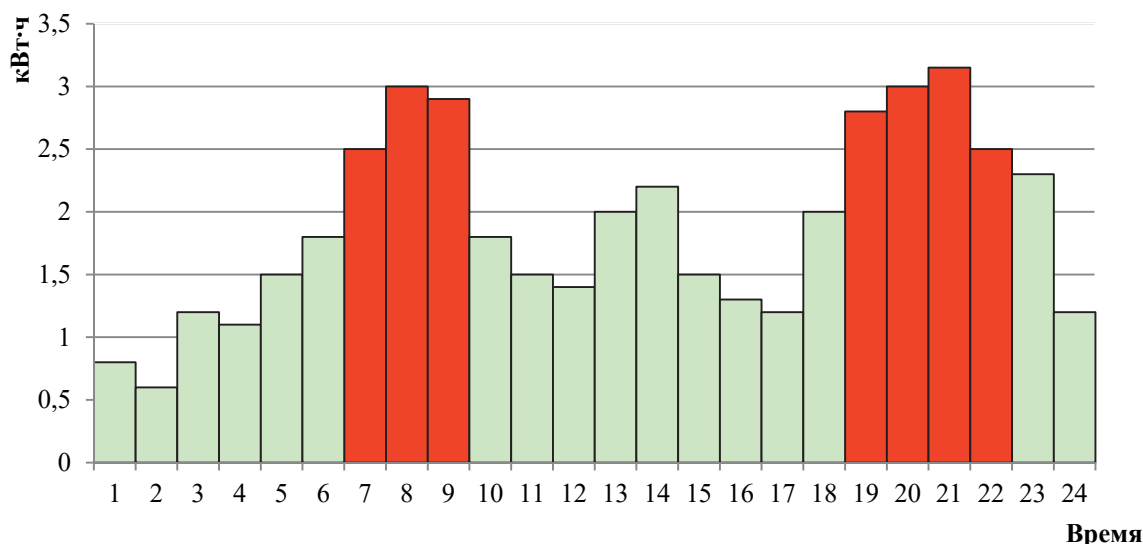


Рис. 3.6.4. Суточное потребление электрической энергии населением в рабочие дни

При расчете дней, когда максимальное потребление энергии в жилых районах составляет (X_{max}), в этом месяце будет 22 рабочих дня, а 8 дней – выходные. В результате максимальное потребление электроэнергии приходится на эти выходные, что, в свою очередь, указывает на то, что потребление в выходные дни (примерно) на 12% выше, чем в будние дни (рис. 3.6.5).

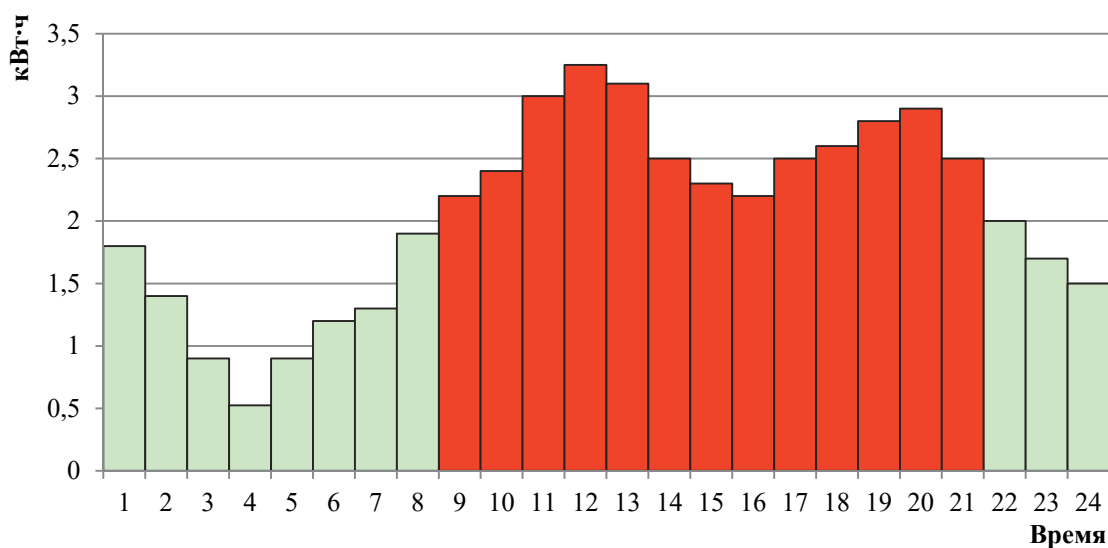


Рис. 3.6.5. Суточное потребление электрической энергии населением в выходные дни

На графиках потребления электроэнергии, показанных на рисунках 3.6.4 и 3.6.5, потребление электроэнергии в «пиковый» период в один месяц выглядит следующим образом:

150 – для графика, представленного на рисунке – 20,4%;

151 – для графика, представленного на рисунке – 24,8%.

График нагрузки населения по потреблению электроэнергии в жилых домах на газовых и электроплитах имеет практически одинаковую форму.

Внедрение на рынке электроэнергии тарифной системы, меняющейся во времени

Принимается ряд новых мер по рациональному использованию энергии на рынке электроэнергии страны. Эти меры важны для обновления и модернизации энергетического сектора, а также для поощрения потребителей энергии к разумному использованию электроэнергии.

В результате применения изменяющихся во времени тарифов в зависимости от объема электроэнергии, потребляемой на национальном рынке электроэнергии, можно использовать электроэнергию технически и экономически эффективно.

В энергосистеме республики ведется работа по разъяснению потребителям информации о меняющихся во времени тарифах. В результате потребители будут осведомлены об установленной тарифной системе. В результате потребители, разбирающиеся в тарифах, будут иметь представление о том, что они получают большую выгоду от перехода на удобные для них тарифы в зависимости от тарифных периодов. Потребители должны будут проделать большую разъяснительную работу по таким тарифам, чтобы разумно использовать энергоресурсы. В противном случае потребители будут негативно воспринимать энергосистему [14; 12; 8].

Спрос на электроэнергию формируется на ежедневной, еженедельной, ежемесячной, сезонной и годовой основе. Кроме того, уровень потребления электроэнергии при максимальной нагрузке («пик») намного выше средней нагрузки в соответствующий период. Мощность энергосистемы определяется периодом максимальной нагрузки, чтобы покрыть период максимальной нагрузки и обеспечить требуемый запас мощности. Это, в свою очередь, приводит к применению системы дифференцированных по времени тарифов.

Целью введения изменяющихся во времени тарифов является переключение потребления электроэнергии на низкую нагрузку в ночное время и стимулирование потребления в это время.

В выходные и праздничные дни потребность в электроэнергии в жилых районах будет выше, чем в будние и ночные периоды. Поэтому есть смысл применять разные тарифы для будних и выходных дней. Учет потребления электроэнергии, и соответственно, в этом случае ее оплата может производиться по двум измерителям, а иногда потребителей могут обязать установить отдельные схемы подключения. В контрактах необходимо будет указать минимальные и максимальные значения мощности для обоих типов потребления электроэнергии (будние и выходные) [19, 21].

Идея тарификации в реальном времени заключается в том, что тариф на электроэнергию зависит от внешних характеристик тарифов, дифференцированных по времени. Например, тарифы могут меняться по часам в зависимости от стартовой цены на энергетическом рынке (оптовый рынок электроэнергии). Такая система требует наличия открытого индикатора (например, индикатора относительной нагрузки энергосистемы или оптовой рыночной цены на электроэнергию). Кроме того, потребуются дорогие системы расчета тарифов на потребление электроэнергии. Поэтому такая система тарификации обычно применяется к крупным потребителям, которые имеют возможность адаптировать потребление электроэнергии к изменениям тари-

фов в реальном времени. Однако его можно использовать как для определенных систем электрооборудования, так и для бытовых потребителей (например, кондиционеры, электронагреватели) [16].

Анализ режимов потребления электроэнергии в жилых массивах

Максимальное потребление электроэнергии в жилых помещениях в течение года соответствует зимнему сезону. В энергосистеме подача электроэнергии потребителям в этот период по сравнению с другими периодами года вызывает ряд неудобств. То есть период высокого потребления нагрузок в энергосистеме увеличивается, что приводит к последствиям преждевременного выхода из строя существующего оборудования в системе.

Спрос на электроэнергию в жилых районах будет выше, чем в выходные и праздничные дни, в рабочие дни и в ночное время. Стоимость производства электроэнергии также не постоянна. Поэтому есть смысл применять разные тарифы для работы и праздников. Соответствующие контракты могут применяться даже к внутренним потребителям. Учет потребления электроэнергии, и соответственно, в этом случае ее оплата может производиться по двум измерителям, иногда с потребителями могут взиматься отдельные обязательства по подключению. В контрактах на будущее потребление электроэнергии необходимо будет указать минимальные и максимальные значения мощности для обоих типов потребления электроэнергии (в будние и выходные дни). Электросетевые компании всегда должны составлять точные расчеты потребления электроэнергии, чтобы не нарушались взаимоотношения между поставщиком и потребителем [19, 24, 25].

Максимальное потребление электроэнергии населением М.Улугбекского, Мирабадского и Бектемирского районов Ташкента в 2019 г. приходится на январь, т.е. в зимний период. Минимальное потребление электроэнергии – в мае (табл. 3.6.4).

Таблица 3.6.4

Минимальное и максимальное потребление электроэнергии в Мирабадском и Бектемирском районах им. М. Улугбека в 2019 г.

№	Названия районов	Потребление электроэнергии за 2019 год	
		максимальное потребление кВт·ч (январь)	минимальное потребление кВт·ч (май)
1	М.Улугбек	14852,973	11798,689
2	Мирабад	8032,944	5753,982
3	Бектемир	2073,115	1444,583

Среднее потребление электроэнергии в выходные дни колеблется в 1,3–2,0 раза по сравнению с рабочими днями. Проанализирован график изменения недельного потребления в январе по часам в районах (рис. 3.6.6).

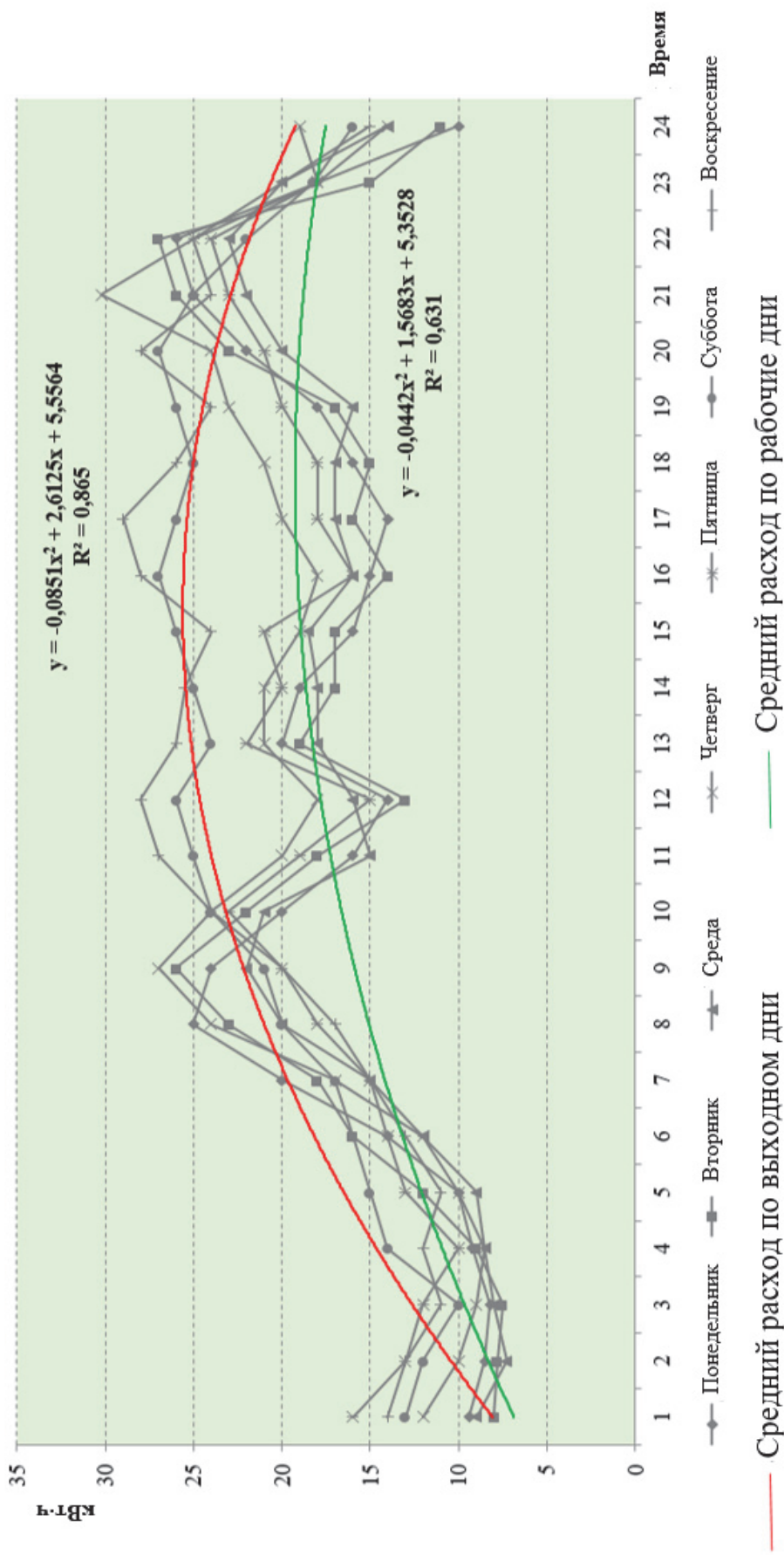


Рис. 3.6.6. Графики почасового изменения потребления электрической энергии в январе 2019 года населением М. Улугбекского района (месяц максимального потребления электрической энергии в году)

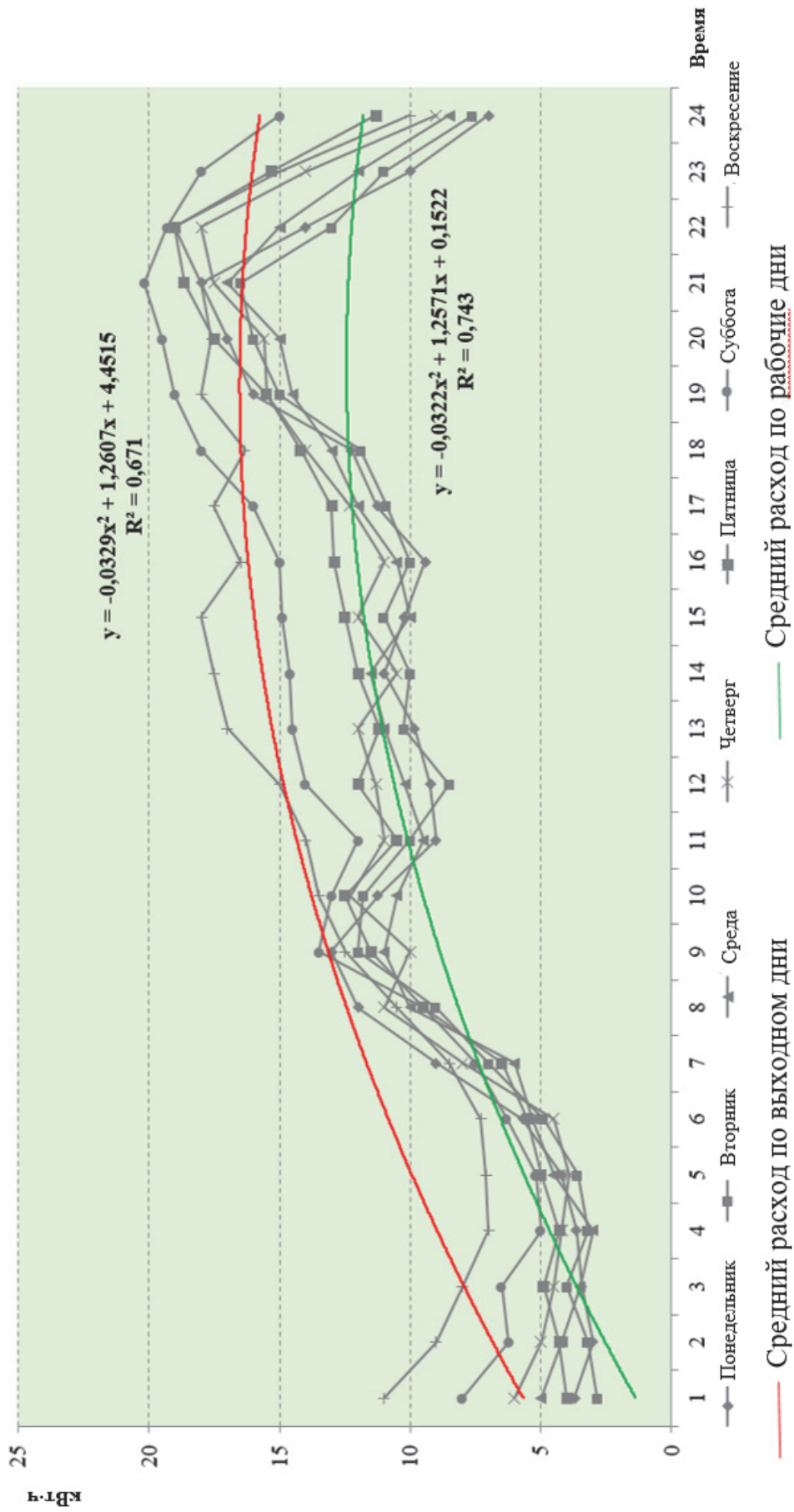


Рис. 3.6.7. Графики почасового изменения потребления электрической энергии в январе 2019 года населением Мирабадского района (месяц максимального потребления электрической энергии в году)

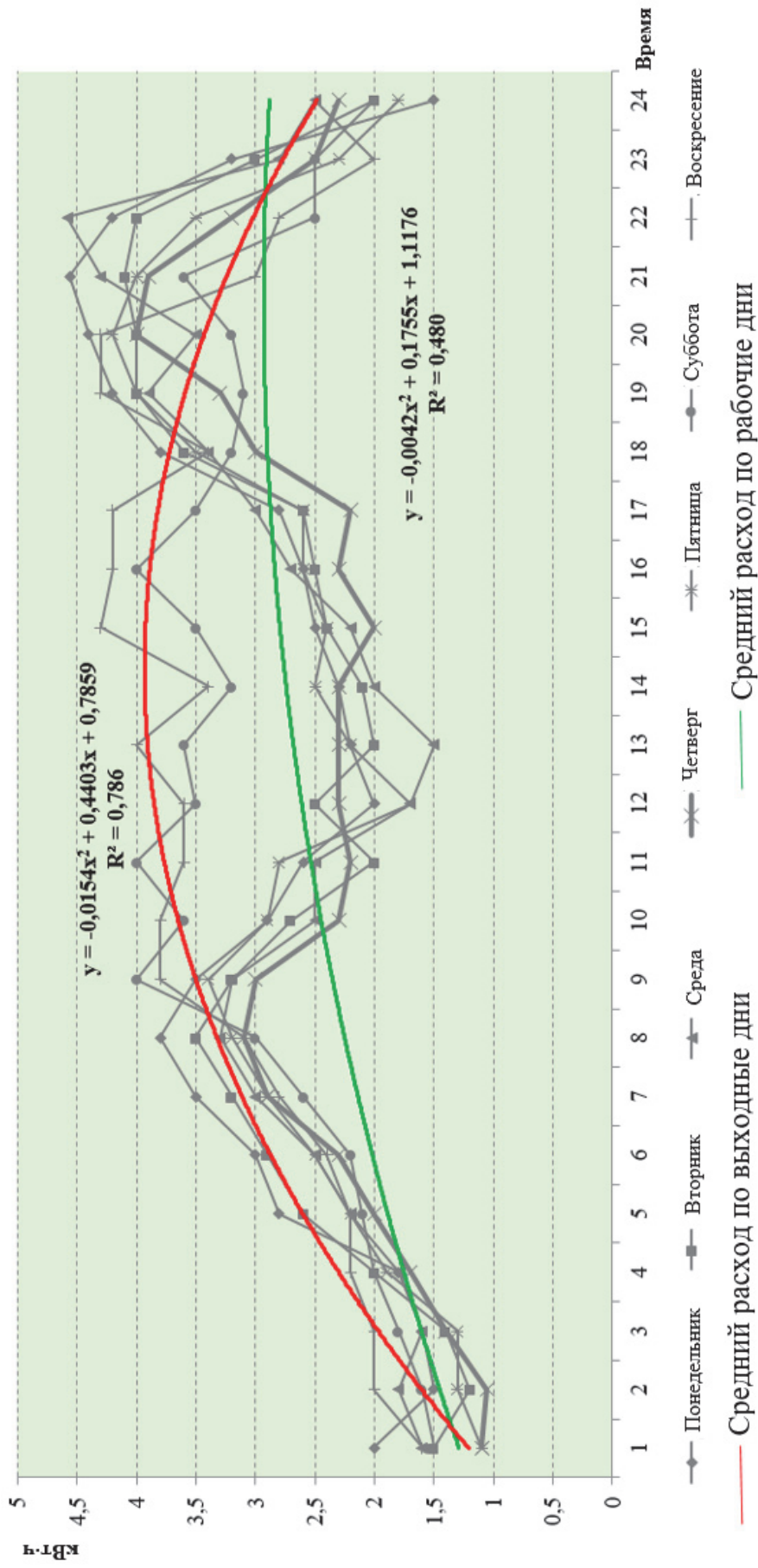


Рис. 3.6.8. Графики почасового изменения потребления электрической энергии в январе 2019 года населением Бектемирского района (месяц максимального потребления электрической энергии в году)

С учетом изменения графиков нагрузки на рисунках, недельное потребление электроэнергии в районах за январь 2019 года можно выразить с помощью следующей регрессионной модели (табл. 3.6.5).

Таблица 3.6.5

**Регрессионные модели потребления электроэнергии
в январе районных населенных пунктов**

М.Улутбекский район		
Дни недели	модели регрессии	коэффициенты аппроксимации
Выходные дни	$y = -0,0851x^2 + 2,6125x + 5,5564$	$R^2 = 0,865$
Рабочие дни	$y = -0,0442x^2 + 1,5683x + 5,3528$	$R^2 = 0,631$
Мирабадский район		
Выходные дни	$y = -0,0329x^2 + 1,2607x + 4,4515$	$R^2 = 0,671$
Рабочие дни	$y = -0,0322x^2 + 1,2571x + 0,1522$	$R^2 = 0,743$
Бектемирский район		
Выходные дни	$y = -0,0154x^2 + 0,4403x + 0,7859$	$R^2 = 0,786$
Рабочие дни	$y = -0,0042x^2 + 0,1755x + 1,1176$	$R^2 = 0,480$

Коэффициенты аппроксимации регрессионных моделей:

- В районе М.Улутбек $R^2 0,865 \div 0,631$;
- В районе Миробод $R^2 0,671 \div 0,743$;
- В районе Бектемир $R^2 0,786 \div 0,480$ указывает на то, что его точность невысока.

Высокие коэффициенты указывают на наличие корреляции, указывающей на целесообразность использования математических моделей для прогнозирования потребления этой категории потребителей электроэнергии.

Низкие коэффициенты характеризуются равномерностью изменения нагрузки у потенциальных потребителей. Только если потребление электроэнергии населением будет переведено на систему дифференцированных по времени тарифов, население будет потреблять ее потребление вне «пиковые» периоды, то есть в другое время суток. В процессе исследования бытовых потребителей электроэнергии большинство одобрило переход на эту систему тарифов. Потребители жилых домов также отметили, что лучше использовать систему дифференцированных по времени тарифов, чем отключение электроэнергии. Состояние потребления электроэнергии в районах М.Улутбек, Мирабад и Бектемир за неделю января 2019 г., т.е. дни минимального и максимального потребления электроэнергии, представлено ниже (табл. 3.6.6).

Таблица 3.6.6

**Дни недели в январе, когда районы потребляли минимум и максимум
электроэнергии**

№	Районы	Еженедельное потребление электроэнергии в январе 2019 г.	
		минимальное энергопотребление (тыс. кВт·ч)	максимальное энергопотребление (тыс. кВт·ч)
1	М.Улутбек	Среда (382300)	Суббота (500231)
2	Мирабад	Вторник (22335)	Воскресные (32382)
3	Бектемир	Четверг (58656)	Воскресные (75500)

Среднее потребление электроэнергии в выходные дни колеблется в 0,5–1,5 раза по сравнению с рабочими днями. Проанализирован график изменения часов недельного потребления электроэнергии в мае по районам (рис.3.6.9).

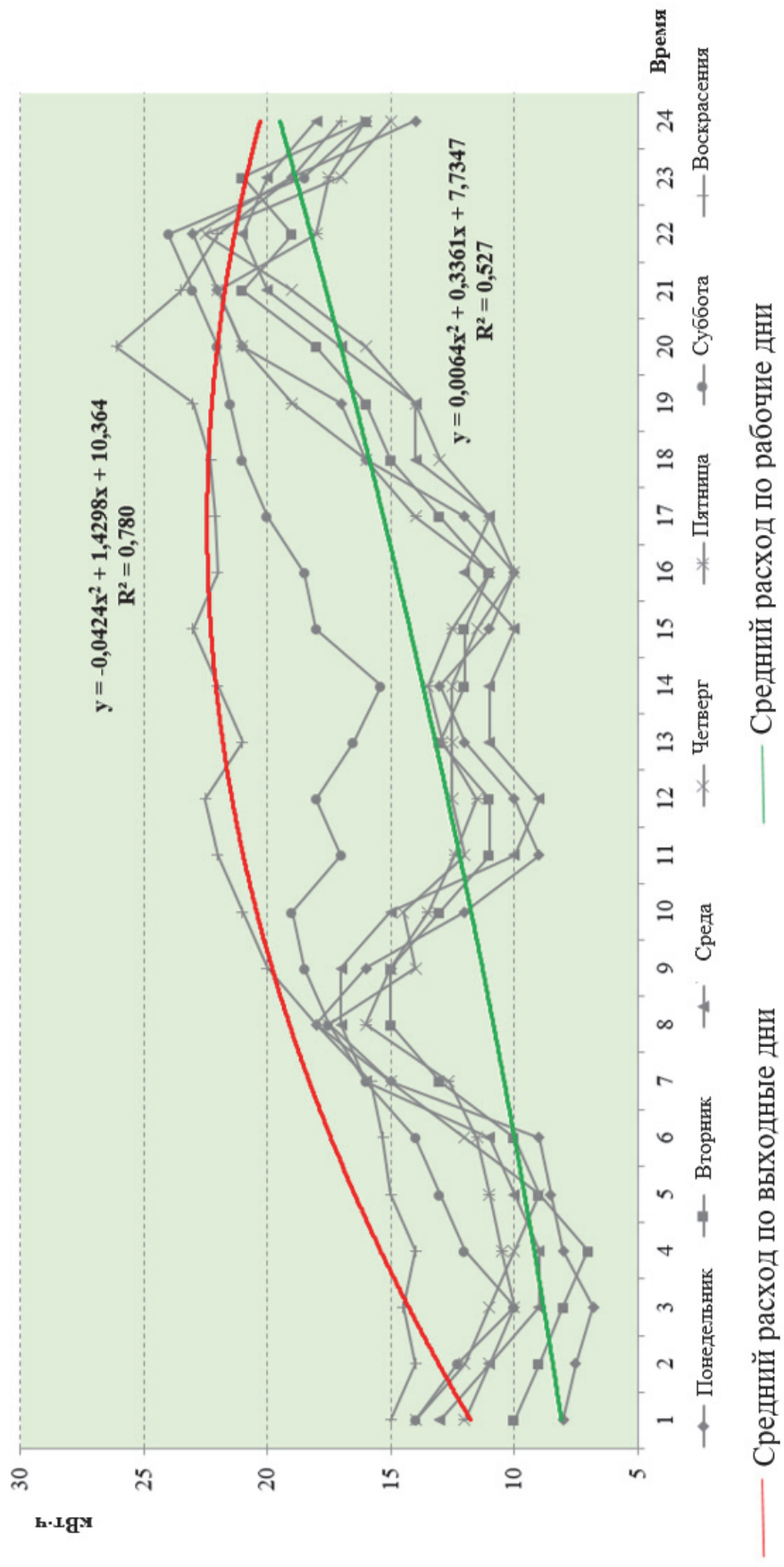


Рис. 3.6.9. Графики почасового изменения потребления электрической энергии в мае 2019 года населением М. Улугбекского района (месяц минимального потребления электрической энергии в году)

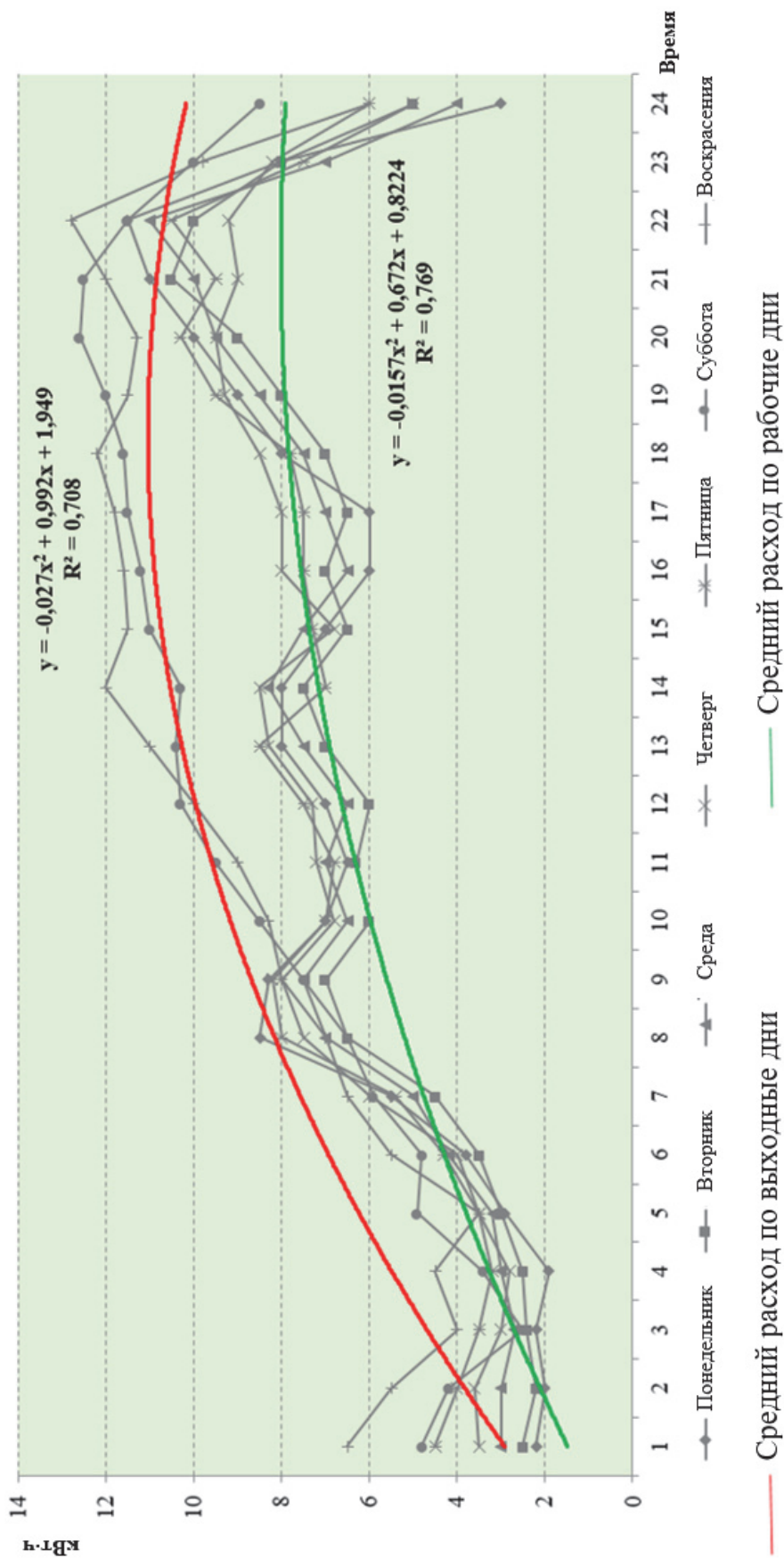


Рис. 3.6.10. Графики почасового изменения потребления электрической энергии в мае 2019 года населением Мирабадского района (месяц минимального потребления электрической энергии в году)

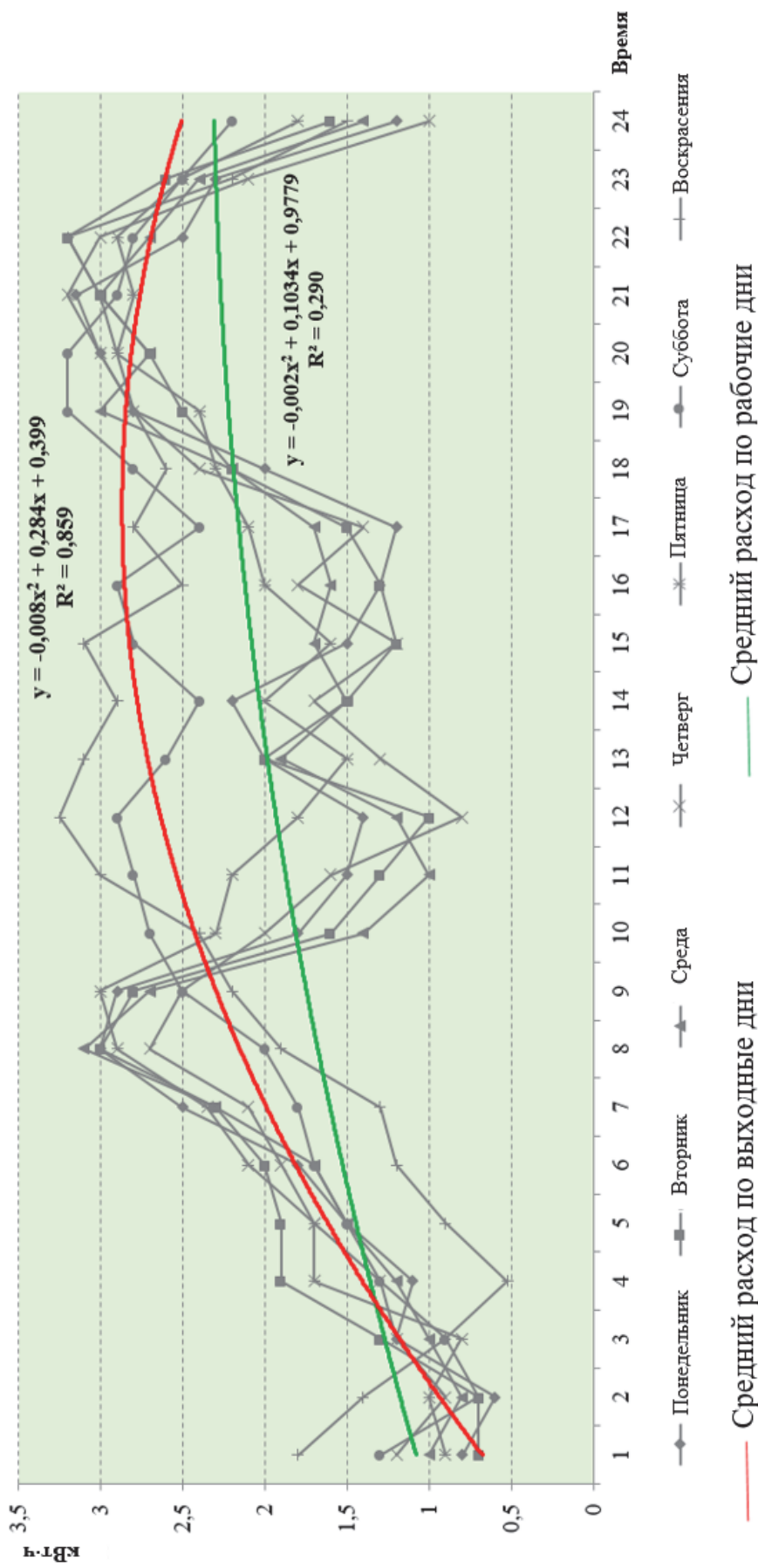


Рис. 3.6.11. Графики почасового изменения потребления электрической энергии в мае 2019 года населением Бектемировского района (месяц минимального потребления электрической энергии в году)

Учитывая вариацию графиков нагрузки на рисунках, недельное потребление электроэнергии в районах за май 2019 года может быть выражено с помощью следующей регрессионной модели (табл. 3.6.7).

Таблица 3.6.7

Регрессионные модели потребления электроэнергии в мае районных населенных пунктов

М.Улугбекский район		
Дни недели	модели регрессии	коэффициенты аппроксимации
Выходные дни	$y = -0,0424x^2 + 1,4298x + 10,364$	$R^2 = 0,780$
Рабочие дни	$y = 0,0064x^2 + 0,3361x + 7,7347$	$R^2 = 0,527$
Мирабадский район		
Выходные дни	$y = -0,027x^2 + 0,992x + 1,949$	$R^2 = 0,708$
Рабочие дни	$y = -0,0157x^2 + 0,672x + 0,8224$	$R^2 = 0,769$
Бектемирский район		
Выходные дни	$y = -0,008x^2 + 0,284x + 0,399$	$R^2 = 0,859$
Рабочие дни	$y = -0,002x^2 + 0,1034x + 0,9779$	$R^2 = 0,290$

Коэффициенты аппроксимации регрессионных моделей:

– В районе М.Улугбека $R^2 0,780 \div 0,527$;

– В Мирабадском районе $R^2 0,708 \div 0,769$;

– В Бектемирском районе $R^2 0,859 \div 0,290$, что говорит о невысокой его точности.

Высокие коэффициенты указывают на наличие корреляции, указывающей на целесообразность использования математических моделей для прогнозирования потребления этой категории потребителей электроэнергии.

Низкие коэффициенты характеризуются равномерностью изменения нагрузки у потенциальных потребителей.

Только если потребление электроэнергии населением будет переведено на систему дифференцированных по времени тарифов, население не будет потреблять ее потребление в «пиковые» периоды.

Состояние потребления электроэнергии в районах М.Улугбек, Мирабад и Бектемир за неделю мая 2019 г., т.е. дни максимального и минимального потребления электроэнергии, представлено ниже (табл. 3.6.9).

Таблица 3.6.9

Дни недели в январе, когда районы потребляли минимум и максимум электроэнергии

№	Районы	Еженедельное потребление электроэнергии в мае 2019 г.	
		минимальное энергопотребление (тыс. кВт·ч)	максимальное энергопотребление (тыс. кВт·ч)
1	М.Улугбек	Понедельник (317800)	Воскресенье (470120)
2	Мирабад	Вторник (144400)	Воскресенье (211800)
3	Бектемир	Среда (44700)	Суббота (54800)

Рост населения также приведет к увеличению потребления электроэнергии. Это видно на примере районов М. Улугбек, Мирабад и Бектемир города Ташкента (табл. 3.6.10).

Таблица 3.6.10

**Месяцы, когда население потребляет максимум
и минимум электроэнергии за 3 года**

№	Районы	Ежемесячное потребление электроэнергии за три года		
		максимальное потребление кВт·ч	минимальное потребление кВт·ч	средний расход кВт·ч
1	М.Улугбек	16230,162 (январь, 2017 г.)	7610,828 (сентябрь, 2017 г.)	13458,507
2	Мирабад	8937,886 (август, 2018 г.)	5167,102 (февраль, 2018 г.)	6823,316
3	Бектемир	2073,115 (январь, 2019 г.)	1033,433 (сентябрь, 2017 г.)	1659,046

– Население М.Улугбекского района в 2017–2019 гг. составляло 80 648 чел. Ежемесячный расход электроэнергии на человека в районе составляет 166 кВт·ч.

– Население Мирабадского района в 2017–2019 годах составляло 40 807 чел. Ежемесячный расход электроэнергии на человека в районе составляет 167 кВт·ч.

– Население Бектемирского района в 2017–2019 гг. составляло 10 497 чел. Ежемесячный расход электроэнергии на душу населения в районе составляет 158 кВт·ч.

Основное потребление электроэнергии населением районов М.Улугбек, Мирабад и Бектемир приходится на зимнее и летнее время. Причиной тому являются следующие приборы: кондиционеры (лето-зима), комнатное отопительное оборудование, вентиляторы, водонагреватели и т.д., которые потребляют основную электроэнергию населения зимой и летом.

3.7. Альтернативная модель рынка тепловой энергии как метод обеспечения устойчивого развития энергетической отрасли

На тепловую энергию в России приходится до сорока пяти процентов производства тепла во всем мире, что свидетельствует о масштабности любых проводимых реформ в этой отрасли⁴⁸. Система централизованного теплоснабжения России уникальна ввиду как большой сухопутной протяженности страны (функционирует в различных зонах - от арктической до субтропической), так и суровых климатических условий (низкая среднегодовая температура воздуха), из-за которых теплоснабжение имеет особенно важное значение: сбой в обеспечении потребителей тепловой энергией могут повлечь за собой негативные последствия как для населения, так и для экономики государства.

⁴⁸ Централизованное теплоснабжение в России URL: https://aqua-therm.ru/articles/articles_246.html

Основным документом, определяющим цели и задачи стратегического развития энергетики России, а также механизмы реализации государственной политики в этой сфере экономики, является Энергетическая стратегия Российской Федерации. В настоящее время последней редакцией является энергетическая стратегия до 2035 г. В соответствии с этим документом перед тепло- и электроэнергетической отраслью российской энергетики поставлены важные цели – создание эффективных рынков теплоснабжения и повышение эффективности и надежности теплового сетевого комплекса⁴⁹. В условиях изменений, происходящих как в мировой экономике, так и в экономике Российской Федерации, одним из способов решения поставленных задач может стать переход к модели «альтернативной котельной», способной реагировать на вызовы и ликвидировать накопившиеся проблемы. Предпосылкой для внедрения данной модели является рост повреждения сетей и количества аварий из-за высокого уровня износа оборудования и, как следствие, низкого качества отопления.

Вопросами исследования состояния теплоэнергетических систем, проблемами при их эксплуатации, а также вызовами, стоящими перед отраслью, занимается большое количество исследователей, экспертов и специалистов. Эта тема имеет междисциплинарный характер, так как находится на стыке энергетики и экономики, не только потому, что в России топливно-энергетический комплекс является ключевым сектором экономики, но и потому, что проблемы теплоэнергетической отрасли негативно отражаются на макроэкономических показателях. Всемирный банк ежегодно представляет рейтинг стран по правительственным мерам внедрения устойчивой энергетики (нормативные показатели устойчивой энергетики); в рейтинге энергоэффективности которого Российская Федерация занимает 46-е место из 133 стран⁵⁰. Явно прослеживается потребность во внедрении энергосберегающих и энергоэффективных технологий. Но это невозможно без своевременной трансформации способов государственного регулирования системы централизованного теплоснабжения. Специфика теплоэнергетической отрасли России с ее разветвленной и сложной структурой обуславливает необходимость постоянной ее модернизации, которая должна обеспечивать баланс интересов всех участников общественных отношений.

Проблемами исследования состояния теплоэнергетических систем и повышения их эффективности посвящены работы А.И. Андрющенко, В.М. Бродянского, Е.Я. Соколова, Ю.П. Мелентьева, А.П. Меренкова, Е.В. Сенновой, В.А. Стенникова, М.Н. Зингер и др. Вместе с тем с изменениями экономических, социальных и иных условий в стране, многие вопросы требуют новых методических подходов и решений. Основным дискуссионным вопросом на данный момент является то, насколько сильно должна быть зарегулирована государством отрасль для оптимальной работы системы теплоснабжения при соблюдении баланса интересов как потребителей услуг в сфере теплоснабжения, так и генерирующих и транспортирующих теплоноситель компаний.

Целью работы является исследование такого способа повышения эффективности систем теплоснабжения, как внедрение метода «альтернативной котельной» в городах России с учетом особенностей теплоэнергетического рынка, а также правового регулирования отрасли.

⁴⁹Распоряжение Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р об утверждении Энергетической стратегии России до 2035 года. – С.4 / Собрание Законодательства РФ №24 от 15 июня 2020 года, ст. 3847.

⁵⁰ Policy Matters : Regulatory Indicators for Sustainable Energy (RISE) 2018 World Bank Group. – С.86.

Для достижения этой цели поставлены следующие основные задачи:

- структурный и функциональный анализ метода «альтернативной котельной» для оптимизации системы теплоснабжения;
- провести сравнительный анализ тарифов на тепловую энергию в крупных городах Российской Федерации за последние пять лет, а также на перспективу для рассмотрения возможности внедрения метода «альтернативной котельной»;
- рассмотрение возможности внедрения метода «альтернативной котельной» в городах России и в г. Казань, Республика Татарстан.

Федеральная служба государственной статистики производит формирование различных показателей, одно из его ведомств - Управление статистики цен и финансов занимается изучением средних потребительских цен (тарифов) – средних величин из уровней цен, зарегистрированных в различных организациях торговли и сферы услуг⁵¹. В данном случае нас интересует средний тариф по субъектам Российской Федерации на тепловую энергию, руб/Гкал. С 2013 года по 2021 г. наблюдается неуклонный рост тарифа на тепловую энергию.



Рис. 3.7.1. Средние потребительские цены (тарифы) на тепловую энергию

⁵¹ Приказ Росстата от 30.12.2014 N 734 (ред. от 27.11.2019) «Об утверждении Официальной статистической методологии организации статистического наблюдения за потребительскими ценами на товары и услуги и расчета индексов потребительских цен» URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_174490/

Ежегодный пересмотр тарифов на коммунальные услуги при изменении внешних условий необходим для поддержания стабильной работы коммунальных предприятий в целях обеспечения доступности и качества услуг, предоставляемых потребителям. Разница в стоимости услуг регулируемых организаций обусловлена разницей объемов реализации коммунальных услуг потребителям, уровнем энергоемкости установленного оборудования, степенью износа сетей и оборудования, что влияет на затраты на технологический процесс, производство и транспортировку коммунальных услуг для каждой конкретной организации, поставляющей ресурсы. Таким образом, на размер тарифов на тепло существенно влияют затраты, связанные с видом используемого топлива (затраты на жидкое и твердое топливо выше, чем на природный газ), загрузка производственных мощностей котельных и ТЭЦ, а также способом получения тепловой энергии: при одновременном производстве электроэнергии и тепла (комбинированной выработке), стоимость этого тепла намного ниже, что напрямую влияет на размер тарифа.

Установление тарифов на уровне экономически обоснованного уровня приводит к недостаточному финансированию работ в области реконструкции, модернизации и ремонта инженерных сетей и, как следствие, к большему износу коммунальной инфраструктуры.

Согласно последнему годовому отчету Министерства энергетики РФ о ситуации в тепловой энергетике, общее количество аварий в 2019 г. (4803) по сравнению с 2018 г. (4312) увеличилось на 11%⁵². Следует отметить, что сравнение данных о количестве аварий с данными об инвестициях в модернизацию и развитие систем теплоснабжения показало: объем инвестиций в теплоснабжение оказывает существенное влияние на динамику аварийности, по мере снижения уровня инвестиций увеличивается аварийность⁵³. Эта проблема требует решения, однако препятствием является отсутствие заинтересованных сторон, желающих инвестировать в модернизацию существующей системы централизованного теплоснабжения, и отсутствие стимулов для ресурсоснабжающих организаций, поскольку нет тарифных источников финансирования для подобных мероприятий. Все это приводит к тому, что все больше и больше потребителей переходят на индивидуальное теплоснабжение, как альтернативу централизованному, не говоря уже о росте социальной напряженности в обществе, поскольку система централизованного теплоснабжения может предложить лишь все более высокие тарифы на тепло, при ухудшающемся качестве предоставляемых услуг.

Размер инвестиций в основной капитал в сфере централизованного теплоснабжения действительно недостаточен: в 2019 г. он составил 136,2 млрд рубл.⁵⁴, что равно 0,001% от совокупного валового регионального продукта (ВРП) Российской Федерации⁵⁵. Есть еще одна проблема, две трети (67%) от всего объема инвестиций в основной капитал в сфере централизованного теплоснабжения приходится на три федеральных округа: Центральный, Северо-западный и Дальневосточный. Такое неравномерное рас-

⁵² Информационно-аналитический доклад Министерства энергетики РФ о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/20641> С.89

⁵³ То же, С.91

⁵⁴ То же, С.57

⁵⁵ Данные о валовом региональном продукте за 2019 год, Росстат. URL: <https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/ZhEIrJzX/VRP-2019.pdf>

пределение материальных ресурсов почти не оставляет возможности для модернизации систем теплоснабжения остальных пяти федеральных округов. Все это приводит к необходимости внедрения новой модели рынка тепла, которая бы повышала инвестиционную привлекательность отрасли для заинтересованных лиц – модели «альтернативной котельной».

В июле 2017 года вступил в силу федеральный закон «О внесении изменений в федеральный закон» «О теплоснабжении и отдельные законодательные акты РФ по вопросам совершенствования системы отношений в сфере теплоснабжения». Закон допускает изменение системы государственного регулирования в области установления тарифов на теплоснабжение таким образом, чтобы государственные органы устанавливали только наивысший уровень цены на тепловую энергию для конечного потребителя – уровень «альтернативной котельной». Цена на тепло рассчитывается исходя из стоимости строительства и обслуживания новой котельной. Исходя из этих затрат, для всех источников тепла в городе устанавливается предельная планка цены, дороже которой тепловую энергию продать нельзя. Введение такого принципа будет возможно в населенных пунктах только по представлению глав муниципалитетов и только в ценовых зонах теплоснабжения: территориях, у которых утверждена схема теплоснабжения, а также присутствуют предложения об отнесении к ценовой зоне со стороны как муниципального образования, так и единой теплоснабжающей организации, обеспечивающей более 50% поставки тепла потребителям⁵⁶.

От резкого скачка цен на тепловую энергию население застраховано с помощью двух механизмов. Первый: если предельная цена при внедрении метода альткотельной будет выше текущих тарифов, то в течение переходного периода, равного 5 годам, тариф будет сдерживаться в пределах 1–2% в дополнение к инфляции. Второй механизм – это ограничение по общему платежу граждан за услуги жилищно-коммунального хозяйства, которое установлено Жилищным кодексом в каждом регионе Российской Федерации⁵⁷.

Новая модель нацелена на то, чтобы решить накопленные за годы системные проблемы отрасли: системно и вовремя обновлять сети и источники теплоснабжения, обеспечить эффективное использование топлива; обеспечить потребителям в нужном объеме и на постоянной основе получение тепла и горячей воды, а также сократить число аварий. Наряду с этим еще необходимо обеспечить более понятный тариф, а также не допустить резкого роста тарифа при крупном вложении инвестиций⁵⁸.

Одним из городов, внедрившим метод альтернативной котельной, является Пермь. Проследим за динамикой тарифов на тепловую энергию на практике. Установленный на 2021 г. тариф для ПАО «Т Плюс» в Перми –1519,94 руб./Гкал, тариф ПСК – 2025,85 руб./Гкал. Тарифы в будущем планируется привести к эталонному тарифу «альткотельной». Данный тариф определяется по методике Министерства энергетики

⁵⁶ Федеральный закон «О внесении изменений в Федеральный закон "О теплоснабжении» и отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам совершенствования системы отношений в сфере теплоснабжения» // Собрание Законодательства Российской Федерации. - №31 от 31 июля 2017 года (Части I-II), ст. 4828

⁵⁷ Жилищный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 N 188-ФЗ // Собрание законодательства РФ №1 от 3 января 2005 года (Части I-II), -Ст. 151.1.

⁵⁸ Что ждать россиянам от реформы рынка тепла. 27.02.2021 г., URL: <https://1prime.ru/society/20210227/833128030.html>

Российской Федерации. Согласно расчету стоимости тепловой энергии по методу «альтернативной котельной» (методу АК) Минэнерго РФ, эталонный тариф для Перми на 2021 г. составляет 1647,10 руб./Гкал (с НДС 1976,52 руб./Гкал)⁵⁹. На данный момент тариф ООО «Пермская сетевая компания» выше уровня «альткотельной», поэтому в первые три года (2021–2023) он будет заморожен. В течение этого промежутка времени тариф «альткотельной» будет постепенно увеличиваться, пока не достигнет уровня тарифа ООО «ПСК», который начнет индексироваться на уровне инфляции только с 2024 г. Тариф «Т Плюс» меньше предельного тарифа «альткотельной», поэтому он в 2022–2028 гг. будет индексироваться на уровне предельных значений, не превышающих максимально допустимый индекс, пока не достигнет цены «альткотельной»⁶⁰.

Теперь рассмотрим динамику изменения тарифов на тепловую энергию в городах России (Приволжский федеральный округ), до и после внедрения метода «альтернативной котельной». Временной промежуток – 5 лет до перехода на «альткотельную»⁶¹, 5 лет после¹². Предположим, что альтернативный рынок тепловой энергии начнет свою работу в крупных городах 1 января 2021 г. Тогда, используя Калькулятор расчета тарифов на тепловую энергию, разработанный Министерством энергетики Российской Федерации, получим следующие результаты.

Сравнительный анализ тарифов на тепловую энергию,
руб/Гкал

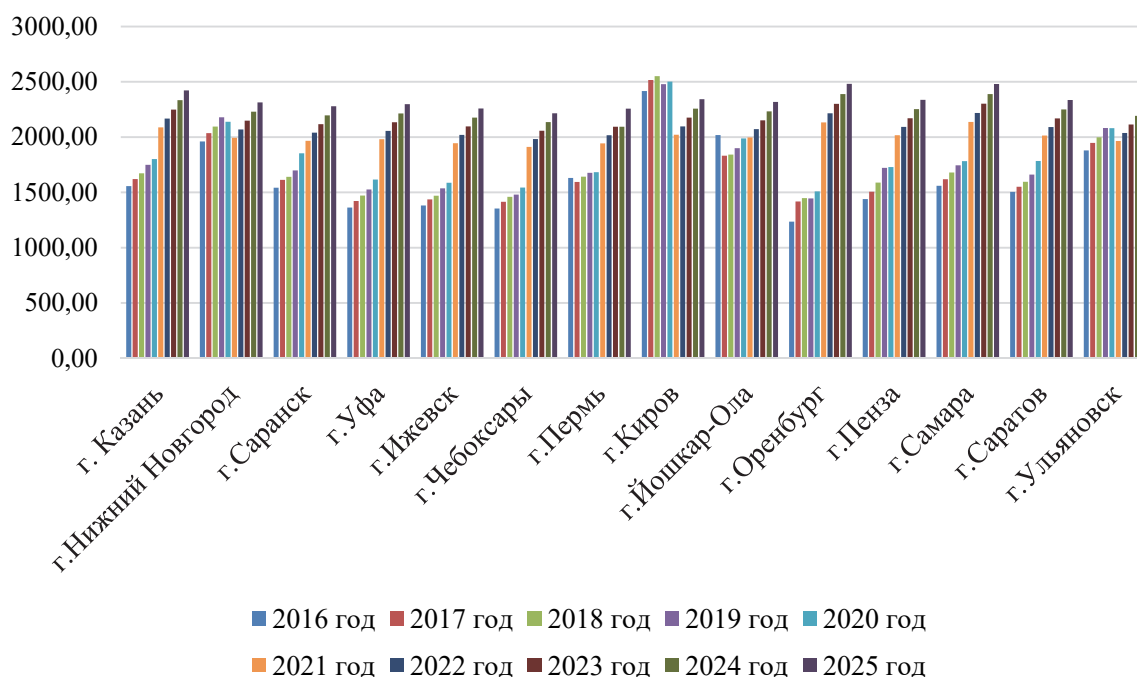


Рис. 3.7.2. Сравнительный анализ тарифов
на тепловую энергию в городах России, 2016–2025 гг., руб/Г

⁵⁹ Расчет стоимости тепловой энергии по методу «альтернативной котельной». Министерство энергетики Российской Федерации. URL: <http://instrument-ak.minenergo.gov.ru/>

⁶⁰ Прогрев по эталонам. Коммерсантъ (Пермь) №236 от 23.12.2020 URL: <https://www.kommersant.ru/doc/4626733>

⁶¹ Тарифы на тепловую энергию в регионах ПФО, II полугодие 2020 года. URL: <https://realnoevremya.ru/attachments/1458>

В большинстве городов при переходе на альтернативный рынок тепловой энергии тарифы возрастают. Однако, учитывая специфику модернизации системы регулирования рынка, этот рост тарифа является предсказуемым и оправданным. Для более четкого понимания роста тарифов выделим тарифы на границе перехода: интерес представляют 2020 и 2021 гг., соответственно.

Тарифы до и после перехода, руб/Гкал

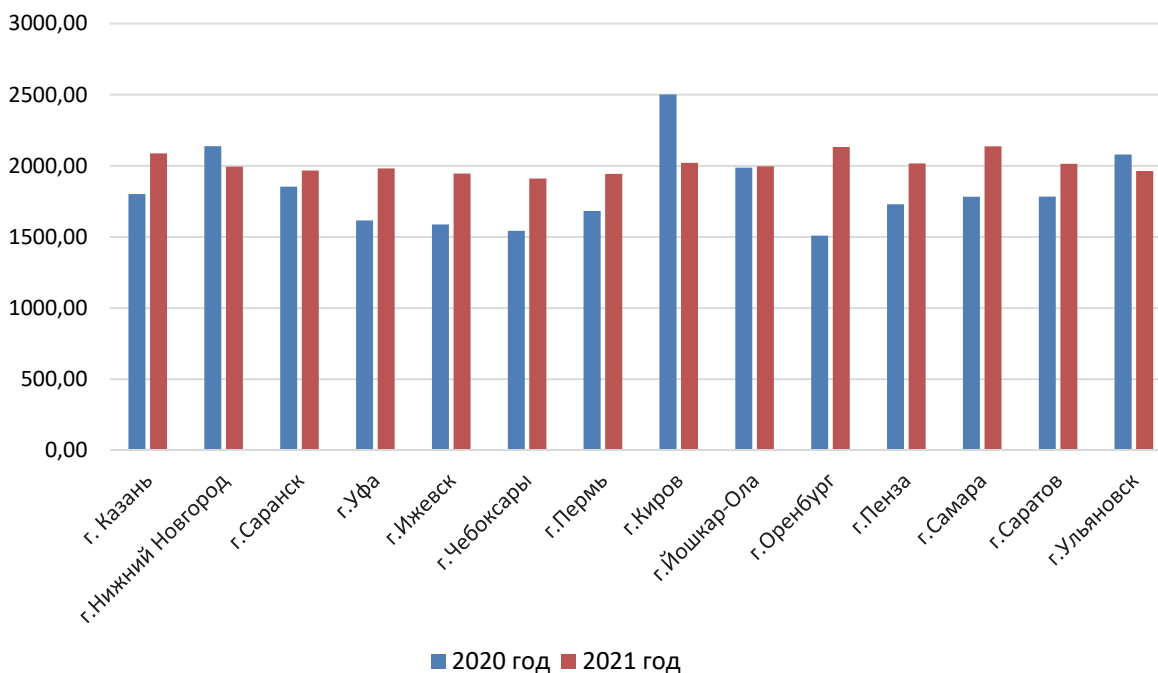


Рис. 3.7.3. Сравнительный анализ тарифов на тепловую энергию в городах России, 2020–2021 гг., руб/Гкал

Для того, чтобы выяснить динамику изменения тарифа, найдем темпы прироста. Они в относительном выражении показывают, на сколько процентов увеличился или уменьшился исследуемый признак, в данном случае тариф на тепловую энергию. В качестве базового показателя будет использоваться показатель предыдущего периода, таким образом найдем цепные темпы прироста тарифов в городах России до и после внедрения метода «альткотельной».

Таблица 3.7.1

Прирост тарифов на тепловую энергию, 2016-2025 гг., %.

	2017/ 2016	2018/ 2017	2019/ 2018	2020/ 2019	2021 /2020	2022/ 2021	2023/ 2022	2024/ 2023	2025/ 2024
г. Казань	4%	3%	5%	3%	18%	4%	4%	4%	4%
г. Нижний Новгород	4%	3%	4%	-2%	-5%	4%	4%	4%	4%
г. Саранск	5%	2%	4%	9%	8%	4%	4%	4%	4%
г. Уфа	4%	3%	4%	6%	25%	4%	4%	4%	4%
г. Ижевск	4%	2%	5%	3%	25%	4%	4%	4%	4%
г. Чебоксары	5%	3%	1%	4%	26%	4%	4%	4%	4%

Окончание табл. 3.7.1

	2017/ 2016	2018/ 2017	2019/ 2018	2020/ 2019	2021 /2020	2022/ 2021	2023/ 2022	2024/ 2023	2025/ 2024
г.Пермь	-2%	3%	2%	0%	17%	4%	4%	4%	4%
г.Киров	4%	1%	-3%	1%	-18%	4%	4%	4%	4%
г.Йошкар-Ола	-9%	1%	3%	5%	2%	4%	4%	4%	4%
г.Оренбург	15%	2%	0%	4%	44%	4%	4%	4%	4%
г.Пенза	5%	5%	8%	0%	19%	4%	4%	4%	4%
г.Самара	4%	4%	4%	2%	22%	4%	4%	4%	4%
г.Саратов	3%	3%	4%	7%	15%	4%	4%	4%	4%
г.Ульяновск	4%	3%	4%	0%	-4%	4%	4%	4%	4%

Средний прирост тарифа с 2016 по 2020 гг. (до метода «альткотельной») равен 3%, с 2021 по 2025 г. (после внедрения) равен 4%. Наибольший интерес представляют показатели 2021/2020: среднее значение равно 12%. Можно увидеть, что наиболее выгоден переход на метод «альтернативной котельной» г.Кирову, г.Нижнему Новгороду (от города ждут заявки в следующем году) и г.Ульяновску (является ценовой зоной теплоснабжения с 01.01.2020 г.).

Что касается г.Казань, Республика Татарстан, то прирост тарифа равен 18%. На диаграмме можно увидеть динамику изменения тарифа на тепловую энергию.

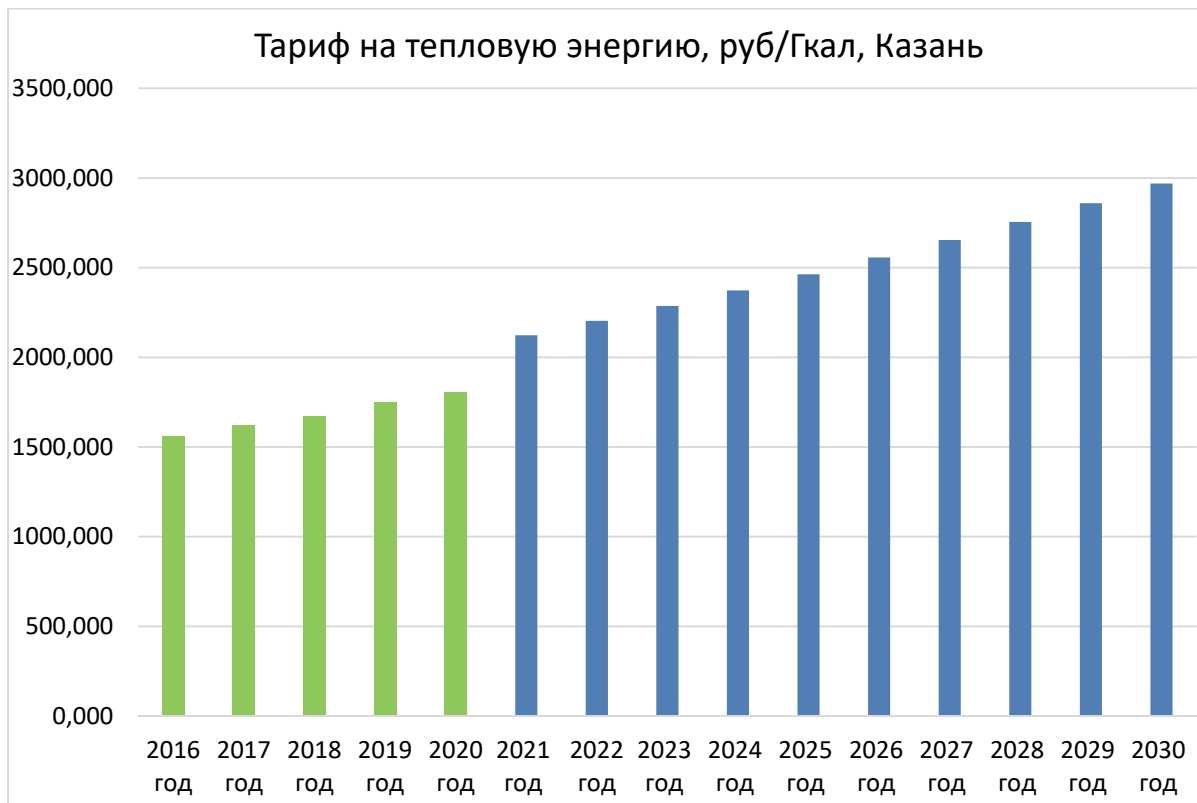


Рис. 3.7.3. Тариф на тепловую энергию до и после внедрения альткотельной, г. Казань, руб/Гкал

Несмотря на значительный прирост тарифа, переход города на альтернативную модель рынка тепла все равно имеет смысл, так как состояние системы централизованного теплоснабжения по уровню износа оценивается на уровне 65%, в том числе:

- магистральные сети – 32%;
- квартальные сети отопления 75%;
- квартальные сети ГВС 66%, износ стальных сетей ГВС 83%⁶²

Это является труднопреодолимой проблемой, требующей больших инвестиций, и решительных совместных действий правительства региона, а также генерирующих и теплоснабжающих предприятий для улучшения ситуации и повышения качества теплоснабжения.

Сегодня проблемы теплоэнергетики по значимости и сложности решения стоят на одном из первых мест в мире. Вопросы теплоснабжения крупных городов традиционно становятся камнем преткновения в рамках реализации реформ жилищно-коммунального хозяйства России, так как этот вопрос является одним из самых многоаспектных. С одной стороны, он затрагивает каждого жителя страны, а с другой, слишком много проблем накопилось в этой сфере.

Обновляется законодательная база, готовятся новые положения и регламенты, но лишь принципиальные решения о приоритетных направлениях развития теплоснабжения крупных городов могут кардинально изменить ситуацию. Поэтому необходимо предпринять комплекс мер в области регулирования государством теплоэнергетической отрасли, так как старая система регулирования уже изжила себя. Одним из таких решений является альтернативная модель рынка тепловой энергии как метод повышение эффективности теплоэнергетики в городах России.

Результаты - существенное снижение аварийности, потерь тепловой энергии, повышение надежности системы централизованного теплоснабжения. Положительными эффектами непосредственно для потребителей – качественное и бесперебойное теплоснабжение, для энергетических компаний – работа с инфраструктурой более высокого уровня, для энергетики в целом – обеспечение устойчивого развития отрасли.

3.8. Антимонопольный мегарегулятор: предпосылки создания и проблемы в тарифном регулировании

В условиях смешанной экономики государственное регулирование охватывает все стороны общественного воспроизводства. Воздействие государства на экономические процессы предполагает сочетание рыночного саморегулирования с государственными регуляторами, при этом деятельность государства развивается в двух направлениях: поддержание и развитие рыночного механизма и трансформация рыночной системы в соответствии с изменениями условий развития. В контексте меняющихся условий развития происходит реформирование системы органов государственной власти, при этом на всех этапах социально-экономического развития сферой пристального внимания остается регулирование предпринимательской деятельности на товарных

⁶² N. D. Chichirova, I. G. Akhmetova, K. V. Lapin, A. R. Gilmanova and Ion Ion Improving of the heat supply energy efficiency in Russian cities through the individual heat points introduction E3S Web Conf. Volume 124, 2019 International Scientific and Technical Conference Smart Energy Systems 2019 (SES-2019)

рынках. В основе предпринимательской деятельности заложен причинный комплекс противоречий, обусловленный стремлением к максимизации прибыли, относительной свободой достижения конечных результатов и рисковым характером предпринимательства. Для нивелирования влияния негативных аспектов развития предпринимательства и расширения масштабов конкурентной среды государство осуществляет антимонопольное регулирование.

Антимонопольное регулирование в различных странах отражает особенности экономических условий и позиции государственной власти. В РФ концепция государственного антимонопольного регулирования основана на представлении сложной системы общественных отношений государства, хозяйствующих субъектов и потребителей, имеющих определенные цели, и как следствие:

- антимонопольное регулирование рассматривается как процесс обеспечения единства экономического пространства, свободного перемещения товаров, свободы экономической деятельности, защиты конкуренции и создания условий для эффективного функционирования товарных рынков;

- антимонопольное регулирование является ограничительной системой, т.е. осуществляет предупреждение и пресечение монополистической деятельности и недобросовестной конкуренции;

- антимонопольное регулирование выполняет функцию поддержки процесса государственного регулирования защиты и развития конкуренции через совершенствование законодательной базы, механизмов, методов и инструментов регулирования.

Проведение государственной политики по содействию развитию товарных рынков и защите конкуренции, предупреждению, ограничению и пресечению монополистической деятельности и недобросовестной конкуренции на территории РФ с 2004 года осуществляется федеральным органом исполнительной власти – Федеральной антимонопольной службой России и его региональными управлениями. Целью воздействия на экономику федеральных и региональных органов государственной власти РФ в области антимонопольного регулирования является достижение баланса интересов государства, хозяйствующих субъектов и потребителей через все более полное удовлетворение потребностей населения в благах путем развития первичного звена экономики – предприятий и организаций. Такой ориентир в полной мере соответствует первоочередной цели долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации – устойчивому повышению благосостояния российских граждан [26].

Изменения, вносимые в антимонопольное законодательство в последние годы, отражают стремление государства защитить интересы хозяйствующих субъектов и создать предпосылки для развития предпринимательства на различных товарных рынках. Так до принятия «третьего антимонопольного пакета» (вступил в действие с 06.01.2012 г.) [22] наблюдались тенденции усиления ответственности хозяйствующих субъектов за нарушение антимонопольного законодательства: ужесточалась уголовная ответственность, были введены высокие штрафы за непредставление информации по требованию антимонопольных органов (от 300 тыс. руб. до 500 тыс. руб.) и оборотные штрафы по всем случаям злоупотребления доминирующим положением. «Третий антимонопольный пакет» существенно облегчил бремя ответственности хозяйствующих субъектов:

например, в части злоупотребления доминирующим положением, результатом которого является ущемление интересов других лиц при отсутствии ограничения или устранения конкуренции была установлена ответственность в виде фиксированных штрафов в размере от 300 тыс. руб. до 1 млн руб. [20]; был снижен минимальный уровень размера штрафа (от 50 тыс.руб. до 500 тыс. руб.) [23] за непредставление информации по требованию антимонопольных органов; введен механизм предупреждения, выполнение которого исключает возбуждение антимонопольного дела и, как следствие, административную ответственность.

«Четвертый антимонопольный пакет» (вступил в действие с 05.01.2016 г.) [21] стал еще одним шагом по пути либерализации антимонопольного регулирования. Так, например, хозяйствующий субъект не может быть признан злоупотребившим доминирующим положением за нарушение интересов отдельных потребителей, а определенный «пакетом» уровень выручки при установлении доминирующего положения исключает возможность защиты интересов потребителей в небольших муниципальных образованиях. Таким образом, последнее пятилетие в истории антимонопольного регулирования в России можно характеризовать как фазу либерализации, что, в целом соответствует общемировым тенденциям, однако не позволяет обеспечивать баланс интересов государства, хозяйствующих субъектов и потребителей.

Среди хозяйствующих субъектов, занимающих доминирующее положение, отдельно следует выделять естественные монополии, так как они в огромной степени определяют структуру производственных и потребительских цен, влияют на экономические и финансовые процессы на микро-, мезо- и макроуровнях и динамику доходов населения. Методы регулирования деятельности естественных монополий выходят за пределы традиционного антимонопольного законодательства. С целью обеспечения баланса интересов государства, производителей и потребителей государственные органы власти осуществляют прямой контроль над деятельностью естественных монополий. Основным объектом регулирования в естественных монополиях являются цены и тарифы на их продукцию (услуги).

Поиск эффективной институциональной модели государственного регулирования товарных рынков в России привел к интеграции государственных органов в сфере антимонопольного и тарифного регулирования и созданию антимонопольного мегарегулятора. В силу п.1 Положения о Федеральной антимонопольной службе, ФАС России с 21.07.2015 является уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по контролю в сфере государственного регулирования цен (тарифов) на товары (услуги) [39].

На региональном уровне контроль над деятельностью субъектов естественных монополий, разработка и утверждение тарифа на услуги осуществляют органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации: Департаменты по тарифному регулированию Министерства экономического развития и торговли и Государственные комитеты по ценам и тарифам.

Несмотря на тот факт, что передача функций ФАС России по тарифному регулированию позволила создать единый мегарегулятор с большим количеством полномо-

чий, данное объединение, на наш взгляд, не является положительным фактором. Кроме того, государство в данном регулировании «идет по кругу».

Ранее Указом Президента РФ от 22.09.1998 № 1142 «О структуре федеральных органов исполнительной власти» было образовано Министерство Российской Федерации по антимонопольной политике и поддержке предпринимательства (далее – МАП России), которое объединяло в себе функции следующих ведомств: «Государственного антимонопольного комитета Российской Федерации; Государственного комитета Российской Федерации по поддержке и развитию малого предпринимательства; Федеральной службы России по регулированию естественных монополий в области связи; Федеральной службы России по регулированию естественных монополий на транспорте» [28].

Низкие пороговые значения при контроле слияний, отсутствие комплексного регулирования естественных монополий и широкая юрисдикция по отношению к действиям государственных органов в комбинации с отсутствием какой-либо свободы в выборе дел для преследования приводили к возникновению трудно поддающейся обработке рабочей нагрузки, включающей в себя большое количество вопросов, решение которых мало влияло на конкуренцию [7].

Это и стало одной из причин реорганизации ведомства. 9 марта 2004 г. министерство было упразднено и появились:

- Федеральная антимонопольная служба (ФАС России);
- Федеральная служба по финансовым рынкам (ФСФР России);
- Федеральная служба по тарифам (ФСТ России).

Таким образом, цели, принципы и методы антимонопольного и тарифного регулирования различны. Данные обстоятельства свидетельствуют не в пользу образования мегарегулятора.

Антимонопольное регулирование призвано обеспечивать свободы предпринимательской деятельности. Тарифное же регулирование, напротив, предполагает жесткое вмешательство государства в хозяйственную деятельность предприятий вследствие существования на рынке естественных монополий, т.е. ситуации, когда свободное действие рыночных сил не обеспечивает Парето-оптимального использования ресурсов и вхождение на рынок конкурентов влечёт потери экономии на масштабе, а также рост издержек. Кроме того, в тарифном регулировании накопился ряд системных проблем, для решения которых нужен самостоятельный регулятор в данной сфере.

Результатом неустраненных провалов в тарифном регулировании является отсутствие единообразия применения законодательства, что на практике в разных регионах страны приводит к разрозненному уровню тарифов, например:

1. Тарифная дискриминация гарантирующих поставщиков (рис. 3.8.1).

«Разброс величины сбытовой надбавки гарантирующих поставщиков (далее – ГП) для потребителей максимальной мощностью до 150 кВт составляет 1005 % в среднем по наиболее крупному ГП в 2016 г. (Республика Дагестан – 6,15 коп./кВт·ч; Республика Марий Эл – 61,79 коп./кВт·ч)» [9, с. 444].

Анализ затрат на содержание 1 условной единицы электрооборудования показал разницу между тарифами в разных регионах более чем в 8 раз (рисунок 3.8.2).

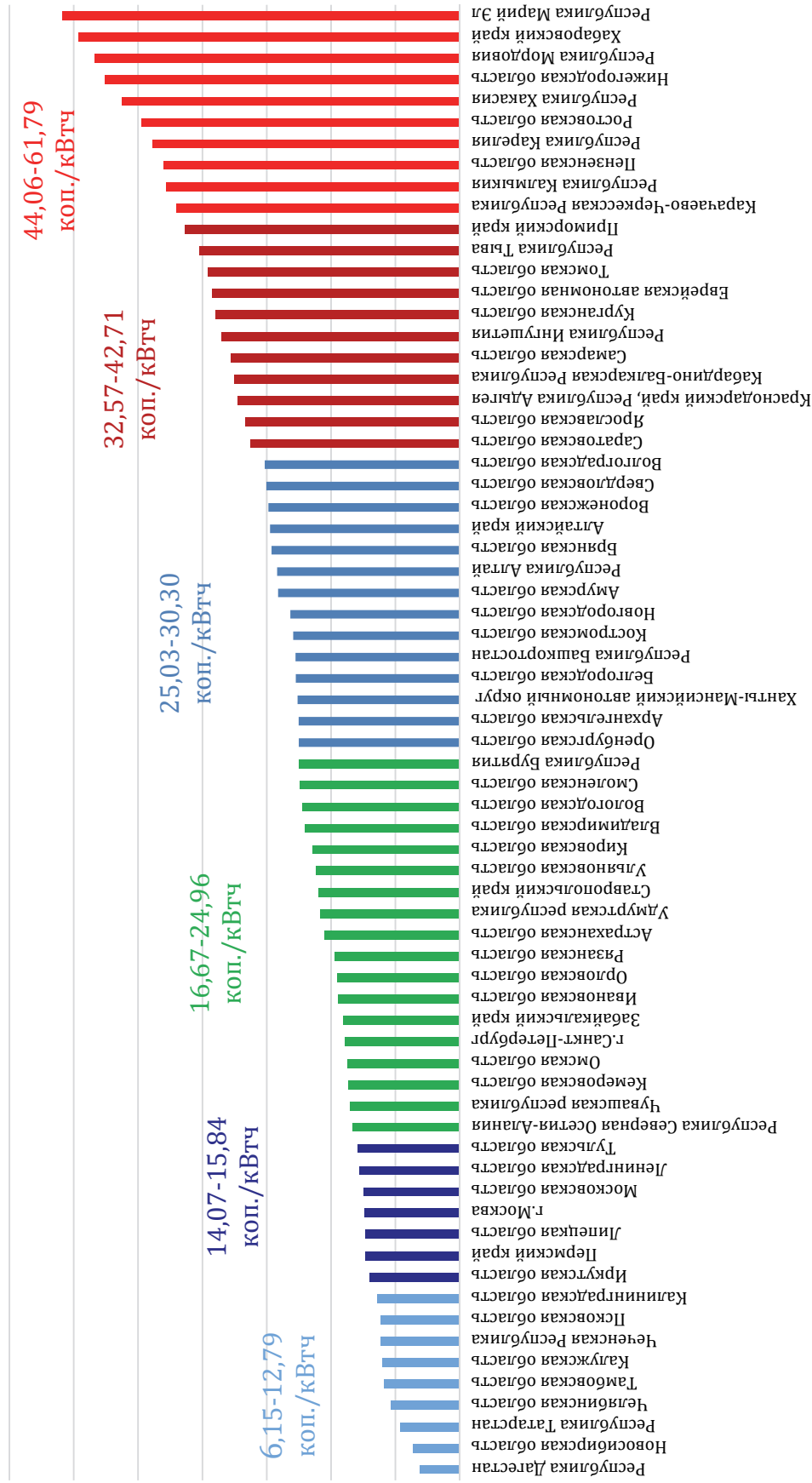
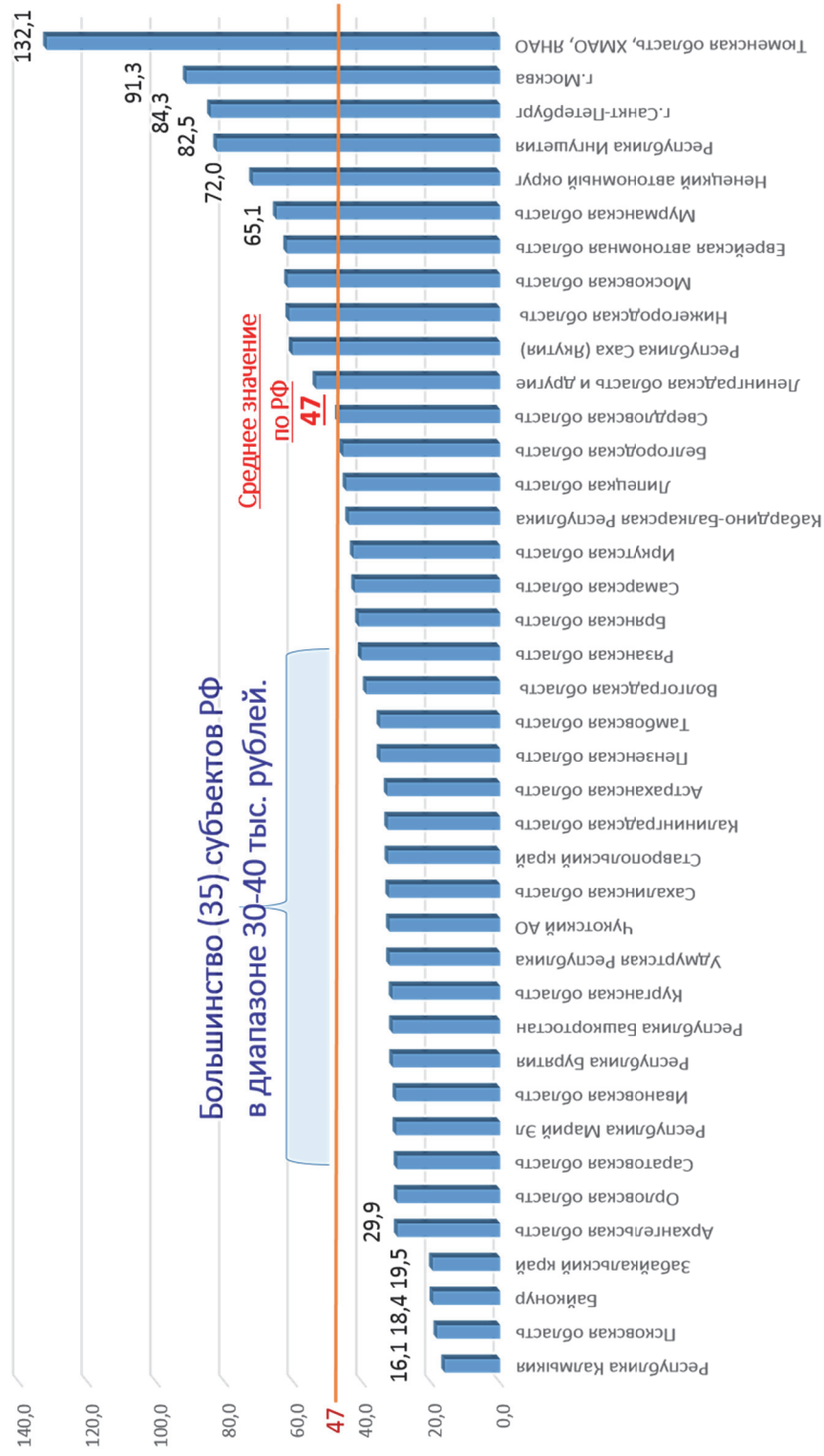


Рис. 3.8.1. Размер установленной сбытовой надбавки гарантирующего поставщика в 2016 г. Источник: [9, с. 443]



Источник: [9, с. 444]

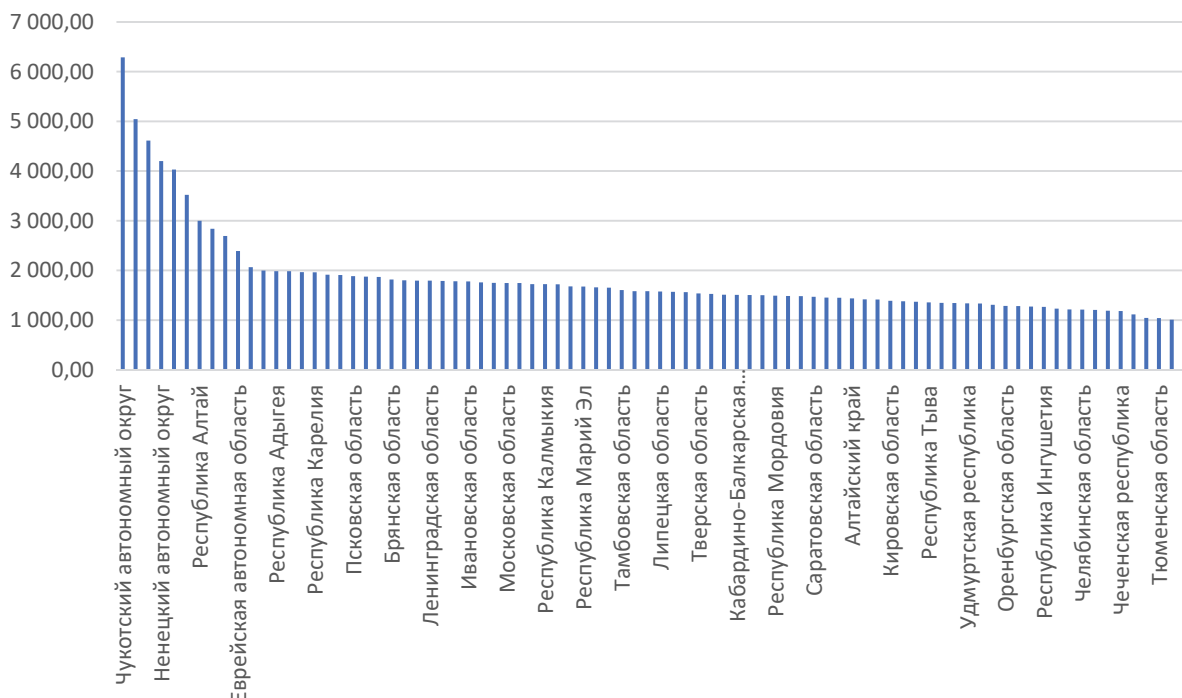
Рис. 3.8.2. Затраты на содержание 1 условной единицы электрооборудования в 2016 г.

«Уровень затрат на 1 условную единицу в Тюменской области составляет – 132 тыс. руб., а в Республике Калмыкия – 16,1 тыс. рублей. Разброс величины удельных затрат составляет 820 %» [9, с. 444].

2. Разрыв в тарифах на тепловую энергию в 2016 г.

«Максимальный средний тариф на тепловую энергию зафиксирован в Чукотском АО и составил 6289 руб./Гкал, минимальный средний тариф – 982,6 руб./Гкал (Иркутская область).

При этом в сфере теплоснабжения в Центральном федеральном округе размеры тарифов могут варьироваться от 150 руб./Гкал (Тверская область) до 18 353 руб./Гкал (Тульская область), в Южном федеральном округе – от 548 руб./Гкал (Краснодарский край) до 92 779 руб./Гкал (Волгоградская область)» [9, с. 445], что отражено на рис. 3.8.3.



Источник: [9, с. 446]

Рис. 3.8.3. Ранжированные средние тарифы на тепловую энергию по субъектам Российской Федерации с 1 июля 2016 г.

Максимальные и минимальные тарифы в федеральных округах (за исключением Дальневосточного ФО и Северо-Кавказского ФО) по конкретным регулируемым организациям представлены на рис. 3.8.4.

Разброс величины тарифа на тепловую энергию с 1 июля 2016 года составляет в Центральном ФО – 12235 %, в Северо-Западном ФО – 2788 %, в Южном ФО – 16930 %, в Приволжском ФО – 3714 %, в Уральском ФО – 2096 %, в Сибирском ФО – 10073 %, в Дальневосточном ФО – 14151 % [9, с. 446].

Центральный ФО	max	↑	Тульская обл. 18 353 руб./Гкал	↓	min	Тверская обл. 150 руб./Гкал
Северо-Западный ФО	max	↑	Ненецкий АО 21 705 руб./Гкал	↓	min	Вологодская обл. 591 руб./Гкал
Южный ФО	max	↑	Волгоградская обл. 92 779 руб./Гкал	↓	min	Краснодарский край 548 руб./Гкал
Северо-Кавказский ФО	max	↑	Ставропольский край 11 428 руб./Гкал	↓	min	Республика Дагестан 415 руб./Гкал
Приволжский ФО	max	↑	Республика Марий Эл 15 526 руб./Гкал	↓	min	Удмуртская Республика 418 руб./Гкал
Уральский ФО	max	↑	Ямало-Ненецкий АО 21 569 руб./Гкал	↓	min	Тюменская обл. 484 руб./Гкал
Сибирский ФО	max	↑	Красноярский край 51 270 руб./Гкал	↓	min	Алтайский край 509 руб./Гкал
Дальневосточный ФО	max	↑	Магаданская обл. 89 859 руб./Гкал	↓	min	Сахалинская обл. 635 руб./Гкал

Источник: [9, с. 446]

Рис. 3.8.4. Максимальные и минимальные тарифы на тепловую энергию с 1 июля 2016 г.

Приведенные показатели не свидетельствуют о наличии эффективного регулятора в стране, т.к. баланс интересов между государством, хозяйствующими субъектами и потребителями постоянно нарушается не в пользу последних.

«В ходе проведения в 2016 г. ФАС России внеплановых проверок территориальных органов регулирования выявлены случаи включения органами регулирования экономически необоснованных (неподтвержденных) расходов регулируемых организаций в утвержденный тариф» [9, с. 733-734], что свидетельствует о необоснованном росте тарифов для населения и своего рода сговоре территориальных органов с ресурсоснабжающими организациями.

И.Р. Курнышева также отмечает очевидные минусы слияния ФАС и ФСТ России в единый мегарегулятор:

- 1) излишний бюрократизм, который присущ всему российскому политическому аппарату;
- 2) отсутствие подготовленной законодательной базы: так, становится непонятно, какой статус при этом будет иметь единый мегарегулятор;
- 3) необъятная широта степени регулирования ФАС вызывает уже сейчас немало вопросов, поэтому создание единого регулирующего органа потребует кропотливой работы;
- 4) как следствие, встает вопрос о возможности эффективного управления новой конгломератной структурой.

ФАС России, каким бы профессиональным не было его кадровое и статусное наполнение, не в состоянии решить проблемы не своего иерархического уровня компетенции [17].

Сегодня нет оптимального баланса интересов потребителей и субъектов естественных монополий, следовательно, не достигается одна из главных целей, определенных в Законе о естественных монополиях.

Примером тому служат проблемы в области тарифного регулирования, с которыми, в том числе, столкнулся автор в ходе проведения экспертизы в Верховном Суде России:

– отсутствует понятие «справедливый тариф» и, как следствие, отсутствует понимание экономической обоснованности расходов;

- процедура рассмотрения тарифа и досудебного урегулирования спора по нему непрозрачна и вызывает ряд вопросов;
- при определении необходимой валовой выручки на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель (горячее водоснабжение) нормативно не урегулирован вопрос правильности определения «выпадающих доходов», т.е. не урегулировано, как правильно определить согласно бухгалтерскому учету (номера счетов) данную статью затрат и какие расходы должны быть исключены из недополученного (выпадающего) дохода;
- нормативно не урегулировано, должен ли остаться у предприятия недополученный (выпадающий) доход в полном размере, т.е. без учета налога на прибыль или с данного дохода налог на прибыль должен быть исчислен;
- отсутствовал порядок взаиморасчетов с потребителями в межтарифном промежутке с момента признания тарифа недействительным.

Наличие указанных проблем в области тарифного регулирования привело к необходимости реформирования данной сферы, по результатам которого полномочия по тарифному регулированию были переданы к компетенции ФАС России.

Антагонизм за полномочия в области государственного регулирования тарифов между ФСТ России, Минэкономразвития и ФАС России закончился усилением концентрации полномочий и созданием на основе ФАС единого мегарегулятора (в 2015 г. ФАС России также передана часть полномочий Рособоронзаказа).

Подобно монополисту, который концентрирует на своем производстве сырье, рабочую силу, разделяет рынки по территориальному признаку, вступает в картели с целью максимизации прибыли (захвата капитала), под видом предоставления потребителю общественного продукта государственным структурам также присуще указанное поведение.

Концентрируя в своей структуре полномочия различных ведомств, борясь за финансирование федерального бюджета ФАС России (лимиты бюджетных обязательств за 2014 г. – 2450,9 млн руб. [11], за 2015 г. – 3639,8 млн руб. [38]) создал монополиста-мегарегулятора. Следовательно, *монополист-мегарегулятор* – это государственный орган исполнительной власти, созданный на основе концентрации полномочий прекративших функционирование либо передавших полномочия иных органов власти. Проводя либерализацию и, якобы, приближаясь к классической концепции антимонопольного регулирования, целью которого является защита конкуренции, а не отдельных потребителей, ФАС России все больше отдаляется от потребителей, защиты их интересов, забывая, что с появления первого антимонопольного закона прошло уже более ста лет. Подтверждение тому – сдвиг в балансе интересов не в сторону потребителей, а также отсутствие реальных действий, направленных на снижение регулируемых тарифов. С момента передачи полномочий по тарифному регулированию ФАС России по настоящее время тарифы, так же как и при ФСТ России, растут ежегодно. Следовательно, сегодня остается открытым вопрос, когда ФАС России начнет осуществлять реальные действия по совершенствованию сферы тарифного регулирования, которые приведут к снижению тарифов. Для того чтобы единый мегарегулятор направил свой вектор в сторону потребителей при повышении эффективности ресурсоснабжающих компаний, следует изменить систему тарифного регулирования. Эффективным инструментом может стать бенчмаркинг (поиск и применение эталона, тариф которого и, как следствие, система организации производства будут взяты за основу).

«Президентом Российской Федерации дано поручение от 18.12.2018 г. № Пр-2418 принять решения, направленные на совершенствование тарифного регулирования в энергетике (электросетевой комплекс и инфраструктурные организации) и ЖКХ, предусматривающие:

- введение «эталонного» принципа формирования тарифов, установления долгосрочных тарифов (5-10 лет);
- ограничение возможностей региональных органов регулирования принимать решения об установлении тарифов, платы граждан за коммунальные услуги выше предельных уровней без согласования с ФАС России» [10, с. 175–176].

По предложениям ФАС России «в целях исполнения поручения в части внедрения «эталонного» метода необходимо:

- принять решение по цифровой модернизации федеральной государственной информационной системы «Единая информационно-аналитическая система «Федеральный орган регулирования - региональные органы регулирования – субъекты регулирования», что потребует дополнительного финансирования;
- выработать единый подход среди федеральных органов исполнительной власти и актуализировать дорожную карту [10, с. 177].

ФАС России перегружен полномочиями. Доказательством тому являются приведенные проблемы, а также данные о собираемости штрафов (218,7 млн руб. по итогам 2014 г. не поступило в бюджет [11]), наличие дебиторской задолженности, в том числе из-за слабого информационного взаимодействия с Федеральной службой судебных приставов (в связи с чем в межведомственной программе мер по выявлению и пресечению картелей, с целью обеспечения экономической безопасности введен соответствующий индикатор), нарушения законодательства о закупках органа, который сам эти закупки контролирует, и т.д. Кроме того, широкая сфера полномочий ФАС России в сравнении с аналогичными службами в других странах, по данным исследователей Global Competition Review, ставит под сомнение глубину экономического анализа состояния конкуренции на товарных рынках, проводимого ФАС России [12].

Основные аргументы, показывающие ошибочность решения о наделении ФАС России функциями мегарегулятора:

1. Концепции антимонопольного и тарифного регулирования различны. Если антимонопольное регулирование защищает конкуренцию на рынке, то тарифное регулирование замещает рыночные механизмы государственным регулированием. Соответственно принципы и методы антимонопольного и тарифного направлений регулирования неодинаковы.

2. Нарушается важный принцип государственного управления, эффективность которого доказана на практике, – разделение регулирования и надзора. Принцип разделения необходим для того, чтобы вывести неизбежно возникающие противоречия интересов при регулировании тарифов за пределы одного регулирующего органа. Причем эффективность работы регуляторов с узкой сферой ответственности подтверждена европейским опытом, рассмотренным и проанализированным С.Б. Авдашевой и Д.В. Цыцулиной [5].

3. По истечении пятилетнего периода ФАС России лишь выявил проблемы в сфере тарифного регулирования и произвел поиск способов их разрешения, при этом на законодательном уровне существенных изменений не произошло.

4. Как показала практика, создание монополиста-мегарегулятора для сдерживания роста тарифов при ранее разработанной и функционирующей системе сдерживания роста тарифов не имеет никакого смысла.

5. Наличие региональных служб в ФАС России (при отсутствии их у ФСТ России), по мнению автора, не является фактором, позволяющим влиять на порядок рассмотрения и установления тарифов на местах. Доказательством тому может служить то, что тарифы на уровне субъектов по прежнему устанавливаются региональными комиссиями, в состав которых входит, как правило, лишь один специалист территориального управления ФАС России. Например, автор участвовал в работе Верховного Суда России как эксперт по вопросу определения необходимой валовой выручки на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель. Состав региональной комиссии по установленному тарифу включал 7 человек, из которых антимонопольный орган представлял только один человек, т.е. 1 голос против 6.

Гендиректор Института проблем естественных монополий Юрий Саакян, подтверждая данные выводы, также утверждал, что у ФСТ нет прямой федеральной вертикали, ее региональные органы подчиняются местным властям, связанные с этим проблемы, например по прозрачности тарифных решений, останутся и у нового регулятора [41].

6. Создав мегарегулятор и устранив при этом положительную практику разделения регулирования и надзора, государство повторяет волну концентрации. Данный вывод подтверждают П.В. Савченко и М.Н. Федорова, говоря о борьбе двух тенденций развития общественного устройства: гипергосударственной и демократической [44]. С наделением в 2015 г. ФАС России дополнительными полномочиями в очередной раз победу одержала противостоящая демократической гипергосударственная тенденция, имманентно присущая российскому обществу [15, 16].

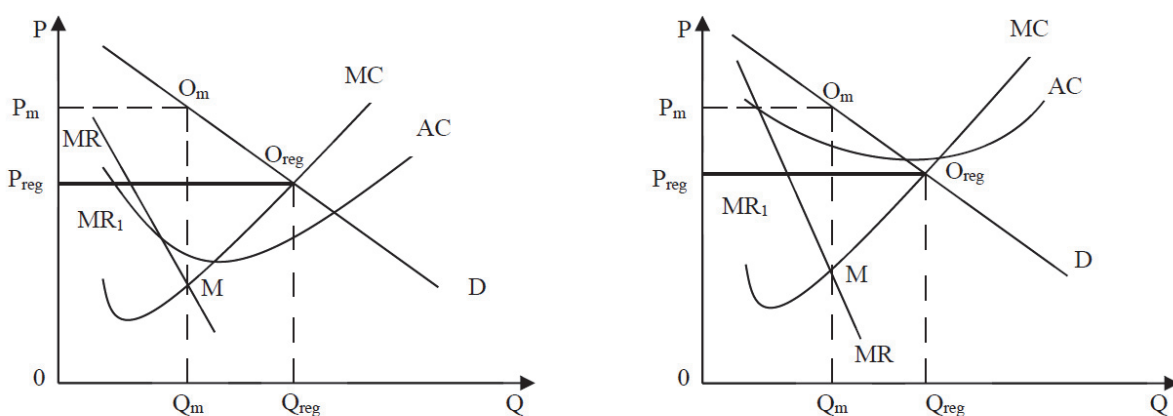
Естественные монополии и их регулирование

Изучению проблем естественных монополий посвящены исследования множества ученых, например М. Armstrong и D.E. Sappington [1], J.-J. Laffont и J. Tirole [4], С.Б. Авдашева [5, 6], М.И. Кутернин [19] и т.д.

М.И. Кутернин, на наш взгляд, дал наиболее полное определение естественной монополии: «это такая структурно-институциональная организация отрасли производства, при которой весь общественный спрос на продукт данной отрасли полностью удовлетворяется с наименьшими совокупными общественными издержками в рамках одного предприятия. Естественной монополией является также субъект монопольного рынка, т.е. само предприятие, действующее в рамках описанной организации отрасли. Важнейшие естественные монополии в экономике России существуют в инфраструктурных отраслях в виде вертикальных производственных объединений с различной степенью вертикальной интеграции – от крупных вертикально интегрированных предприятий, охватывающих всю производственную технологическую цепочку и значительную часть всей инфраструктурной отрасли, до чисто сетевых предприятий, составляющих естественно-монопольное ядро отрасли. Конкретные границы естественной монополии определяются фактическим организационным единством предприятия, которое, в свою очередь, определяется экономическими, технологическими, социальными и стратегическими предпосылками» [19, с. 20].

Естественной монополии присуща высокая экономическая эффективность за счет масштаба производства и снижения издержек. Однако это не означает, что государство может воздерживаться от регулирования естественных монополий. Тем не менее, несмотря на высокую экономическую эффективность естественного монополиста, Х. Аверч и Л. Джонсон утверждали, что у регулируемой фирмы появляется стимул увеличивать объем капитала относительно используемого труда, а это приводит к неэффективности производства [2]. Данное поведение можно, с одной стороны, рассматривать как максимизация прибыли производителями, т.е. увеличение капитализации предприятия, а с другой – как увеличение производственных мощностей с целью максимизации выручки, т.е. снижения капитализации. Подобные действия приводят к потерям благосостояния потребителей, что является угрозой экономической безопасности. К неэффективности производства также приводит возникающее «удобное» поведение государства в виде необоснованного снижения тарифов, что не позволяет производителям эффективно функционировать и развиваться. Исследователи сходятся в едином мнении, что производство в условиях регулирования рентабельности капитала с большей вероятностью будет неэффективным [3]. Данное обстоятельство является внешней угрозой экономической безопасности на товарном рынке в виде недостаточно эффективного государственного управления, не способствующего экономическому росту.

Теоретически наивысшая допустимая цена, установленная регулятором на товар, производимый в сфере естественной монополии, должна находиться на уровне пересечения предельных издержек с кривой спроса $P_{reg}=MC=D$. Учитывая тот факт, что $MC=MR$, монополист будет стремиться увеличить объем производства до Q_{reg} , соответствующего точке пересечения кривых предельного дохода и предельных издержек $Q_{reg}>Q_m$. Главный недостаток данного метода – отсутствие связи со средними издержками, т.е. государство может закрепить получение монополистом экономической прибыли, а может нанести убытки, которые будут в дальнейшем покрываться за счет государственных субсидий (рис. 3.8.5.).



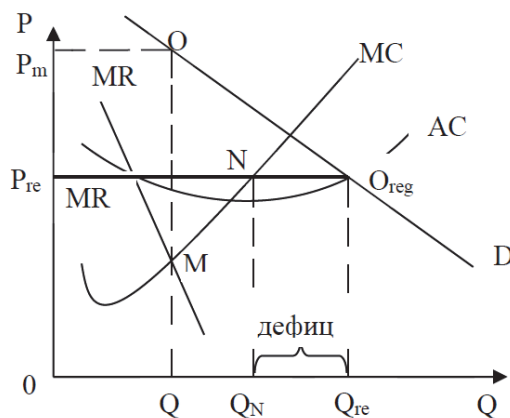
Источник: [18]

Рис. 3.8.5. Регулирование цен естественных монополий

Таким образом, чтобы избежать чрезмерного уровня экономической прибыли ее закрепляют нормативно в методиках по расчету тарифов. Например, в соответствии с п. 41 Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере тепло-

снабжения нормативный уровень прибыли устанавливается в процентах от необходимой валовой выручки (далее – НВВ) для каждой регулируемой организации на каждый год долгосрочного периода регулирования с учетом планируемых экономически обоснованных расходов из прибыли, в том числе необходимости в осуществлении инвестиций, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации, в номинальном выражении после уплаты налога на прибыль. Нормативный уровень прибыли устанавливается с учетом предложения регулируемой организации, включающего расчет и обоснование необходимого регулируемой организации уровня прибыли не ниже 0,5 % [34].

Другим вариантом является установление максимальных цен в точке пересечения кривой средних издержек и линии спроса $P_{reg}=AC=D$. Однако в этом случае при объеме производства Q_{reg} будет наблюдаться превышение предельных издержек над предельным доходом $MC > MR$, монополист будет стремиться снизить объем производства до равенства $MC=MR$ (точка N), что приведет к дефициту товара, либо регулятору придется увеличить цену до $P_{reg}=MC=MR=D$ (рис. 3.8.6).



Источник: [18]

Рис. 3.8.6. Регулирование цен естественных монополий с целью обеспечения безубыточности производства

Таким образом, законодательно устанавливается норма, запрещающая прекращать снабжение определенного количества потребителей.

Согласно статье 3 приложения 20 «Договора о Евразийском экономическом союзе», определено 12 общих принципов регулирования деятельности субъектов естественных монополий [8].

А.Я. Рыженков [43] видит смысловой конфликт между двумя из них. Так, первый принцип – соблюдение баланса интересов потребителей и субъектов естественных монополий государств-членов, обеспечивающего доступность оказываемых услуг и надлежащий уровень их качества для потребителей, эффективное функционирование и развитие субъектов естественных монополий, – означает усиление естественных монополий, включая укрепление положения на рынке. Второй принцип – повышение эффективности регулирования, направленного на сокращение в последующем сфер естественных монополий за счет создания условий для развития конкуренции в этих сфе-

рах, предполагает внедрение конкуренции в сферах естественных монополий, а значит их ослабление. При этом данный принцип перекликается с ч. 3 ст. 4 Федерального закона «О естественных монополиях», в соответствии с которой не допускается сдерживание экономически оправданного перехода сфер естественных монополий в состояние конкурентного рынка [24]. В данном случае эволюция естественных монополий рассматривается как естественный процесс, который нельзя стимулировать при помощи государственного регулирования, в то время как в Договоре о Евразийском экономическом союзе представляется, что правовые средства могут способствовать преобразованию естественных монополий в конкурентные рынки [43].

Учитывая современный технологический уровень развития транспортных услуг, услуг по передаче электрической и тепловой энергии, услуг по водоснабжению и водоотведению, захоронению радиоактивных отходов, ледокольной проводки судов, сейчас нет возможности развивать конкуренцию в отдельных сферах регулирования, а обеспечивать благосостояние общества надо сегодня. Следовательно, принципы государственного регулирования деятельности ресурсоснабжающих компаний предполагают жесткое регулирование. Данным принципам соответствуют и методы регулирования, определенные в статье 6 Закона о естественных монополиях:

- 1) ценовое регулирование;
- 2) определение потребителей, подлежащих обязательному обслуживанию, и (или) установление минимального уровня их обеспечения в случае невозможности удовлетворения в полном объеме потребностей в товаре [24].

Однако указанные методы и, следовательно, сам закон не соответствуют современным требованиям, т.к. вопросы тарифного регулирования отражены также и в нормативно-правовых актах, регулирующих отдельные сферы деятельности субъектов естественных монополий. К примеру, в статье 9 Закона о теплоснабжении методами регулирования тарифов в сфере теплоснабжения определены:

- 1) метод экономически обоснованных расходов (затрат);
- 2) метод индексации установленных тарифов;
- 3) метод обеспечения доходности инвестированного капитала;
- 4) метод сравнения аналогов [29].

Согласно п.12 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, при регулировании цен (тарифов) применяются:

- метод экономически обоснованных расходов (затрат);
- метод индексации тарифов;
- метод сравнения аналогов;
- метод доходности инвестированного капитала;
- метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки [31].

Сегодня нет единого закона, который объединил бы в себе принципы и методы тарифного регулирования.

Данный недостаток регулирования частично устранен Договором о Евразийском экономическом союзе, который, как указано выше, определил 12 принципов в регулировании естественных монополий, а также объединил 4 современных «метода тарифного (ценового) регулирования:

- 1) метод экономически обоснованных затрат;
- 2) метод индексации;

3) метод доходности инвестиционного капитала;

4) метод сравнительного анализа эффективности деятельности субъектов естественных монополий» [8].

Антимонопольное регулирование тарифов в России сегодня состоит из двух направлений:

1) В силу п.1 Положения о Федеральной антимонопольной службе ФАС России является уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по контролю в сфере государственного регулирования цен (тарифов) на товары (услуги) [39].

Таким образом, антимонопольное регулирование в области тарифов распространяется на сферы деятельности, определенные Законом о естественных монополиях.

2) Закон о защите конкуренции устанавливает запрет на действия (бездействие) занимающего доминирующее положение хозяйствующего субъекта, результатом которых являются или могут являться недопущение, ограничение, устранение конкуренции и (или) ущемление интересов других лиц (хозяйствующих субъектов) в сфере предпринимательской деятельности либо неопределенного круга потребителей, в том числе нарушение установленного нормативными правовыми актами порядка ценообразования (пункт 10 части 1 статьи 10) [25].

Таким образом, антимонопольное регулирование в области тарифов осуществляется в силу Закона о защите конкуренции.

Рассмотрим меры антимонопольного характера в тарифном регулировании, обеспечивающем экономическую безопасность государства, хозяйствующих субъектов и потребителей на товарных рынках в двух указанных направлениях.

В соответствии со статьей 4 Закона о естественных монополиях определены сферы деятельности субъектов естественных монополий:

- транспортировка нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам;
- транспортировка газа по трубопроводам;
- железнодорожные перевозки;
- услуги в транспортных терминалах, портах и аэропортах;
- услуги общедоступной электросвязи и общедоступной почтовой связи;
- услуги по передаче электрической энергии;
- услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;
- услуги по передаче тепловой энергии;
- услуги по использованию инфраструктуры внутренних водных путей;
- захоронение радиоактивных отходов;
- водоснабжение и водоотведение с использованием централизованных систем, систем коммунальной инфраструктуры;
- ледокольная проводка судов, ледовая лоцманская проводка судов в акватории Северного морского пути [24].

Законом определены те сферы, в которых удовлетворение спроса на рынке эффективнее в отсутствие конкуренции в силу технологических особенностей производства.

Существование естественной монополии может привести к злоупотреблению монопольным положением в форме завышения издержек и получения необоснованно высокой прибыли, что является угрозой экономической безопасности на товарных рынках.

Регулирование деятельности компаний и предприятий непосредственно на рынках естественно-монопольных отраслей происходит на основании регулирования тарифов и регулирования нормы прибыли.

Область тарифного регулирования рассмотрим на примере сфер электроэнергетики и теплоснабжения.

В области регулирования деятельности, связанной с электроэнергией, действуют следующие нормативно-правовые акты:

– Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ (ред. от 28.12.2016) «Об электроэнергетике» [35].

– Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 №442 (ред. от 04.02.2017) «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» [30].

– Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 №1178 (ред. от 20.01.2017) «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» [31].

– Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 №1179 (ред. от 23.12.2016) «Об определении и применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность)» [33].

Постановлением Правительства РФ «Об определении и применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность)» «определена необходимость применения нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность), которая рассчитывается гарантирующим поставщиком в рамках предельных уровней нерегулируемых цен (п.3)» [33].

Сегодня органами регулирования не рассчитываются тарифы на электрическую энергию (мощность), а применяется предельный уровень нерегулируемых цен, рассчитанный гарантирующим поставщиком.

В сфере теплоснабжения действуют следующие нормативные документы:

– Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» [29];

– Постановление Правительства РФ от 22.10.2012 г. №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» [32];

– Приказ ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» [34].

Согласно п. 22 Постановления Правительства РФ «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», тарифы устанавливаются на основании необходимой валовой выручки, определенной для соответствующего регулируемого вида деятельности, и расчетного объема полезного отпуска соответствующего вида продукции (услуг) на расчетный период регулирования, определенного в соответствии со схемой теплоснабжения [32].

В соответствии с п.6 Приказа ФСТ России «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения», при регулировании тарифов в сфере теплоснабжения используются следующие методы:

– метод экономически обоснованных расходов (затрат);

– метод индексации установленных тарифов;

– метод обеспечения доходности инвестированного капитала;

– метод сравнения аналогов [34].

Сегодня ресурсоснабжающей организации необходимо выбрать один из методов регулирования и произвести расчет тарифа в соответствии с ним. Также новацией дей-

ствующего законодательства является перевод данной сферы на долгосрочные параметры регулирования (принцип рациональных ожиданий) и применение индексов потребительских цен. Первый долгосрочный период составляет три года, далее пять лет.

Антимонопольное регулирование в области тарифов, как было указано выше, осуществляется также и в силу Закона о защите конкуренции (п.10 ч.1 ст. 10) [25].

Запрет нарушения порядка ценообразования, установленный нормативными правовыми актами, относится именно к действиям хозяйствующих субъектов, являющихся субъектами естественных монополий и, следовательно, занимающих доминирующее положение. Ввиду монопольной власти хозяйствующие субъекты, действующие в вышеперечисленных сферах, нередко злоупотребляют своим доминирующим положением. Рассмотрим варианты нарушения и пресечения запрета, установленного в п. 10 ч. 1 ст. 10 Закона о защите конкуренции.

Проведем эмпирические исследования на основе анализа случаев пресечения злоупотребления доминирующим положением, изложенных в решениях арбитражных судов.

1. Взимание платы с потребителей услуг без установленного тарифа.

В решении Арбитражного суда Тюменской области от 14.07.2015 г. по делу № А70-5571/2015 было отмечено, что «между ООО «Нефтестройбизнес» и ООО «Завод Тюменьнефтегазстрой» и ООО «Сибирский коммерческий центр» заключены договоры на возмещение коммунальных затрат и эксплуатационных расходов. Согласно указанным договорам, стоимость эксплуатационных расходов (с НДС) ООО «Завод Тюменьнефтегазстрой» за техническое содержание сетей теплоснабжения в месяц составляла 11800 рублей; ООО «Сибирский коммерческий центр» – 700 рублей.

При этом материалами дела подтверждается, что заявитель ООО «Нефтестройбизнес» не обращался в Департамент тарифной и ценовой политики Тюменской области за установлением тарифов на услуги в сфере теплоснабжения, однако до утверждения этих тарифов требовал возмещения своих затрат на эксплуатацию тепловых сетей в нарушение части 6 статьи 17 Федерального закона от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

В соответствии с п.3 ст. 7 [29] установление тарифов на услуги по передаче тепловой энергии относится к полномочиям органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного установления цен (тарифов).

Таким образом, тарифы на услуги по передаче тепловой энергии подлежат государственному регулированию и должны быть установлены уполномоченным органом» [42, с. 4–7]. Данные действия хозяйствующего субъекта являются внутренней угрозой экономической безопасности на товарных рынках.

2ю Непосредственное нарушение при определении тарифа, установленного нормативными правовыми актами порядка ценообразования.

Федеральная антимонопольная служба России решением от 21.12.2010 г. по делу № 1 10/123-10 признала ОАО «Мариэнергосбыт» нарушившим ч.1 ст.10 Федерального закона «О защите конкуренции», что выразилось в нарушении предприятием порядка ценообразования и манипулировании ценами на розничном рынке электрической энергии.

Постановлением Федерального арбитражного суда Московского округа от 07.02.2012 г. по делу № А40-12125/11-146-118 было установлено, что «электрическая энергия (мощность) сверх объемов, поставляемых покупателям по регулируемым ценам (тарифам), оплачивается по свободным (нерегулируемым) ценам в рамках предельных уровней нерегулируемых цен на розничных рынках (п.109 Постановления Правительства РФ от 31.08.2004 г. № 530).

Использованная ОАО «Мариэнергобыт» формула определения предельного уровня свободной (нерегулируемой) цены для прочих потребителей не в полной мере соответствует формуле, приведенной в пункте 109 Правил.

Вышеизложенные обстоятельства не свидетельствуют об отсутствии в действиях общества нарушения антимонопольного законодательства» [40, с. 7-12].

Данное постановление послужило основанием для обращения ОАО «Мариэнергобыт» с исковым заявлением в Арбитражный суд Республики Марий Эл о признании недействующим приказа Республиканской службы по тарифам Республики Марий Эл от 24.12.2009 № 62 «Об утверждении тарифов на электрическую энергию, поставляемую гарантирующим поставщиком ОАО «Мариэнергобыт» прочим потребителям Республики Марий Эл (за исключением населения)» в части ряда пунктов. Решением арбитражного суда первой инстанции (резольютивная часть) от 17.07.2012 по делу № А38-577/2012 признан недействующим Приказ РСТ РМЭ № 62 в части ряда пунктов.

В дальнейшем ряд предприятий республики обратился с исковыми заявлениями в Арбитражный суд Республики Марий Эл о взыскании неосновательного обогащения к ответчику ОАО «Мариэнергобыт». В ходе судебных разбирательств назначались судебные экспертизы, исполнителем которых также являлся и автор (дело № А38-2243/2013 г. и № А38-4239/2015).

Таким образом, субъекты предпринимательской деятельности, действующие в сферах естественных монополий, являются хозяйствующими субъектами, занимающими доминирующее положение. Следовательно, в целях недопущения угроз экономической безопасности на товарных рынках они не имеют право самостоятельно устанавливать цену на производимые товары, оказываемые услуги. Данное право отнесено к компетенции департаментов по тарифному регулированию Министерства экономического развития и торговли субъектов России. При свободном ценообразовании на товарных рынках, находящихся в состоянии естественных монополий на отдельные виды тарифов, если такое право предоставлено нормативными правовыми актами, хозяйствующие субъекты также должны соблюдать установленный порядок ценообразования, т.е. правильно учесть в части свободного тарифа услуги, подлежащие государственному регулированию, и дальнейшие элементы тарифа в соответствии с методиками расчетов [16].

3.9. Инвестиционная политика государства и усиление государственного контроля за эффективностью инвестиций в энергетике

Одной из важнейших задач Минэкономразвития России является содействие привлечению инвестиций в российскую экономику.

Во исполнение Указа Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 г. № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 г.» разработан и реализуется План действий по ускорению темпов роста инвестиций в основной капитал и повышению до 25% их доли в валовом внутреннем продукте, а также по созданию условий для их привлечения.

Актуальность задачи обусловлена необходимостью технологической модернизации производств, разработки инновационной и конкурентоспособной на мировом рынке продукции, увеличения несырьевого неэнергетического экспорта. Привлечение

инвестиций также направлено на получение новых технологий и результатов НИОКР (участие в совместных НИОКР, получение прав на ключевые результаты интеллектуальной деятельности и создание собственных результатов интеллектуальной деятельности), получение доступа на зарубежные рынки, создание новых высокотехнологичных рабочих мест и повышение квалификации персонала. Результатом реализации задачи привлечения инвестиций является создание и модернизация отечественных производств, встроенных в цепочки добавленной стоимости на мировом рынке и имеющих научно-технический задел для проведения НИОКР.

Особое внимание уделяется созданию прозрачных условий для бизнеса (в части создания условий для честной конкуренции, прав собственности, стабильности финансово-банковской системы, отсутствия административных барьеров, справедливого антимонопольного регулирования), проводится работа по созданию и поддержанию положительного имиджа Российской Федерации (в том числе в сфере промышленности и инфраструктуры), популяризации информации как о российских перспективных инвестиционных проектах, так и о реализуемых на территории Российской Федерации мерах, направленных на стимулирование реализации инвестиционных проектов по созданию новых высокотехнологических производств конкурентоспособной на мировых рынках продукции. Рост производственных инвестиций приводит к повышению производительности труда и более полной загрузке производственных мощностей. Наличие достаточных инвестиционных ресурсов и их рациональное использование являются долгосрочным фактором развития национальной экономики.

Государственная инвестиционная политика - это составная часть социально-экономической политики, которая выражает отношение государства к инвестиционной деятельности, она определяет цели, определяет направления, определяет формы государственного управления инвестиционной деятельностью в Российской Федерации.

Таким образом, инвестиционная политика государства – это комплекс целенаправленных мер, которые государство осуществляет, чтобы создать благоприятные условия для субъектов хозяйствования с целью оживления инвестиционной деятельности, подъема экономики, повышения эффективности производства и решения социальных проблем.

Основными целями государственной инвестиционной политики являются: мобилизация финансовых ресурсов, необходимых для инвестиционной деятельности, преодоление спада инвестиционной деятельности, реализация государственных целевых комплексных программ строительства, обеспечение структурных преобразований и повышение эффективности капитальных вложений, а также существенное улучшение в социальной жизни общества.

Основными задачами государственной инвестиционной политики являются:

- 1) поддержка (стимулирование) отдельных отраслей экономики.
- 2) обеспечение сбалансированного развития отраслей хозяйствования и экспортного производства.
- 3) достижение конкурентоспособной отечественной продукции.
- 4) реализация социальных и экологических программ (развитие здравоохранения, образования, ЖКХ, охрана окружающей среды).
- 5) регулирование занятости населения.
- 6) обеспечение обороноспособности и безопасности государства

Инвестиционная политика охватывает как финансирование государственных инвестиций, так и создание благоприятного инвестиционного климата для частных инвесторов и предприятий, осуществляющих капитальное строительство за счет собственных средств.

Основные направления инвестиционной политики состоят в следующем:

1. Определение приоритетов в финансировании инвестиционной деятельности. Приоритеты отдаются инвестициям на расширение и техническое перевооружение действующих предприятий. Иными словами, центр тяжести переносится с нового строительства на техническое перевооружение и реконструкцию предприятий.

2. Предоставление субсидий из бюджета жизненно важным отраслям народного хозяйства на осуществление инвестиционной деятельности.

3. Расширение прав предприятий-инвесторов в инвестировании средств, отчисляемых из прибыли предприятий и амортизационных отчислений.

4. Сокращение государственного бюджетного финансирования инвестиций и соответственно увеличение сферы негосударственного инвестирования.

В целях проведения эффективной государственной инвестиционной политики, адекватной экономической системе и рынку, необходимо учитывать и выполнять принципы формирования и реализации инвестиционной политики (рис. 3.9.1).

Структурная модернизация российской экономики, повышение конкурентоспособности продукции и услуг требуют значительных инвестиций в обновление производственных мощностей, в запуск новых проектов, в освоение современных технологий управления. В странах с рыночной экономикой доминирующую долю таких инвестиций предоставляет частный сектор (как национальный, так и иностранный).



Рис. 3.9.1. Принципы формирования и реализации инвестиционной политики государства

Частные инвестиции отличаются значительно большей эффективностью, чем государственные. С частными инвестициями на предприятия приходят новые технологии, новые методы управления. Частные инвесторы более заинтересованы в повышении эффективности производства, снижении издержек, росте конкурентоспособности продукции.

В то же время частные инвестиции чрезвычайно чувствительны к условиям инвестирования: стабильности и предсказуемости макроэкономической политики, уровню вмешательства государства в экономическую деятельность, степени изменения национальных стандартов с международными, процедур согласования инвестиционных проектов, адекватности законодательства о защите инвестиций и т.д.

Поэтому важнейшим направлением государственной социально-экономической политики в целом и инвестиционной политики в частности является создание максимально благоприятных условий для осуществления частных инвестиций.

Государство при этом должно не только проводить адекватную бюджетно-налоговую и денежно-кредиторскую политику, но и принимать меры, непосредственно стимулирующие инвестиционные вложения. Среди таких мер можно назвать как специфические меры налоговой политики – механизм ускоренной амортизации, упрощение возврата и возмещения НДС, так и меры, связанные с защитой инвестиций, в том числе иностранных, разработкой и принятием механизмов концессионных соглашений, частичным покрытием инвестиционных рисков, в особенности некоммерческих и т. д.

Кроме мер в рамках российской экономики, для стимулирования ускоренного роста объемов инвестиций необходимо также применять механизмы создания благоприятных условий осуществления инвестиций в рамках специальных режимов ведения предпринимательской (концессионной) деятельности, в частности, в особых экономических зонах.

В то же время при всех положительных качествах частных инвестиций, они не в состоянии обеспечить всех потребностей экономики в инвестиционных ресурсах, причем не столько в силу недостаточности их объемов, сколько в силу того, что в экономике есть сферы, куда частному инвестору по тем или иным причинам инвестировать не выгодно. Это могут быть как инвестиции с высоким сроком окупаемости (большинство инфраструктурных проектов), так и инвестиции в секторах, которые при всей их важности для национальной безопасности, социальной стабильности, непривлекательны для частных инвестиций из-за высоких рисков, низкой нормы отдачи на вложенный капитал.

В силу этих причин в любом государстве частные инвестиции не являются полной заменой государственных инвестиций. Таким образом, важно более четко определить приоритеты государственных инвестиций не только в целях повышения их эффективности, но и в целях максимального общественного эффекта [7].

Задачами инвестиционной политики являются:

- 1) выбор и поддержка развития отдельных отраслей экономики;
- 2) обеспечение конкурентоспособности отечественной продукции;
- 3) поддержка развития экспериментальных производств;
- 4) поддержка развития среднего и малого бизнеса;
- 5) разработка механизмов реализации инвестиционной политики;
- 6) создание источников и методов формирования инвестиций;

- 7) создание нормативно-правовой базы;
- 8) обеспечение функционирования органов, ответственных за реализацию инвестиционной политики;
- 9) создание условий для привлечения инвестиций.

В соответствии с законодательством в сфере электроэнергетики (Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике») **целями инвестиционной политики государства** в сфере развития единой национальной (общероссийской) электрической сети являются повышение эффективности электроэнергетики, устранение технологических ограничений перетока электрической энергии и увеличение пропускной способности электрических сетей для обеспечения выдачи мощностей электростанциями.

Кроме государственной инвестиционной политики различают отраслевую, региональную инвестиционную политику и инвестиционную политику предприятия. Все они находятся в тесной взаимосвязи, но определяющей является **государственная инвестиционная политика**, так как она создает условия и способствует активизации инвестиционной деятельности на всех уровнях.

Разработанная и принятая инвестиционная политика не может быть выполнена без наличия четкого механизма ее реализации, который обеспечивает ее выполнение. Этот **механизм**, как правило, должен включать в себя:

- выбор надежных и эффективных источников и методов финансирования инвестиций;
- определение сроков и выбор органов, ответственных за реализацию инвестиционной политики;
- формирование необходимой нормативно-правовой основы для функционирования рынка инвестиций;
- создание благоприятных условий для привлечения инвестиций (рис. 3.9.2.).



Рис. 3.9.2. Механизм реализации инвестиционной политики

Под инвестиционной стратегией следует понимать важнейшие цели и задачи, которые достигаются и решаются путем расходования в определенных направлениях инвестиционных средств.

Стратегические цели инвестиционной политики определяются исходя из анализа макроэкономической ситуации в стране. В обосновании выбора лучшего из всех возможных вариантов стратегических целей и состоит главная трудность в управлении инвестициями, в формировании соответствующей политики.

Тактические цели инвестиционной политики реализуются через конкретное распределение государством инвестиционных ресурсов между различными субъектами экономики.

Следует отметить, что государственное регулирование инвестиций и инвестиционная политика – не однозначные термины.

Во-первых, инвестиционная политика может иметь направленность невмешательства, тогда как понятие «государственное регулирование инвестиционной деятельности» говорит само за себя.

Во-вторых, государственное регулирование инвестиционной деятельности содержит инструменты, не относящиеся непосредственно к инвестиционной политике.

Государство регулирует инвестиционную активность посредством законодательства, через государственное планирование, программирование, через государственные инвестиции, субсидии, льготы, кредитование, осуществление социальных и экономических программ. Для государственного регулирования особенно важно найти оптимальное сочетание рыночной свободы и государственного регулирования.

Содержание государственного регулирования инвестиционной деятельности определяется целями, стоящими перед государственными органами, а также средствами и инструментами, которыми располагает государство при проведении инвестиционной политики.

Министерство энергетики РФ обеспечивает устойчивое развитие электро- и тепло-энергетики, придерживается политики, направленной на развитие энергосбережения, а также предусматривает привлечение инвестиций во все сферы электроэнергетики и усиление государственного контроля над эффективностью инвестиций.

Основой инвестиционной политики Минэнерго России является содействие привлечению в электроэнергетику инвестиций посредством формирования благоприятного инвестиционного климата, создания стабильных условий для осуществления предпринимательской деятельности, обеспечения экономически обоснованного уровня доходности инвестированного капитала, используемого в сферах деятельности субъектов электроэнергетики, в которых применяется государственное регулирование цен (тарифов).

Кроме того, Минэнерго России поддерживает, и будет способствовать использованию инновационных инструментов привлечения инвестиций, обеспечения экономического стимулирования внедрения новых высокоэффективных технологий в электроэнергетике, в том числе в целях развития малой и нетрадиционной энергетики.

Государственное регулирование инвестиционной деятельности представляет собой совокупность государственных подходов и решений, закрепленных законодательством, организационно-правовых форм, в рамках которых инвестор осуществляет свою деятельность.

Регулирование выражается в прямом управлении государственными инвестициями: системе налогов с дифференцированием налоговых ставок и налоговых льгот, финансовой помощи в виде дотаций, субсидий, бюджетных ссуд, льготных кредитов, в финансовой и кредитной политике, ценообразовании, выпуске в обращение ценных бумаг, амортизационной политике.

Выполняя функции инициатора инвестиционной деятельности и инвестора, государство при этом должно регулировать инвестиционную деятельность в интересах всего общества. Это в первую очередь, долгосрочные программы создания условий для привлечения инвестиций; возможный способ действий в создавшихся условиях; отраслевая, секторная, зональная, территориальная приоритетность, этапность выполнения проектов, объемы финансирования, наработка научно-проектного потенциала, модель управления процессами создания и инвестирования инфраструктуры, нормативно-методологическое обеспечение инвестиционной деятельности, законодательство, государственная экологическая экспертиза, учет долгосрочных инвестиций в инфраструктуру и их «взвешивание» со структурными затратами должны постоянно находиться в поле зрения правительства.

К основным принципам инвестиционной политики государства на современном этапе можно отнести:

- снижение реальных процентных ставок до уровня, соответствующего эффективности инвестиций в реальный сектор экономики на основе обеспечения сбалансированного бюджета и дальнейшего снижения инфляции;
- проведение налоговой реформы, предполагающей рассмотрение инвестиционных возможностей субъектов рынка на основе упрощения и структурной перестройки существующей налоговой системы, а также совершенствования амортизационной политики;
- осуществления процесса реформирования предприятий с целью повышения их инвестиционной привлекательности;
- формирование организационно-правовых предпосылок снижения инвестиционных рисков с целью стимулирования сбережений населения, прямых инвестиций внутренних и внешних инвесторов;
- повышение эффективности использования бюджетных инвестиционных ресурсов на основе их конкурсного размещения, смешанного государственно-коммерческого финансирования приоритетных инвестиционных проектов, представления государственных гарантий по частным инвестициям и усиления государственного контроля за целевым использованием бюджетных средств.

Государственное регулирование инвестиционной деятельности осуществляется путем:

- совершенствования законодательной базы инвестиционной деятельности применения налоговой системы, дифференцирующей налогоплательщиков и объекты налогообложения, ставки налогов и льготы по ним;
- проведения ускоренной амортизации основных фондов;
- установления норм, правил и стандартов;
- применения антимонопольных мер;
- проведения кредитной политики и политики ценообразования;
- определения условий владения и пользования землей и другими природными ресурсами;

- установления механизмов экспертизы инвестиционных проектов;
- мониторинга реализации инвестиционных проектов

Все формы государственного воздействия на инвестиционные процессы подразделяются на три блока: правовой, административный и экономический. Вся совокупность методов регулирования можно разделить на:

- встроенные регуляторы инвестирования в рыночной экономике;
- экономические методы стимулирования инвестиционной деятельности со стороны государства;
- административно-правовые методы воздействия государственных органов на инвестиционную активность в стране.

В зависимости от степени воздействия государства на инвестиционную деятельность методы можно разделить на пассивный и активный.

Пассивный метод связан с ориентацией предпринимателей на выбор наиболее эффективных вариантов инвестирования путем разработки индикативных планов инвестиций, **активный же метод** связан с прямым государственным инвестированием, а также проведением государственными органами мероприятий в налоговой и бюджетной сфере, направленных на активизацию инвестиционной активности предпринимателей.

Государство реализует функцию по формированию в стране благоприятной инвестиционной среды через активный метод, связанный с повышением эффективности инвестиционной деятельности, через инструменты активного метода, которые обобщенно можно представить в следующем виде:

- а) создание благоприятных условий для деятельности частных предпринимателей;
- б) прямое участие государства в эффективных и значимых для страны проектах;
- в) внедрение принятых в международной практике критериев оценки финансовой эффективности инвестиций, таких как текущая приведенная стоимость, внутренняя норма рентабельности, срок окупаемости;
- г) стимулирование инвестиционной активности частного сектора экономики посредством налоговых льгот.

Некоторая часть инвестиций осуществляется непосредственно государством. Специалисты расходятся во мнении, хорошо это или плохо, должно ли государство подменять собой частных инвесторов, но едины в одном – важен не объем государственных инвестиций, а их эффективность, то, насколько они дополняют частные инвестиции.

Различают также прямые и косвенные методы государственного регулирования.

При **прямых методах** государственного регулирования инвестиционной деятельности используют как административные, так и экономические средства влияния на инвестиционные процессы. Применяя административные средства, государство непосредственным образом воздействует на инвестиционные процессы, опираясь на решения приказного характера, обязательные для исполнения. К таким средствам можно отнести государственную регистрацию субъектов предпринимательской деятельности, лицензирование, установление квот на экспорт и импорт, управление государственными предприятиями и государственной собственностью, распорядительные процедуры и др.

Прямое экономическое воздействие заключается в инвестировании в отдельные территории, отрасли, предприятия, которые по роду своей деятельности не могут выдержать жесткую конкуренцию рынка. Например, в наукоемких отраслях экономики

велик риск вложения инвестиций, инвестиционный процесс протекает с интервалами, при этом проекты считаются долгосрочными и дорогостоящими.

Косвенные методы государственного регулирования предполагают только экономические средства воздействия на инвестиционные процессы. К ним относятся инструменты бюджетной, налоговой, денежно-кредитной политики. На субъекты инвестиционного процесса они оказывают опосредованное воздействие, стимулируя их к определенным действиям, направленным на решения задач государственной инвестиционной политики.

Специфика региональной инвестиционной политики заключается в более узком круге доступных инструментов регулирования инвестиционной деятельности и в некоторой подчиненности инвестиционной политике федерального уровня, особенно в сфере законодательного регулирования. Данная специфика определена Конституцией Российской Федерации.

Еще одной специфической чертой проведения региональной инвестиционной политики является ее малая ресурсная база, а, значит, приходится применять наиболее эффективные методы по приоритетным направлениям и более полно использовать законодательное и косвенное регулирование.

В таблице 3.9.2. представлены основные методы государственного регулирования инвестиционной деятельности на региональном уровне.

Таблица 3.9.2

Прямые методы	Косвенные методы
<ul style="list-style-type: none"> - целевые региональные программы развития промышленности, сельского хозяйства, других отраслей; - региональные бюджетные, внебюджетные фонды; - прямые капитальные государственные вложения; - региональные стандарты и нормы; - квотирование; - лицензирование; - региональные контрольные пакеты акций; - региональная и муниципальная собственность; - стимулирование спроса и регулирование цен; - государственное финансирование НИОКР; - субсидирование затрат предприятий на патентование изобретений за рубежом 	<ul style="list-style-type: none"> - налоговые ставки и стимулирующее льготное налогообложение; - налоговые каникулы; - льготные ставки по ссудам; - кредитные меры стимулирования экспорта: <ul style="list-style-type: none"> а) предоставление прямых экспортных кредитов; б) рефинансирование экспортных кредитов; в) страхование экспортных кредитов; г) государственные гарантии кредитов на развитие приоритетных с точки зрения развития региона производств; - инвестиционный налоговый кредит; - региональные и муниципальные займы; - платежи за использование региональных и муниципальных ресурсов; - платежи за загрязнение окружающей среды; - гарантии и льготы кредитным учреждениям региона, предоставляющим инвестиции в экономику региона

Существует система критериев эффективности инвестиционной политики:

- прирост инвестиций;
- рост валового национального продукта;
- рост физического национального потребления на душу населения и дохода на душу населения;

- повышение эффективности хозяйственных связей на рынке товаров, услуг, капитала;
- снижение финансового риска в экономике;
- повышение эффективности структуры производства и потребления национального продукта;
- рост товарного выпуска и рыночной капитализации предприятий в приоритетных отраслях экономики;
- обеспечение национальных стратегических интересов.

Ожидаемые результаты регулирования естественных монополий при осуществлении политики государственного регулирования 2019-2023 годы *(из доклада Министерства экономического развития РФ за 2019 год)*:

1. Поиск инвестиций;
2. Обновление инфраструктуры на современном технологическом уровне;
3. Стабильные предсказуемые тарифы;
4. Повышение операционной и инвестиционной эффективности.

Государственные инвестиции в первую очередь определяются государственной инвестиционной программой, в которой отражается, сколько и каких инвестиций нужно экономике, как для достижения текущих целей, так и в контексте долгосрочного развития. Государственные инвестиции в виде прямого финансирования инвестиционных проектов из государственного бюджета или предоставления льготных инвестиционных кредитов государственными финансовыми институтами - это важная составляющая инвестиционной деятельности.

Иностранные инвестиции регулируются теми же методами, что и частные, но инструменты могут носить специфический характер. При привлечении и регулировании иностранных инвестиций используются гарантии правительства, налоговые инструменты – льготы, временные освобождения от налогов, преференции, институциональные инструменты - например, создание консультативных советов, лицензирование, ограничение или полное закрытие доступа в отдельные сферы деятельности.

Инструменты воздействия на частные инвестиционные решения условно можно разделить на три группы: макроэкономические, микроэкономические и институциональные.

Макроэкономические инструменты, - это инструменты, которые создают общеэкономический климат инвестиций: влияют на процентную ставку, темпы роста экономики и внешнеторговый режим (определяются комплексом мер бюджетно-налоговой политики).

К микроэкономическим относятся меры, воздействующие на отдельные составляющие инвестиций или на отдельные отрасли: налоговые ставки, правила амортизации, гарантии, льготные кредиты.

Институциональные инструменты инвестиционной политики заключаются в создании механизмов координации инвестиционных решений частных компаний между собой и с государственными инвестиционными программами.

Существует множество форм институциональных механизмов - от создания картелей в экспортных или переживающих кризис отраслях до политических и неформальных контактов. Создание финансово-промышленных групп позволяет свести вместе финансовый капитал и реальный сектор.

Финансирование внутренних инвестиций обычно осуществляется из амортизационного фонда и прибыли. Из этого вытекают налоговые инструменты воздействия государства на инвестиционный процесс. В рамках налогового регулирования существуют такие формы стимулирования инвестиций, как ускоренная амортизация, инвестиционный налоговый кредит, выведение из-под налогообложения части прибыли, направляемой на финансирование капиталовложений производственного и непроизводственного назначения.

Амортизационная политика государства устанавливает порядок начисления и использования амортизационных отчислений. Осуществляя соответствующую амортизационную политику, государство регулирует темпы и характер воспроизводства, и в первую очередь, скорость обновления основных фондов. Правильная амортизационная политика государства позволяет предприятиям иметь достаточные инвестиционные средства для простого и в определенной мере для расширенного воспроизводства основных фондов.

Специальным инструментом поощрения частных инвестиций являются государственные гарантии лицу (субъекту), осуществляющему финансирование проекта. Положительным в данном инструменте является то, что в условиях высокого риска государство может эффективно повысить заинтересованность инвесторов, уровень инвестиций и взимать плату, которая может стать существенным источником поступлений в бюджет. Отрицательным фактором является то, что гарантии могут превратиться в реальные долги, а также наличием целого ряда ограничений.

Инвестиционный климат определяется воздействием следующих основных факторов:

1. Геополитическое положение региона и его природно-ресурсный потенциал. Приграничное положение региона, прохождение через его территорию важнейших транспортных путей, в том числе для осуществления внешнеэкономической деятельности, наличие морских портов, соседство с промышленно развитыми регионами повышают его привлекательность для инвесторов.

Наличие собственной сырьевой базы, с одной стороны, повышает эффективность инвестиций за счет уменьшения транспортных издержек, снижения зависимости от внешних поставок сырья. Это может приобрести особое значение в условиях автоматизации региональных экономик и товарных рынков. С другой стороны, добывающие отрасли характеризуются высокой капиталоемкостью и длительными сроками окупаемости капиталоемких вложений, что делает их недоступными для реальных инвестиций мелких и средних инвесторов, одновременно ограничивая возможности привлечения кредитных ресурсов.

2. Производственный и финансовый потенциал региона и состояние региональных товарных рынков. Более привлекательными для потенциальных инвесторов являются регионы, располагающие развитой производственной инфраструктурой, дешевой рабочей силой необходимой квалификации, возможностями мобилизации финансовых ресурсов, свободными нишами на региональных рынках продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления.

3. Уровень развития рыночной инфраструктуры, таких ее инвесторов, как банки, биржи, оптово-розничные фирмы, торговые дома, страховые, инвестиционные, лизинговые компании, инвестиционные фонды и др.

Наличие этих институтов способствует формированию региональных рынков капитала, возможности мобилизации финансовых ресурсов для инвестирования за счет привлечения средств хозяйствующих субъектов, населения, посредством выпуска ценных бумаг, использования ресурсов банков.

4. Налоговая политика. Органы власти располагают широкими возможностями влияния на инвестиционный климат путем регулирования условий налогообложения, введения дополнительных льгот с целью привлечения инвестиций в приоритетные сферы экономики региона, страхование частных инвестиций за счет средств бюджета субъектов Федерации, инициирования создания на территории региона свободных экономических зон или режима наибольшего благоприятствования.

5. Внешнеэкономические риски. Неурегулированность межнациональных, межбюджетных отношений, нестабильность социально-политической ситуации в регионе, наличие острых социальных проблем, проявляющихся в повышении уровня политической активности населения, забастовочном движении, резко ухудшают климат в регионе и по своему влиянию на уровень инвестиционной активности могут перевесить все положительные экономические факторы.

Существуют различные методики определения сводной характеристики инвестиционной среды, посредством которой можно оценить состояние внешней инвестиционной среды, предопределяющей привлекательность и целесообразность инвестирования в ту или иную хозяйственную систему (экономику страны, региона, отдельного предприятия). В одних случаях такую характеристику называют рейтингом, в других - инвестиционным климатом.

Можно выделить три наиболее характерных подхода к оценке инвестиционного климата в государстве.

Первый из подходов - макроэкономический. Он базируется на оценке макроэкономических показателей, таких как: динамика валового внутреннего продукта и объем производства промышленной продукции; динамика распределения национального дохода, пропорции накопления и потребления; состояние законодательного регулирования инвестиционной деятельности; развитие отдельных инвестиционных рынков, в том числе фондового и денежного.

Второй подход - факторный, который основывается на оценке набора факторов, влияющих на инвестиционный климат. Среди них, например, такие как характеристика экономического потенциала; общие условия хозяйствования; зрелость рыночной среды в регионе; политические, социальные и социокультурные, организационно-правовые, финансовые и другие факторы.

Третий подход - рисковый. Сторонники данного подхода в качестве составляющих инвестиционного климата рассматривают два основных варианта: инвестиционный потенциал и инвестиционные риски. Инвестиционный потенциал оценивается на основе макроэкономической характеристики, включающей: наличие на территории факторов производства; в том числе трудовых ресурсов с учетом их образовательного уровня; потребительский спрос; результаты хозяйственной деятельности населения в регионе; уровень развития науки и внедрения ее достижений; развитость ведущих институтов рыночной экономики; обеспеченность комплексной инфраструктурой.

Анализируя международный опыт в области планирования инвестиций, можно отметить, что компании определяют для себя группу критериев, позволяющих принимать решения об объемах и направлениях инвестиций.

Без четких гарантий защиты иностранных инвестиций не следует ожидать их притока. Иностранные инвесторы, прежде всего, преследуют свои цели и при этом учитывают инвестиционные риски. Наша же задача состоит, в основном, в обосновании жизненно предполагаемых нами инвестиционных проектов и предоставлении гарантий.

Вопрос привлечения иностранных инвестиций можно разбить на две части - способность страны привлекать иностранные инвестиции и обеспечивать их эффективное использование.

Возможность страны обеспечить приток иностранных инвестиций зависит от ряда факторов политического и экономического характера, которые объединяются в понятие: «суверенный риск». Основой для определения инвесторами суверенного риска страны могут быть как данные специализированных рейтинговых агентств, отчеты международных финансовых институтов об исследованиях стран (Всемирный банк, МВФ и др.), а также собственные исследования инвесторов.

Суверенный риск подразделяется на два основных компонента: политический риск и экономический риск. Политический риск определяется как желание страны выполнять свои обязательства перед инвесторами, при наличии экономической возможности, а экономический риск определяется как способность страны выполнять эти обязательства.

К основным компонентам политического риска относятся:

а) политическая стабильность, зависящая от внутренних или внешних конфликтов, а также ясность, преемственность и последовательность проводимой руководством страны политики;

б) наличие отвечающей требованиям инвесторов законодательной и финансовой инфраструктуры;

в) наличие ясной макроэкономической политики (бюджетной, валютной);

г) условия внешнеэкономической деятельности (лицензирование импорта и экспорта, таможенные тарифы, обеспечение равных условий участникам внешнеэкономической деятельности);

д) кредитная история страны по выполнению ранее принятых платежных обязательств, а также уровень кооперации страны с международными финансовыми институтами, который стимулирует руководство страны выполнять свои платежные и договорные обязательства.

Экономический риск определяется следующими факторами:

а) уровень внешнего долга сопоставления с международными резервами, валовый внутренний продукт (ВВП) и объемами экспорта, что определяет возможность страны обслуживать внешний долг;

б) структура платежного баланса, структура и уровень концентрации экспорта и импорта по видам товаров и рынкам сбыта, что определяет уязвимость платежного баланса в зависимости от изменения цен на товары и рынков сбыта;

в) структура экономики, наличие необходимого сырьевого и промышленного потенциала и тенденции развития экономики;

г) качество управления экономикой наличие квалифицированных кадров.

В целях реализации инвестиционной политики Государства в Российской Федерации 20 декабря 2013 года было создано «Российское Инвестиционное Агентство (РИА), основными функциями которого являются:

– сбор (формирование) информации об инвестиционном потенциале российских регионов, их потребностях в инвестициях, новых инвестиционных возможностях.

– создание условий для входа иностранных компаний на российский рынок, лоббирование интересов иностранных инвесторов в рамках российского законодательства, разрешение спорных ситуаций в процессе реализации инвестиционного проекта.

Основными целями агентства являются:

Привлечение инвестиций в экономику Российской Федерации

сопровождение инвестиционных проектов

Продажа промышленной недвижимости для реализации инвестиционных проектов

Разработка инвестиционных стратегий

Обучение региональных команд

Участие в отраслевых российских и международных мероприятиях (выставки, форумы, конференции) с целью презентации проектных предложений.

Приведу некоторые цифры из годового отчета за 2020 г. Агентства инвестиционного развития Республики Татарстан.

В 2020 г. новый китайский инвестор – компания Мидеа зашла с крупным проектом по организации производства холодильной и морозильной техники с объемом инвестиций 1 млрд 17 млн рублей.

Компания Мэттем в 2020 г. начала организацию нового производства компонентов цифровых систем и интеллектуальных телематических решений для управления транспортными средствами. Капиталовложения оцениваются в 809 млн руб.

В Апастовском районе РТ полным ходом идет модернизация молочного комбината, увеличение производственных мощностей завода по выпуску полутвердых сыров и сухой сыворотки. Объем инвестиций в проект составляет 1 млрд 116 млн руб. В Пестречинском районе РТ планируется организация производства ультрапастеризованного и сухого молока, сырной продукции. Сумма инвестиций 2,5 млрд рублей.

По итогам 2020 г. в Республике Татарстан силами Агентства инвестиционного развития привлечено более 40 инвесторов с общим объемом инвестиций в 10 млрд 958 млн руб. Например: производство гибкой упаковки в Нижнекамске – 1,9 млрд руб. или строительство элеватора в Зеленодольске – 1,7 млрд руб..

В результате разработанной и выстроенной государственной инвестиционной политики российской Федерации в сфере электроэнергетики повышается эффективность энергетических компаний, устраняются технологические ограничения перетока электрической энергии, что, как следствие, ведет к увеличению пропускной способности электрических сетей и увеличения мощностей электростанций.

Минэнерго России осуществляется систематический контроль над реализацией инвестиционных программ субъектами электроэнергетики. На заседаниях рабочей группы, которые проводятся ежеквартально, решаются задачи обеспечения вводов генерирующих мощностей в установленные сроки, контролируется реализация инвестиционных программ субъектов электроэнергетики и обеспечении синхронизации вводов

генерирующих и сетевых объектов. На заседаниях группы в режиме открытого диалога с генерирующими и сетевыми компаниями обеспечивается эффективное решение задач в реализации инвестиционных программ.

В настоящее время Минэнерго России совместно с заинтересованными министерствами и ведомствами контролируют все этапы реализации инвестиционных проектов, в первую очередь проектов гос. компаний; проводят анализ обоснований стоимости проектов, включая выборочную проверку локальных, объектных смет и сводных сметных расчетов; контролируют процесс закупок, исполнения планов освоения капитальных вложений и физических объемов работ; осуществляют видеомониторинг на площадках строительства; на постоянной основе проводятся проверки хода строительства объектов и т.д. Минэнерго России организованы выездные проверки субъектов электроэнергетики, в ходе которых осуществляется контроль выполнения инвестиционных программ, производится оценка технического состояния оборудования и уровня эксплуатационного обслуживания. Аналогичная работа ведется и у нас в регионе.

Электроэнергетика является базовой отраслью отечественной экономики. Она обеспечивает электрической и тепловой энергией потребности промышленного сектора и населения страны. 90% энергогенерирующих объектов функционируют в составе Единой энергосистемы, охватывающей большую часть территории РФ. ЕЭС России является одним из крупнейших в мире централизованно управляемых энергообъединений.

В России с 2014 по 2024 г. действует программа поддержки «зеленой» энергетики, в том числе строительства электростанций, которые выбираются на конкурсном отборе. Им гарантируется окупаемость инвестиций в течение 15 лет с базовой доходностью 12% годовых с корректировкой на доходность облигаций федерального займа (ОФЗ). В настоящее время принято решение о продлении программы поддержки возобновляемых источников энергии с определенными корректировками до 2035 года, планируется провести новые отборы.

Созданная в России с нуля «зеленая» энергетика уже обеспечила прирост инвестиций в размере 177 млрд руб., к 2024 г. сумма инвестиций достигнет 633 млрд руб., сообщила Ассоциация развития возобновляемой энергетики (АРВЭ).

Аналитики международного энергетического агентства (МЭА) представили новый отчет о развитии возобновляемых источников энергии и сделали прогноз на ближайшие пять лет. По данным международного энергетического агентства, несмотря на пандемию COVID-19, которая негативно сказалась на ископаемом топливе, зеленая энергия показывает устойчивый рост. Поставщики все чаще отдают предпочтение возобновляемым источникам - в этом году 90% от всех проектов было реализовано за счет энергии солнца, ветра и гидроэнергетики. А суммарная выработка энергии от зеленых источников составит 200 ГВт к концу 2020 г.

С точки зрения технологий, основной рост пришелся на солнечные панели и, как ожидается, сохранится и в следующем году. Установка солнечной черепицы стала экономически рентабельной, а крупные компании быстро разворачивают новые проекты в этом секторе. К октябрю 2020 года акции компаний, связанных с солнечной энергией, выросли более чем в два раза за период с декабря 2019 г. Аналитики также заявляют, что при правильной политике господдержки только фотоэлектрические установки достигнут мощности в 150 ГВт к 2022 г.

Аналитики международного энергетического агентства отмечают большую роль правительств в развитии зеленой энергетики. Большая часть объявленных несколько лет назад стимулов истекает в конце этого года, поэтому, считают эксперты, страны должны обеспечить поставщиков новыми субсидиями. В таком случае к 2022 г. мощности энергогенерации на солнечной и ветровой энергии вырастут еще на 25%.

В прогнозе также указано, что в долгосрочной перспективе – к 2025 г. возобновляемая энергия обгонит уголь и газ, а затем станет крупнейшим источником выработки электроэнергии во всем мире. Большую часть спроса по-прежнему обеспечит гидроэнергетика, которая займет примерно половину рынка, а солнечные и ветряные системы поделят оставшуюся часть между собой. Лишь небольшая доля придется на угольные и атомные станции.

Литература

1. Антипова, О.М. Правовое регулирование инвестиционной деятельности / О.М. Антипова. – М.: Изд-во Волтерс Клувер, 2007.
2. Залывский, Н.В. Стратегия инвестирования для устойчивого развития Европейского Севера России / Н.В. Залывский. – Архангельск: Изд-во ПГУ им. Ломоносова, 2000.
3. Зенченко, С.В. Инвестиционный потенциал региона / С.В. Зенченко, М.А. Шемёткина // Сборник научных трудов СевКавГТУ. Серия «Экономика». – 2007. – № 6.
4. Игонина, Л.Л. Инвестиции : учеб. пособие / Л.Л. Игонина. – М.: Экономист, 2008.
5. Кирюхин, В.В. Инвестиционный риск в анализе инвестиционной привлекательности / В.В. Кирюхин // Проблемы современной экономики. – 2006. – № 3–4.
6. Ройзман, И. Динамика инвестиционной привлекательности и инвестиционной конкурентоспособности российских регионов в среднесрочной перспективе / И. Ройзман, Т. Бондорева // Инвестиции в России. – 2008. – № 9.
7. Саак, А.Э. Инвестиционная политика муниципального образования: учеб. пособие. / А.Э. Саак, О.А. Колчина. – СПб.: Изд-во: Питер, 2010.
8. Официальный сайт «Эксперт РА». [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://expert.ru>

3.10. Внедрение стимулирующего метода тарифообразования для энергопроизводящих организаций Казахстана

Существующие энергоисточники полностью покрывают потребности экономики и потребителей Казахстана. По итогам 2020 года потребление электроэнергии по стране составило 107,3 млрд кВтч, выработка отечественными электростанциями составила 108 млрд кВтч.

Производство электроэнергии в Казахстане осуществляют свыше 179 электрических станций различной формы собственности, как частной, так и квазигосударственной.

Общая установленная мощность электростанций Казахстана на 1 января 2021 г. составляет порядка 23,6 тыс. МВт. Располагаемая мощность составила 19,7 тыс. МВт. При этом годовой максимум электрической нагрузки за текущий осенне-зимний период зафиксирован в ноябре 2020 года и составил 15,6 тыс. МВт. На рисунке 3.10.1 представлена текущее состояние электроэнергетики Республики Казахстан.



Рис. 3.10.1. Текущее состояние электроэнергетики РК

Доля генерирующих источников по видам топлива в структуре выработки распределена следующим образом:

- угольными электростанциями выработано – 68%; газовыми – 20%; крупными гидроэлектростанциями, не входящими в состав ВИЭ – 9%;
- возобновляемой энергетикой (СЭС, ВЭС, мГЭС, БГУ) выработано 3% от общего объема выработки.

Большая часть энергетических источников введена в 60-70-х годах прошлого столетия. Соответственно основные затраты в секторе генерации направлялись лишь на поддержание их в рабочем состоянии.

Таким образом, как следствие мы наблюдаем сохранение высокого уровня износа энергетических активов. В тоже время, благодаря запущенному с 2019 г. рынку электрической мощности активы станций начали обновляться. Если уровень износа генерирующих мощностей по итогам 2018 г. в среднем превысил 58%, то по итогам 2020 г. величина составила 53%, что все-равно является высоким.

Учитывая динамику роста объемов потребления, перед электроэнергетической отраслью Казахстана стоит вызов перехода от «эксплуатационной модели» к «инвестиционной».

Данный переход требует в первую очередь ввода новых мощностей и обновление существующих. Наряду с необходимостью покрытия растущих объемов потребления базовой мощности, на сегодняшний день недостаточными являются регулировочные возможности действующих электростанций республики, способных оперативно восполнять дефицит в энергосистеме, обусловленный увеличением объектов ВИЭ и так называемым «вечерним пиком». В связи с чем электроэнергетическая система страны вынуждена пользоваться регулированием энергосистем сопредельных государств.

В этой связи 7 декабря 2020 г. Главой государства был подписан закон, основными концептуальными нововведениями которого является строительство генерирующих установок с маневренным режимом генерации путем отбора проектов через механизм аукционных торгов.

Развитие маневренных мощностей для привлечения их к регулированию дисбалансов производства-потребления, позволит перенаправить покупку части услуг по компенсации отклонений на электростанции Казахстана.



Рис. 3.10.2. Развитие маневренных мощностей

Также 26.01.2021 на расширенном заседании Правительства Главой государства поручено обеспечить развитие маневренных мощностей.

Справочно:

Определенный Прогнозным балансом электрической энергии и мощности дефицит регулировочной мощности:

- 2021 год – 463 МВт;*
- 2021 год – 578 МВт;*
- 2021 год – 617 МВт;*
- 2021 год – 647 МВт;*
- 2021 год – 744 МВт;*
- 2021 год – 811 МВт;*
- 2021 год – 898 МВт.*

На сегодня Министерством разработан и утвержден План размещения генерирующих установок с маневренным режимом генерации (далее – План размещения) с определением зоны, типа электростанции, необходимых объемов маневренных мощностей в зоне ЕЭС РК.

В соответствии с Планом размещения, определены 3 перспективные площадки для строительства маневренной генерации в южных регионах страны.

Справочно:

- 1) парогазовая установка, мощностью 220 МВт в Кызылординской области (город Кызылорда)*
- 2) парогазовая установка, мощностью 400 МВт в Алматинской области (город Талдыкорган)*
- 3) парогазовая установка (без теплового отбора), мощностью 250 МВт в Туркестанской области*

Вместе с тем, Министерством энергетики предпринят ряд мер, которые позволят в среднесрочной перспективе сохранить профицит энерго мощностей, а именно:

1. В рамках рынка мощности заключен ряд инвестиционных соглашений, что позволяет существующим станциям провести модернизацию и расширение своих мощностей. На сегодня реализуются проекты, которые позволят с 2022 по 2026 гг. ввести 1 325 МВт с общим объемом инвестиций более 400 млрд тенге.

2. В рамках поручений Главы государства на расширенном заседании Правительства 26 февраля текущего года, совместно с Системным оператором ведется работа по разработке долгосрочного Энергетического баланса до 2035 г.

3. Благодаря принятию в 2020 г. на законодательном уровне стимулирующих методов, начата работа по реализации проектов строительства маневренных мощностей.

Особую обеспокоенность вызывает качество проводимых ремонтных компаний на электростанциях, обусловленное недофинансированием. К сожалению допустимые уровни расходов на ремонтные кампании, заложенные в предельных тарифах, не в полной мере покрывают необходимые потребности. По статистике «постоянно» находятся в ремонтах и недоступны для выработки электроэнергии по различным причинам около 2 000 МВт.

В компетенцию Министерства энергетики помимо осуществления контроля за техническим состоянием электрических станций, входят вопросы утверждения предельных тарифов на производство электрической энергии энергопроизводящих организаций.

Корректировку тарифов для конечных потребителей осуществляет Министерство национальной экономики.

Предельные тарифы на производство электрической энергии, в соответствии с законодательством устанавливаются на 7 лет. При этом, в случае фактического увеличения затрат на производство электрической энергии, энергопроизводящие организации вправе подавать заявку в уполномоченный орган на корректировку предельных тарифов. На рисунке 3.10.3 представлена схема формирования тарифов на электрическую энергию.

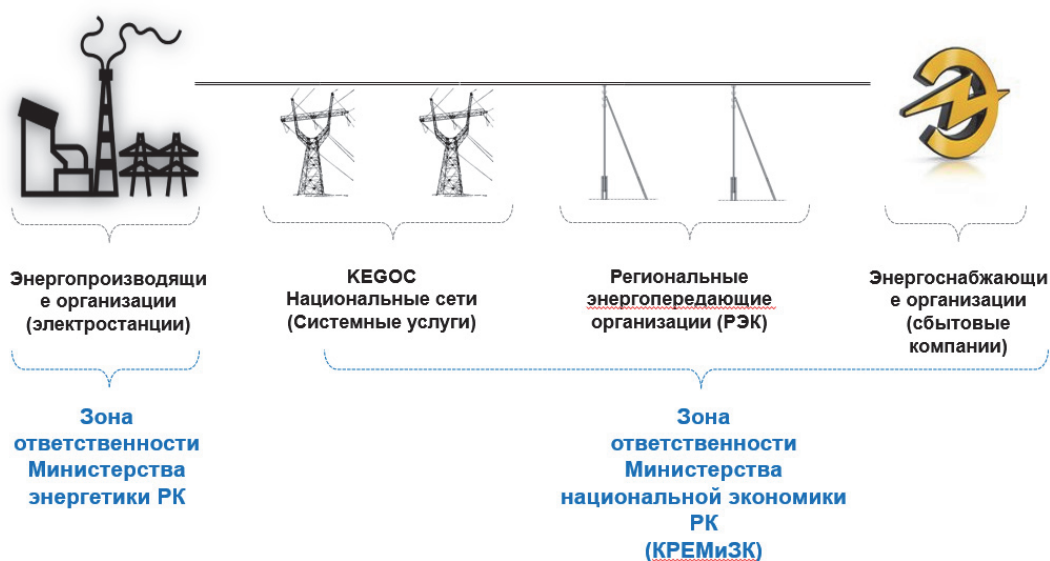


Рис. 3.10.3. Формирование тарифов на электрическую энергию

Справочно:

в соответствии с п.2 ст. 12–1 Закона Республики Казахстан «Об электроэнергетике» на основании обращения энергопроизводящей организации в уполномоченный орган в связи с изменением стоимости цены на уголь, газ, серосодержащее сырье, нефтепродукты, используемые в качестве топлива для производства электрической энергии, на воду, используемую для технологических нужд в процессе производства электрической энергии, и (или) подлежащих государственному регулированию тарифов (цен) на транспортировку угля, газа, серосодержащего сырья, нефтепродуктов производится корректировка предельных тарифов.

Остается ряд «открытых, текущих» вопросов по действующим энергопроизводящим организациям. В частности – это уровень доходности станции, который у большинства, ниже фактических затрат, что не позволяет вкладывать инвестиции на обновление действующих активов. В этой связи у энергопроизводящих организаций отсутствует заинтересованность в их обновлении.

С начала 2021 г. был внедрен стимулирующий механизм тарифообразования, а именно методология RAB-регулирования по расчету нормы прибыли, учитываемой при утверждении предельных тарифов на электрическую энергию.

В переводе с английского RAB – это регулируемая база инвестированного капитала (Regulatory Asset Base).

Модель RAB-регулирования является системой долгосрочного тарифного регулирования применительно к субъектам регулируемого рынка с целью защиты интересов станций и обеспечения достаточной отдачи на инвестиции, которая широко применяется в мировой практике.

Основными целями внедрения RAB-регулирования являются стимулирование инвестиций в развитие отрасли, предлагая справедливую доходность на инвестиции, одновременно защищая интересы потребителей.

Была утверждена Методика, которая применяется с целью обоснованного расчета и возможности учета уровня прибыли, при утверждении предельных тарифов на электрическую энергию, а также фиксированной прибыли за балансирование, учитываемой при утверждении предельных тарифов на балансирующую электроэнергию, обеспечивающей эффективное функционирование электрических станций, осуществляющих выработку и реализацию электрической энергии. На рисунке 3.10.4 представлена методика применения нормы рентабельности.



Рис. 3.10.4. Методика применения нормы рентабельности

При этом, фактически получаемая прибыль энергопроизводящей организации по методу доходности на инвестированный капитал направляется на покрытие расходов по финансированию по привлеченным кредитам, которые не учитываются в затратах на производство электрической энергии.

В основу расчетов предельных тарифов энергопроизводящих организаций входит суммарный объем затрат, относящихся к производству электрической энергии и объем нормы прибыли.

В свою очередь, доход на регулируемую базу активов, который устанавливается в уровне предельного тарифа, определяется исходя из остаточной стоимости активов, непосредственно относящихся к производству электрической энергии и средневзвешенной ставки доходности капитала, и рассчитывается как произведение остаточной стоимости активов и средневзвешенной ставки доходности (WACC), которая расчётным путем определена в среднем на уровне 11,79%.

На подготовительном этапе по переходу на методологию RAB-регулирования энергопроизводящими организациями во втором полугодии 2020 г. была произведена оценка основных активов независимыми экспертными организациями, оценщиками.

Вместе с тем, необходимо отметить, что в периметр оценки не включены следующие активы:

1) затраты, понесенные на создание/приобретение основных средств, которые не были обоснованы энергопроизводящей организацией;

2) любые виды платежей, связанные с привлечением заемного финансирования, кроме капитализируемых процентов по целевым займам, привлеченным для капитального строительства;

3) объекты, полученные безвозмездно, в том числе из республиканского или местного бюджета Республики Казахстан;

4) затраты, понесенные со-инвесторами, в том случае, если объект финансировался совместно;

5) объекты основных средств, находящиеся в распоряжении компании, на которые не оформлены права собственности;

6) объекты незавершенного строительства, а также оборудование к установке;

7) объекты в аренде и финансовом лизинге, а также арендные и лизинговые платежи;

8) оборотный капитал;

9) нематериальные активы, за исключением программного обеспечения, относящиеся к активам, участвующим в деятельности по производству электрической энергии;

10) оборудование, введенное за счет средств республиканского и местного бюджетов.

Дальнейшим этапом было определение остаточной стоимости активов на 2021 г. и на последующие годы с учетом функционального и физического износов. Как и следовало ожидать, с учетом того, что большая часть энергетических активов Казахстана введена в 60-70 гг. прошлого столетия, функциональный износ оборудования очень высок.

С учетом ежегодного увеличения износа оборудования, остаточная стоимость активов ежегодно снижается.

В этой связи, доход на регулируемую базу активов ежегодно подлежит снижению и как следствие норма прибыли, устанавливаемая энергопроизводящим организациям тоже будет снижаться.

При этом, в случае обновления своих активов энергопроизводящая организация вправе скорректировать уровень остаточной стоимости активов в расчетах нормы прибыли.

Методология RAB-регулируемая является стимулом для энергопроизводящих организаций по обновлению оборудования, т.к. остаточная стоимость нового оборудования намного выше остаточной стоимости действующего, устаревшего оборудования. И в случае обновления оборудования норма прибыли будет выше установленной нормы прибыли. При этом, необходимо отметить о том, что у энергопроизводящих организаций есть обязательства в направлении 50% нормы прибыли на обновление активов.

Данная методика была принята Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2020 года № 205 «Об утверждении Методики определения фиксированной прибыли, учитываемой при утверждении предельных тарифов на электрическую энергию, а также фиксированной прибыли за балансирование, учитываемой при утверждении предельных тарифов на балансирующую электроэнергию».

Литература

1. Бушуев, В.В. Сценарии развития мировой энергетики в 2010–2050 гг. Институт энергетической стратегии Материалы Международного форума «ТЭК России в XXI веке» / В.В. Бушуев. – М., 8 апреля 2010.

2. Андреева, Г.И. Вопросы развития энергопроизводящих организаций в Республике Казахстан. Материалы УН-го Республиканского совещания энергетиков «Реализация государственной программы развития электроэнергетики как основа укрепления благосостояния народа Казахстана», Астана, 16.03. 2011, С. 17–26.

3. Дукенбаев К. Энергетика Казахстана. Условия и механизмы ее устойчивого развития 2-е изд. – Алматы, 2004.

4. URL:www.energystategy.ru Мировая энергетика-2050. Институт энергетической стратегии.

5. URL:www.bestreferat.ru Зарубежная электроэнергетика.

6. URL:www.fas.gov.ru/analytical-materials Результаты анализа розничных рынков электрической энергии.

3.11. Влияние глобальной климатической повестки на тарифную политику

Благодаря богатым природным ресурсам и выбранной экономической модели, основанной на международной торговле, Казахстан достиг высокого экономического роста. Сегодня объем ВВП страны достиг 60 % ВВП Центральной Азии. Это стало возможным, в том числе за счет достаточно развитой электроэнергетической сферы, основанной на угольной генерации (67%) и крупных угольных открытых месторождений и дешевых тарифов. Ценой развития стал также тот факт, что Казахстан является одним из крупнейших источников выбросов парниковых газов (ПГ) в Европе и Центральной Азии.

Учитывая наличие в структуре генерирующих мощностей высокую долю тепловых электрических станций (рис. 3.11.1), спроектированных для работы на углях местных угольных бассейнов, влияние климатических целей и на электроэнергетическую отрасль Казахстана будет значительным и делает систему тарифообразования чувствительной к низкоуглеродной политике государства.

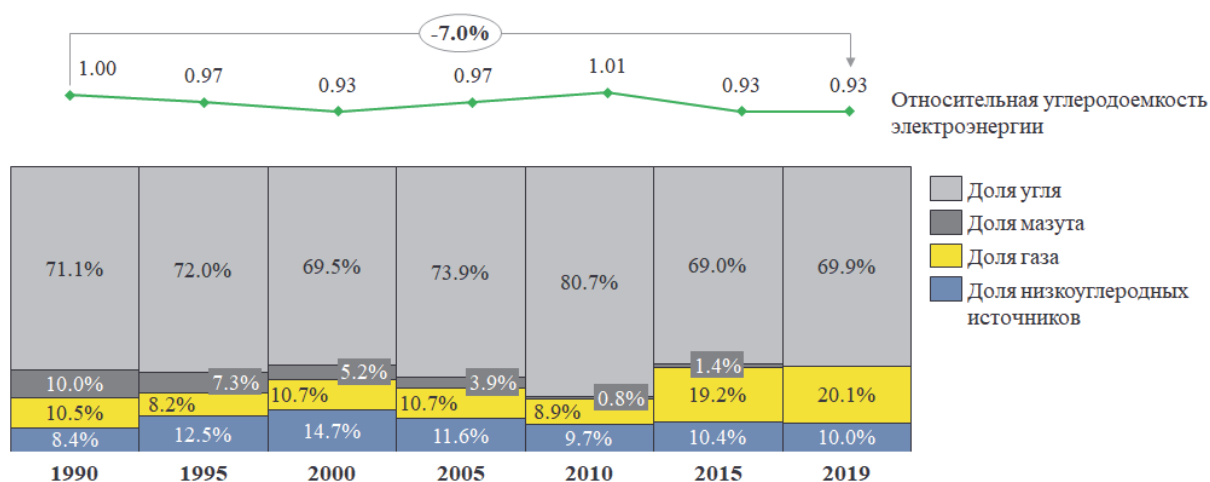


Рис. 3.11.1. Структура выработки электроэнергии и относительная углеродоемкость электроэнергии Казахстана в 1990–2019 гг. (Данные МЭА)

Источник: АО «Жасыл Даму»

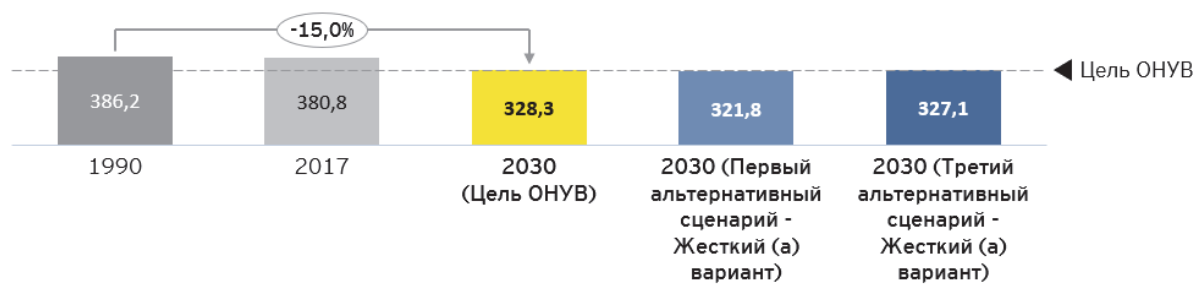
Как видно из графика, в результате принятой национальной «зеленой» повестки углеродоемкость производства электроэнергии в стране в сравнении с 1990 годом незначительно снизилась преимущественно за счет вытеснения мазута и наращивания доли использования природного газа и ВИЭ, доля последних в национальном энергобалансе концу 2020 года выросла до 3 %.

1. Национальная климатическая повестка

Казахстан подписал Парижское соглашение 2 августа 2016 г. и ратифицировал его 6 декабря 2016 г. 28 сентября 2015 г. Казахстан объявил об определяемом на национальном уровне вкладе (далее –ОНУВ), в том числе о своем намерении добиться безусловного сокращения выбросов парниковых газов на уровне минус 15% к 2030 г. от базового уровня 1990 г.

Вместе с тем Казахстан уже сегодня столкнулся с серьезными потребностями в сокращении выбросов парниковых газов для достижения обязательств по ОНУВ. В отличие от многих других постсоветских стран, в которых общий объем выбросов снизился после экономического спада 1990-х годов и не восстановился до докризисного уровня, в Казахстане выбросы в 2017 г. практически сравнялись с уровнем 1990 г.(и по результатам инвентаризации 2018 г., превысил их). Соответственно, в отличие от соседних стран, для которых тезис «снижение – 15% к 1990 г.» является скорее формальным, для растущей экономики Казахстана с высокой долей сырьевых производств и угольной генерации – это амбициозная цель, выполнение которой потребует значительной консолидации ресурсов, пересмотру тарифной политики и политической поддержки.

Согласно оценкам международных экспертов АО «Жасыл Даму* для удовлетворения климатических целей цена электроэнергии для конечных потребителей должна вырасти на 24,12 тенге/кВт·ч**, то есть от 1,8 до 2,5 раза, за счет расходов на покрытие капитальных затрат – на 17,55 тенге/кВт·час и за счет стоимости покупки углеродных единиц – 6,57 тенге/кВт·ч.



**Рис. 3.11.2. Фактические выбросы парниковых газов в 1990, 2017 гг.,
Цель ОНУВ и прогнозы ее достижения**

Источник: АО «Жасыл Даму»

Справочно:

*АО «Жасыл Даму» (подведомственная Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК организация) — национальный компетентный орган, отвечающий за систему оценки антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых озоноразрушающих газов

**Средняя конечная цена по состоянию на 2020 г. 21,9 тг/кВтч – для бизнеса, 16,9 тг/кВтч – для населения.

Здесь необходимо сделать некоторое уточнение касательно покупки углеродных единиц. Согласно действующей Стратегии, «Казахстан-2050» и Национальной концепции «зеленой» экономики были определены пути перехода Казахстана к низкоуглеродному развитию. Эти инициативы, начатые в 2013 г., основаны на долгосрочном (до 2050 г.) стратегическом подходе сокращения выбросов парниковых газов в углеродоемких отраслях промышленности. Введение Системы торговли выбросами (далее - СТВ) Казахстана, запущенная в 2013 г., была первой регулятивной мерой для выполнения своих обязательств по смягчению последствий изменения климата.

Квота СТВ в настоящее время для промышленных и электроэнергетических предприятий распределяется бесплатно, но начиная с 2021 по 2030 гг. уполномоченным органом по экологии запланировано производить распределение квот меньше уровня 1990 г. на 1,5%, а для каждого последующего года уменьшать на 1,5%. Эта мера без подготовки и изменения в тарифной политике для энергетических организаций может оказаться негативным сценарием развития электроэнергетической и угольной отрасли.

В результате, отставание внесения необходимых изменений в нормативно-правовых документах, регулирующих вопросы тарифообразования, в которых не предусмотрены расходы на приобретение углеродных единиц и выплат штрафов за превышение объема квот на выбросы парниковых газов, привело к пересмотру планов распределение квот с понижением 1,5% к уровню 1990 г. на поздние сроки.

Переход на принципы наилучших доступных техник. С принятием нового Экологического кодекса в январе текущего года предусматривается законодательные меры по снижению эмиссии в окружающую среду загрязняющих веществ, пыли, оксидов серы (SOx) и азота (NOx) от хозяйственной деятельности промышленных предприятий первой категории. Основным средством сокращения эмиссий загрязняющих веществ является осуществление перехода производственной деятельности промышленных предприятий на принципы наилучших доступных техник (далее - НДТ) с 1 января 2025 г. в соответствии природоохранными практиками стран ОЭСР.

Переход промышленных предприятий на принципы НДТ по факту означает процессы модернизации основного оборудования и всей технологической цепочки, что содержит в себе также рост затрат, связанных с экологическим регулированием, и соответственно значительное повышение стоимости электроэнергии.

Так, в соответствии с новым экологическим законодательством, электрические станции Казахстана, включенные уполномоченным органом в ТОП 50 промышленных предприятий с наиболее крупными установками по суммарным выбросам загрязняющих веществ, с 1 января 2025 г. в приоритетном порядке должны получить комплексные экологические разрешения с учетом переходных мероприятий на принципы НДТ. Непосредственно процесс перехода на Принципы НДТ ожидается в установленные сроки в проектах Планов экологических улучшений промышленных предприятий (оценочно 8–10 лет) в зависимости от их технического состояния и применяемых производственных технологий.

По инициативе уполномоченного отраслевого органа была проведена экспертная оценка объема необходимых инвестиций для реконструкции производств с учетом новых экологических требований по 12 крупным энергопроизводящим предприятиям из списка ТОП 50 и ее влияние на уровень тарифов. Методика расчета была основана на применении единого подхода расчета основных инвестиций для разных типов станций, исходя из объема выбросов сухих дымовых газов тыс.нм³/ч., прогноза уровня инфляции будущих периодов и стоимости инвестиций.

Таким образом, экспертами было оценена необходимая потребность в инвестициях на внедрение НДТ по 12 электрическим станциям не менее 3 млрд долларов США***, а общий объем наценки на текущий уровень действующих тарифов от 50–80% в десятилетнем горизонте планирования перехода предприятий на принципы НДТ.

Справочно:

**** при расчетах объема инвестиций принимались во внимание следующие аспекты:*

1) суммы инвестиций будут уточняться при разработке ПСД в каждом конкретном случае с учетом месторасположения электростанции, целевых показателей качества окружающей среды для конкретного региона/населенного пункта, а также существующего состояния предприятия и наличия технических ограничений по установке очистных систем, что может существенно увеличить размер требуемых инвестиций;

2) в расчетах предусмотрены инвестиции исключительно в экологические мероприятия, т.е. не учитываются затраты на демонтаж имеющихся газоочистных установок, реконструкцию или строительство цехов, зданий для размещения очистных сооружений, на полную модернизацию блоков и котлов, в т.ч. для перехода угольных электростанций на другой вид топлива, в частности на газ, что также значительно повлияет на увеличение инвестиций;

3) в расчетах не учтены требования по очистке образующихся отходов, либо других побочных продуктов, которые потребуют дополнительных расходов на утилизацию или переработку.

Согласно нового экологического законодательства основные методы, технологии и практики НДТ, планируемые к внедрению промышленными предприятиями в Казахстане, будут описаны в технических справочниках, предусматривающих постепенное снижение

негативного воздействия промышленных производств посредством применения экологических инноваций, включая процессы ресурсо- и энергосбережения, энергоэффективности, применения малоотходных технологий, утилизацию и переработку отходов.

Необходимо также отметить о заложенных в новой редакции Экологического кодекса РК мотивационных механизмах, стимулирующих сбалансированный переход промышленных предприятий на Принципы НДТ: освобождение от платы за эмиссии для предприятий, внедряющих на производстве НДТ и прогрессивные ставки за эмиссии (пропорционально в 2, 4 и 8 раз в течении жизненного цикла промышленных установок) для предприятий, не переходящих на Принципы НДТ по тем или иным причинам. Пока не ясно, как будут и будут ли отражен предусмотренный мотивационный механизм в системе торфообразования.

Низкоуглеродное развитие экономики. Одним из существенных международных обязательств, которое приведет к ужесточению экологических требований к эмиссиям парниковых газов является принятие Казахстаном в декабре 2020 года обязательства достичь углеродной нейтральности страны до 2060 года, тем самым обозначив горизонт функционирования угольной промышленности и промышленных технологий, основанных на сжигании ископаемого топлива, что приведет к пересмотру ранее принятых стратегических документов.

Для понимания путей достижения новой амбициозной цели Правительством РК при поддержке международных консультантов завершает в текущем году разработку Концепции низкоуглеродного экономического развития страны до 2050 года (далее – Концепция), предусматривающей достижение углеродной нейтральности путем сокращения эмиссий и декарбонизации экономики, в том числе за счет беспрецедентного сокращения угольной генерации и роста альтернативной генерации и ВИЭ.

В соответствии с проектом Концепции (долгосрочного видения низкоуглеродного экономического развития страны до 2050 г.) растущие потребности в электроэнергии национальной экономики (во всех прогнозных моделях отмечается существенный рост энергопотребления в долгосрочной перспективе) целесообразно обеспечивать за счет возобновляемых источников энергии и газовой генерации, себестоимость которых значительно выше угольной.

Так, согласно данным Национального энергетического доклада Kazenergy (2019), себестоимость добычи природного газа в Казахстане намного выше, чем угля, и потому операционные затраты и соответствующая составляющая себестоимости электроэнергии будет выше, чем у угольных ТЭС. Это приведет к дополнительному росту цены электроэнергии (сверх указанных выше надбавок на покрытие капитальных затрат и покупки углеродных единиц рис. 3.11.3).

Для углеродоемкой экономики, каким является сегодня Казахстан (4 место по углеродоемкости ВВП) это достаточно серьезный вызов, который имеет экономические последствия. В первую очередь, это снижение возможностей привлечения «длинных» и недорогих инвестиционных средств с международного рынка капитала для модернизации угольной генерации. Уже сегодня, институциональные инвесторы из-за усиления международной климатической политики рассматривают инвестиции в энергоёмкие и ресурсоёмкие проекты, как «запертые» (lock-out) активы, что приведет как минимум к их удорожанию и сокращению сроков их использования.

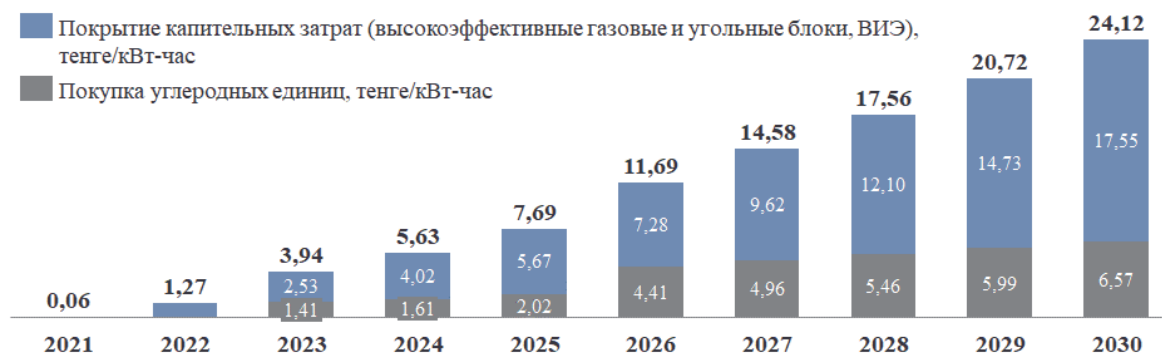


Рис. 3.11.3. Прогноз роста надбавки к цене электроэнергии в альтернативном сценарии низкоуглеродного развития страны

Источник: АО «Жасыл Даму»

Казахстан, признавая важность глобальной климатической повестки, намерен следовать глобальным трендам по кардинальному сокращению выбросов парниковых газов. Правительство Казахстана стоит перед необходимостью не только принимать стратегические документы, прямо и косвенно влияющие как на будущее промышленного развития и его энергетического обеспечения, но и серьезно пересмотреть тарифную политику с учетом принципов низкоуглеродного развития, длительности инвестиционного процесса в электроэнергетике и существенного расширения государственной тарифной и нетарифной поддержки электроэнергетической отрасли.

Литература

1. Закон Республики Казахстан от 4 ноября 2016 г. № 20-VI ЗРК «О ратификации Парижского соглашения», г. Нур-Султан, 2015 г.
2. Послание Президента Республики Казахстан – Лидера нации Нурсултана Назарбаева народу Казахстана «Стратегия «Казахстан-2050»: новый политический курс состоявшегося государства» 14 декабря 2012 г.
3. Указ Президента Республики Казахстан от 30 мая 2013 г. № 577 «О Концепции по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике», 2013.
4. Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 г. № 400-VI ЗРК. «Экологический Кодекс Республики Казахстан», г. Нур-Султан, 2021 г.
5. Постановление Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 г. №724 «Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 г.», г. Нур-Султан, 2014 г.
6. АО «Жасыл Даму» «Дорожная карта реализации обновленного ОНУВ Республики Казахстан на 2021-2025 годы», г. Нур-Султан, 2021 г., с.156
7. АО «Жасыл Даму» «Технический отчет», г. Нур-Султан, 2021 г., с.181
8. DIV ECON, K KnowlEdge, GIZ, Министерство экологии, геологии и природных ресурсов РК «Видение низкоуглеродного экономического развития Республики Казахстан: цели и пути преобразований»/Доклад о предварительных результатах моделирования, 2021 г., с.50
9. В.Сидорович, RenEn «Казахстан обязуется достичь углеродной нейтральности к 2060 году – Президент Токаев», 2020 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- В период с 5-12 апреля 2021 года была проведена конференция в он-лайн режиме Международной научной школы по тарифному регулированию в энергетике в Республике Татарстан в г.Казани;

- В ходе обсуждения были рассмотрены доклады ученых и специалистов по основным разделам программы: зарубежный опыт тарифного регулирования; Российский опыт тарифного регулирования; Практический опыт тарифного регулирования на предприятиях.

- В области зарубежного опыта заслушаны и обсуждены доклады по особенностям тарифного регулирования в США, Европе (ЕС) и КНР:

В США: в 2018 г. основными тенденциями в деятельности комиссий по коммунальным услугам (PUC/PSC) США были: снижение цен на электроэнергию ВИЭ, инвестиции в развитие электротранспорта, инвестиции в надёжность электрических сетей, инвестиции в новые бизнес модели в электроэнергетике, совершенствование учёта капитальных и операционных расходов энергетических компаний, инвестиции в беспроводную альтернативу, программы прямого доступа и тарифы на электроэнергию ВИЭ, повышение эффективности планирования распределения электроэнергии, повышение динамических характеристик электросети, выгоды и издержки развития нетто учёта электроэнергии (под нетто учётом подразумевается сальдо учёт электроэнергии, отпускаемой в сеть потребителями).

При этом были выявлены следующие тренды: оценка выгод и затрат от нетто учёта электроэнергии (Net energy metering (NEM)); нетто учёт электроэнергии в отечественном регулировании сальдо учёт электроэнергии, связанный с процессом потребления и отпуска электроэнергии потребителем в результате генерации электроэнергии на собственных объектах микрогенерации; совершенствование планирования процессов в распределённой энергетике; инвестирование в беспроводную инфраструктуру, альтернативную традиционной; инновационные бизнес модели в энергетике; снижение цен на электроэнергию от ВИЭ;

Развитие конкуренции в электроэнергетике привело к вытеснению ценообразования на основе издержек рыночным ценообразованием, предусматривающим формирование цены на электроэнергию на основе спроса и предложения.

Распространение рыночного ценообразования способствовало развитию в США 10 оптовых рынков электроэнергии: California (CAISO), Midwest (MISO), New England (ISO-NE), New York (NYISO), Northwest, PJM, Southeast, Southwest, SPP, Texas (ERCOT). Указанные рынки существенно различаются по географии (несколько соседних штатов или в пределах штата), структуре, стандартам и механизмам торговли, составу участников и другим показателям.

- В странах Европейского союза (ЕС): транспорт (transmission) и распределение (distribution) электрической энергии осуществляются, как правило, разными электросетевыми компаниями. Обычно в каждой стране ЕС существует одно предприятие магистральных высоковольтных электрических сетей, осуществляющее транспорт ЭЭ

на напряжениях 50–110 кВ и выше, называемое «TransmissionSystemOperator» (TSO). Предприятия, осуществляющие распределение ЭЭ по сетям средних и низких уровней номинального напряжения, имеют общее название «Distributionsystemoperator» (DSO) и число таких предприятий в каждой стране может быть достаточно большим.

Во всех странах ЕС структура ТПЭ определяется национальным регулятором. В большинстве случаев дифференциация связана с уровнем напряжения, а в ряде стран еще и с «группой» потребителя.

Основные параметры, учитываемые в тарифообразовании следующие:

- Уровень напряжения на границе раздела балансовой принадлежности между ЭСО и потребителем. Высокое напряжение (выше 36 кВ), Среднее напряжение (1–36 кВ), Низкое напряжение (менее 1 кВ).

- Договорная мощность. Тарифные уровни определяются договорной мощностью с учетом профиля нагрузки потребителя.

- Группа потребителя (небольшие дома, домовладения, фермы, малые промышленные потребители, средние промышленные потребители, общественные системы освещения, электрозаправки и т.д.).

- Системы учета. Уровень тарифа зависит от возможностей измерительной системы (возможность интервального учета ЭЭ, контроль пиковой мощности, измерение реактивной ЭЭ и мощности).

- Годовое потребление. Уровень тарифа зависит от неравномерности потребления в течение года.

- Географическая зона. В ряде стран географическая зона является параметром, влияющим на уровень тарифа.

Группа потребителей – частные домовладения: Для группы частных домовладений 17 стран применяют постоянную плату (ставку на содержание), меньшее число стран (10) применяет плату за мощность. Постоянная плата зависит от различных параметров, описываемых ниже. Так в Австрии домовладелец платит фиксированную (ежегодно устанавливаемую) сумму от 13,8 до 23,52 €/год и эта плата зависит от зоны (района). В Дании и Италии все домовладельцы платят одинаковую ставку. В Чехии установлена фиксированная ставка в зависимости от максимальной мощности, определяемой вводным автоматом. В Люксембурге домовладельцы с умными счетчиками платят только 2€ в месяц в качестве фиксированной платы.

- **В Китае:** прежде всего необходимо отметить, что главной отличительной особенностью китайской экономики является быстрый и устойчивый экономический рост, который наблюдается на всем протяжении рыночных реформ (более быстрый, чем в любой другой постсоциалистической стране с переходной экономикой).

Другим важным направлением реформы цен на первом этапе стало постепенное их урегулирование в отношении основных видов сырья, материалов и энергии. Переход к экономическим методам хозяйствования требовал коренной перестройки системы.

Первым шагом преобразований было повышение цен на электроэнергию, уголь, чугуны, кокс, стальной прокат и цемент, которое началось в 1979 г. В результате постепенного многократного пересмотра уровней цен к 1987 г. они возросли по сравнению с 1978 г. на продукцию горнодобывающей промышленности на 77%, на сырьевые материалы – на 55% при росте цен на продукцию обрабатывающей промышленности на 21%.

Китайские экономисты охарактеризовали содержание первого этапа реформы экономической системы как ломку старой системы хозяйствования и становление нового механизма функционирования экономики. В складывающейся системе цен единая плановая цена уступила свое монопольное положение. Более того, проявилась устойчивая тенденция к постепенному сокращению круга товаров, на которые устанавливались цены данной категории в соответствии с уменьшением сферы охвата директивного планирования.

Среди определяющих направлений новой государственной политики КНР в сфере энергетики весьма значимую роль будет играть дальнейшее совершенствование ценообразования на газ как в аспекте внутреннего ценообразования, так и ценовой конкуренции между экспортёрами газа в страну. До сих пор механизм ценообразования на газ на китайском рынке далек от совершенства.

Непрозрачность, а вместе с тем и непредсказуемость порядка определения этих цен усложняют принятие инвестиционных решений и производителями, и, во многих случаях, — промышленными потребителями отечественного и импортного газа.

Делается вывод, что вопросы ценообразования на китайском рынке газа являются одними из самых злободневных для отрасли, а действующий механизм ценообразования нуждается в реформировании в направлении увеличения роли рыночных сил.

Большое значение для процесса совершенствования ценообразования будет иметь способность государства переосмыслить его роль в регулировании ценовой политики в топливно-энергетическом комплексе страны и преодолеть вызовы сложившейся системы ценообразования на газ.

Вместе с тем представители с американской и китайской стороны были заинтересованы тарифной политикой в России и странах постсоветского пространства:

- **Особенности тарифного регулирования в электроэнергетике России:**

- Тарифное регулирование в сфере электроэнергетики осуществляет Управление регулирования электроэнергетики ФАС России. Управление осуществляет контроль за обоснованностью установления, изменения и применения тарифов. Проводит мониторинг, сбор и анализ информации об утвержденных тарифах в этой сфере. Принимает меры по устранению нарушений и приведения тарифных решений в соответствии с законодательством.

- Федеральная антимонопольная служба принимает тарифные решения в отношении оптового рынка электроэнергии (мощности), инфраструктурных организаций, а также утверждает предельные уровни тарифов на услуги по передаче электроэнергии, предельные тарифы на электроэнергию для населения.

- К компетенции региональных органов тарифного регулирования отнесены формирование фиксированных цен на электроэнергию для населения с установленной законом дифференциацией, утверждение единых тарифов на услуги по передаче электроэнергии, сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков, формирование плановой необходимой валовой выручки организаций и гарантирующих поставщиков, а также ряд иных решений. Из всех регулируемых отраслей в электроэнергетике наиболее высокая степень либерализации рынков, наиболее детализированная нормативная база и наиболее сложная система цен.

– Электроэнергетика, в отличие от ряда других инфраструктурных отраслей, имеет достаточно большое количество показателей, наблюдаемых на постоянной основе. Министерством энергетики и АО «СО ЕЭС» на регулярной основе публикуется информация об изменении спроса и предложения, о загрузке мощностей, вводах и выводах оборудования, об использовании топлива и динамике потерь в сетях.

– Информация о фактически складывающихся ценах на электроэнергию в среднем по России сегодня формируется Росстатом и ассоциацией «НП Совет рынка». Росстат делает акцент на ценах на электроэнергию для населения, а также формирует статистику по ценам на приобретенные организациями отдельные виды товаров, включая электроэнергию. Ассоциация «НП Совет рынка» в рамках информационной базы «АИС РЭМ» отражает фактические среднееотпускные цены электроэнергии для конечных потребителей розничных рынков, а также отдельные составляющие конечных цен. Цена на электроэнергию для населения в России за последние 10 лет выросла в темпах, близких к инфляции. При этом рост цен для населения оказался ниже роста средней цены для всех потребителей.

- **Регулирование тарифов на электроэнергию для населения**

Тарифы для населения и приравненных к нему потребителей подлежат 100% государственному регулированию и устанавливаются в рамках предельных уровней тарифов, устанавливаемых ФАС в соответствии с ежегодно утверждаемыми параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

При этом в целях сдерживания роста тарифов для населения формируется их перекрестное субсидирование за счет тарифов территориальных сетевых организаций для прочих потребителей, а также за счет установления пониженных цен для генерирующих компаний по регулируемым договорам. -В рамках действующего законодательства декларируется необходимость снижения объемов перекрестного субсидирования. В этих целях тарифы для населения в последние годы индексируются с опережением официальной инфляции.

- **Регулирование тарифов на оптовом рынке электроэнергии (мощности)**

Правовые основы функционирования оптового рынка устанавливаются Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности (постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 №1172) и иными нормативными правовыми актами, предусмотренными правилами оптового рынка.

Оптовый рынок электроэнергии и мощности функционирует на территории регионов, объединенных в **ценовые** и **неценовые** зоны.

В **ценовых зонах** оптового рынка купля - продажа электрической энергии и мощности осуществляется по свободным (нерегулируемым) ценам. Выделяют две ценовые зоны. Это обусловлено особенностями планирования и ведения режима из-за различий состава генерирующего оборудования и существующими сетевыми ограничениями на переток активной мощности из одной ценовой зоны в другую. Первая ценовая зона включает территории Европейской части России и Урала (Центрального, Северо-Западного (за исключением территорий, относящихся к неценовым зонам), Южного, Северо-Кавказского, Приволжского и Уральского федеральных округов), вторая – территорию Сибири (Сибирского федерального округа).

Неценовые зоны (Архангельская область, Калининградская область Республика Коми, регионы Дальнего Востока) – это территории, где по технологическим причинам организация рыночных отношений пока невозможна, и реализация электроэнергии и мощности осуществляется по особым правилам. С 1 января 2019 года Западный и Центральный районы электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) были включены в состав территорий, которые объединены в неценовую зону Дальнего Востока.

Торговля электрической энергией и мощностью на оптовом рынке осуществляется генерирующими, сбытовыми, сетевыми (в части приобретения электроэнергии для покрытия потерь при передаче) компаниями, крупными потребителями-участниками оптового рынка. Крупнейшими генерирующими компаниями являются: ПАО «Русгидро (федеральная гидрогенерирующая компания), АО «Концерн Росэнергоатом» (оператор атомных электростанций), ПАО «Интер РАО ЕЭС» – (энергетический холдинг, а также единственный оператор экспорта-импорта электроэнергии), ООО «Газпром энергохолдинг», АО «ЕвроСибЭнерго» и др. Субъекты оптового рынка могут выступать в роли как продавцов, так и покупателей электроэнергии и мощности.

Электрическая энергия в пределах ценовых зон оптового рынка электроэнергии и мощности может продаваться по регулируемым ценам в рамках регулируемых договоров, и по конкурентным нерегулируемым ценам (на рынке на сутки вперед, на балансирующем рынке, в рамках свободных договоров).

С 2011 года регулируемые договоры (РД) заключаются только в отношении объемов электроэнергии и мощности, предназначенных для поставок населению, приравненным к населению группам потребителей, а также покупателям, функционирующим на территориях, для которых установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности (республики Северного Кавказа, республики Тыва, Карелия и Бурятия). Тарифы на поставку электрической энергии и мощности по регулируемым договорам рассчитываются по формулам индексации цен, определяемым ФАС России. Объемы поставки электроэнергии и мощности по РД устанавливаются в рамках формируемого ФАС России сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии. Поставки по РД не должны превышать 35% от полного объема поставки электрической энергии (мощности) на оптовый рынок, определенного в балансовом решении для соответствующего производителя.

В настоящее время сохраняется значительная дифференциация в уровнях тарифов между регионами, расположенными не только в различных федеральных округах, но и в географически близких регионах со сходными экономическими условиями.

- **В области практического опыта заслушаны и обсуждены доклады по особенностям тарифного регулирования в Казахстане, Кыргызстане, Таджикистане, Узбекистане, Туркмении, Грузии, Армении, Азербайджане, Молдове, Беларусь и на Украине.**

- **В Казахстане:** Действующий порядок утверждения обычных (эксплуатационных) тарифов следующий: тарифы на транспорт электроэнергии, все тарифы на тепло-водо-газоснабжение утверждаются Агентством по регулированию естественных монополий (АРЕМ) в форме тарифной сметы; базовым документом служат «Правила об особом порядке формирования затрат, применяемых при утверждении тарифов на регулируемые услуги СЕМ».

Особый порядок формирования затрат , включает следующие положения:

- 1) регулирование затрат, включаемых в тариф (цену, ставку сбора);
- 2) ограничение статей расходов субъекта естественной монополии в пределах технических и технологических норм расхода сырья, материалов, топлива, энергии, а также нормативных технических потерь;
- 3) установление перечня расходов, не учитываемых при формировании тарифа;
- 4) ограничение прибыли, включаемой в тариф (цену, ставку сбора);
- 5) согласование применяемых методов начисления износа основных средств;
- 6) согласование переоценки основных средств и направлений использования средств амортизационных отчислений, предусматриваемых тарифной сметой субъекта естественной монополии.

В зависимости от значимости, тарифы утверждаются (согласовываются) центральными аппаратами АРЕМ или местными Департаментами. Заявку на повышение тарифов разрешается подавать не чаще одного раза в год.

Тариф определяется, как частное от деления всех включенных в тарифную смету затрат на полезный отпуск продукции.

Тарифная смета составляется и утверждается на будущий период – год, или несколько (три года для «средне- срочных» и семь лет для «предельных» тарифов) лет вперед. Соответственно, закладываемые в тарифную смету статьи затрат, объемы выработки и потерь продукции имеют предположительный характер.

3) Рекомендации:

Повышение прозрачности, обоснованности и справедливости тарифов создание интегрированного конкурентного оптово-розничного рынка электроэнергии. введение так называемого двухставочного тарифа, включающего в себя плату за мощность и плату за фактическое потребление электрической энергии. Это соответствует существующей модели оптового рынка электроэнергии. Плата за мощность покрывает условно-постоянные и инвестиционные затраты в сетевом комплексе, включая льготное технологическое присоединение, плата за потребление – переменные затраты.

В Кыргызстане: на сегодня тарифы на электрическую энергию социально направленные и являются самыми низкими в странах СНГ и не покрывают затраты энергокомпаний, которые несут значительные убытки.. В Кыргызской Республике уполномоченный государственный орган по регулированию ТЭК рассматривает и устанавливает тарифы на электрическую энергию в соответствии с Методикой определения себестоимости и формирования тарифов на электрическую энергию (далее - Методика), утвержденной приказом от 24 ноября 2016 г. № 4.

Необходимо отметить, что до утверждения вышеуказанной Методики уполномоченный государственный орган по регулированию ТЭК устанавливал и рассматривал тарифы в соответствии с Положением о порядке определения цен (тарифов) на товары (работы, услуги) субъектов естественных и разрешенных монополий, утвержденного постановлением Правительства Кыргызской Республики.

Методика распространяется на электроэнергетические предприятия, вырабатывающие, передающие и распределяющие электрическую энергию объемом более 100 млн. кВтч, регулирование тарифов (цен) на продукцию (работы, услуги) которых осуществляется по решению Правительства Кыргызской Республики.

Основные принципы государственного регулирования тарифов заключаются в следующем: [4]

- экономическое обоснование издержек и прибыли предприятий электроэнергетики при расчете и установлении тарифов;
- установление тарифов на уровне, обеспечивающем баланс интересов производителей и потребителей энергии;
- обязательность поставок электроэнергии всем потребителям по установленным тарифам;
- открытость, доступность материалов регулирующих органов, утверждающих тарифы;
- способствование проведению энергосберегающих мероприятий потребителями электроэнергии;

Исходя из вышеизложенного, можно отметить, что ценовая и тарифная система является одним из ключевых инструментов регулирования рыночных отношений.

Из вышеуказанной Методики ясно, что уполномоченный государственный орган по регулированию ТЭК на основе представленных электроэнергетическими компаниями затрат формирует и устанавливает тариф. Достоверность этих затрат подтверждается только самими же компаниями. Других источников информации, способных раскрыть подлинное положение дел, нет. В республике не существует прописанных в антимонопольном законодательстве институтов и процедур, которые бы могли обеспечить регулятора реальным знанием об эксплуатационной и инвестиционной деятельности субъектов естественной монополии.

Более того, регулятор не имеет фактической возможности контролировать деятельность каждого монополиста. Дело в том, что поставщиков коммунальных услуг в Кыргызской Республике много по сравнению с небольшой штатной численностью персонала регулятора, не говоря уже о естественных ограничениях профессиональной компетенции.

В связи с чем между регулятором и монополистами необходимо включить независимые общественные и профессиональные институты, которые смогут проводить мониторинг эксплуатационной и инвестиционной деятельности предприятий, чтобы отслеживать основные затраты (ремонт, капитальные вложения) в режиме реального времени и институт потребителей, которая на основе государственного заказа будет отслеживать возможности и потребности потребителей и предоставлять полученную информацию. А также, пул профессиональных экспертов, имеющих заказ на технико-экономический аудит эксплуатационной и инвестиционной деятельности монополистов. Тогда публичные слушания можно сделать ключевой частью тарифного процесса и проводить их на состязательной основе

• **В Азербайджане:** Тариф на электроэнергию в Азербайджане носит социальный характер, тариф для населения меньше, чем для промышленности (не население).

Ниже представлены основные положения разработанной методики определения тарифа на электроэнергию, где тарифы отдельно определяются для каждого оператора – операторы системы генерации, операторы передающей системы, операторы распределительной системы.

В разработанной методике тарифы на услуги по электроснабжению определяются для каждой категории абонентов- абоненты системы генерации, абоненты передающей сети и абоненты распределительной системы.

Как видно из таблицы, тариф на электроэнергию в Азербайджане носит социальный характер, тариф для населения меньше, чем для промышленности (не население).

Ниже представлены основные положения разработанной методики определения тарифа на электроэнергию, где тарифы отдельно определяются для каждого оператора - операторы системы генерации, операторы передающей системы, операторы распределительной системы.

В разработанной методике тарифы на услуги по электроснабжению определяются для каждой категории абонентов- абоненты системы генерации, абоненты передающей сети и абоненты распределительной системы.

Последняя корректировка тарифов была проведена 13 мая 2016 г. За прошедший период количество абонентов увеличилось более чем на 200 тысяч. Зона охвата водоснабжения, обеспечиваемого ОАО «Азерсу», увеличилась с 50 проц до 70 проц, а бесперебойное водоснабжение – с 65,6 проц до 70,5 проц. В 2016–2020 гг. среднемесячная заработная плата увеличилась на 41 проц, пенсии – на 69 проц. В настоящее время среднемесячная заработная плата составляет 703,5 маната. Отметим, что в 2016 году, когда было произведено предыдущее изменение тарифов, среднемесячная заработная плата составляла 500 манатов..Даже после регулирования тарифы ниже, чем в некоторых странах СНГ. Так, комбинированный тариф на услуги водоснабжения и сброс сточных вод для населения составляет 1,70 маната/кубометра в Москве (Россия), 1,42 маната/кубометра – в Киеве (Украина), 1,17 маната/кубометра – в Минске (Беларусь), 0,64-1,28 маната/кубометра – в Анкаре (Турция). **Предполагается , что тарифы с 2022 г. в Азербайджане могут меняться в зависимости от времени суток.**

• **В Армении:** Ключевой функцией Комиссии по регулированию общественных услуг Армении является установление тарифов и оплат за услуги. Порядок установления и пересмотра тарифов, формы и перечень представляемых необходимых документов устанавливается Комиссией. Установленный тариф может выражать как числовую величину, так и расчетную формулу, которая зависит от определенных величин. Установленный тариф может быть пересмотрен как по инициативе лицензиатом так и самой Комиссии.

Основными принципами формирования регулируемых тарифов, на которые опирается КРОУ, являются:

- обеспечение возмещения обоснованных затрат на эксплуатацию и содержание, износа средств и амортизации нематериальных активов;
- обеспечение возможности получения разумной прибыли;
- включение затрат по обслуживанию обоснованных кредитов;
- дифференциация тарифов по объемам потребления, заявленной мощности, сезонам года, по часам в течение суток, условиям подключения видам услуг;
- включение необходимых и обоснованных страховых расходов;

- включение обоснованных затрат, необходимых для соблюдения природоохранных норм;
- включение затрат по консервации и содержанию энергоустановок, предусмотренных в утвержденной правительством программе развития энергетики;
- включение обоснованных технических и коммерческих потерь;
- включение обоснованных и необходимых прочих затрат, предусмотренных законодательством и пр.

В электроэнергетической отрасли КРОУ разработан ряд методик по расчетам тарифов. Среди них можно выделить методику расчета тарифов на электроэнергию, поставляемую производителями электроэнергии, методологию расчета тарифной маржи, методику расчета тарифов на предоставление электроэнергетической системе услуг передачи электроэнергии и услуг, оказываемых лицензированными лицами электроэнергетическому рынку; методику расчета тарифов на электрическую и тепловую энергию при комбинированном производстве на основе полезной потребности тепла; методику расчета тарифов на электроэнергию, поставляемую компаниями, производящими электроэнергию с использованием возобновляемых энергоресурсов и пр.

С 1 мая 2001 г. в Армении для всех крупных производителей электроэнергии была введена система *двуставочных* тарифов (вместо ранее действующих *одноставочных* тарифов) с разделением ставки за мощность и за энергию. Цель внедрения двуставочных тарифов заключалась в обеспечении возмещения постоянных затрат независимо от количества производимой электроэнергии. Другой целью внедрения двуставочных тарифов было смягчение влияния разницы между фактическим и расчетным количеством производимой электроэнергии на прибыль, получаемую компанией.

В 2004 г. КРОУ приняла решение перейти от *расчетных* к *предельным* тарифам, что позволило привлечь многих инвесторов, особенно в сфере малой гидроэнергетики. Вместе с тем внедрение предельных тарифов имело и ряд недостатков, среди которых можно выделить возможность получения более высоких фактических тарифов по сравнению с расчетными, невозможность влияния экономических методов на оптимальное использование потенциальных мощностей, сокращение реальных объемов инвестиций и пр. Учитывая указанные проблемы, в 2007 г. КРОУ разработала новую методику расчета электроэнергии для станций, производящих электроэнергию на основе возобновляемых источников энергии. **Таким образом, тарифы начали рассчитываться по формуле, учитывающей темпы инфляции, индекс потребительских цен, курс доллара и другие факторы.**

• **В Грузии:** в последнее время, в рамках общей экономической политики Правительства, в политике в сфере ценообразования и налогообложения в энергетике произошли изменения. Основное внимание уделяется отмене регулирования, упрощению налогового кодекса и включению в ценообразование всех издержек с целью устранения любых субсидий. В плане тарифов концепцией является переход к «реальным тарифам» для отражения всех затрат. Методики установления тарифов не пересматривались с 2001 г., и в настоящее время НКРЭГ рассматривает новые подходы к тарифам на сетевые услуги и их тарификации. Никакого перекрестного субсидирования тарифов не до-

пускается, и в сейчас действует принцип полной окупаемости. При установлении тарифов НКРЭГ обязана учитывать экологические проблемы. НКРЭГ рекомендует владельцам лицензий принимать во внимание проблемы окружающей среды при осуществлении инвестиций. Расчет тарифа направлен на максимальное увеличение сбора платежей. В данный момент важной задачей является предоставление энергетическим компаниям рекомендаций и консультаций по эффективному сбору платежей.

Целью тарифа на электроэнергию является повышение эффективности производства, передачи, диспетчеризации, распределения и потребления; привлечение иностранных инвестиций в целях модернизации и развития; и обеспечение конкуренции на рынке электроэнергии Грузии.

Расчет розничных тарифов на электроэнергию производится

1. На основе решения НКРЭГ, тариф на электроэнергию является либо одноставочным, либо двухставочным. Розничный тариф может дифференцироваться по уровню **напряжения**.

2. Для расчета одноставочного розничного тарифа суммируются стоимость электроэнергии, приобретаемой распределительной компанией, тариф на установленную мощность и тариф на распределение. Тариф корректируется с учетом допустимых потерь. Тариф рассчитывается за кВт/час фактически потребленной энергии.

3. Для расчета двухставочного тарифа плата за электроэнергию корректируется с учетом допустимых потерь. Аналогично плате за электроэнергию, плата за установленную мощность корректируется с учетом допустимых средних потерь. Часть розничного тарифа, связанная с мощностью, равна плате за установленную мощность, скорректированную с учетом допустимых средних потерь, плюс тариф на распределение. Полученный в результате розничный тариф представляет собой двухставочный тариф, состоящий из тарифа на установленную мощность и платы за электроэнергию.

4. Расчет отдельных тарифов для потребителей электроэнергии на низком и среднем напряжении зависит от имеющихся данных. В случае наличия данных о затратах, тариф на распределение может рассчитываться отдельно для потребителей электроэнергии на низком и среднем напряжении. При наличии данных о потерях тарифы могут корректироваться по каждому уровню напряжения. Потребители электроэнергии на среднем напряжении должны платить меньше по сравнению с потребителями электроэнергии на низком напряжении, для отражения меньшей стоимости оказываемых им услуг по распределению.

• **В Молдове:** тарифы на производство, транспортировку и распределение электрической энергии утверждаются НАРЭ, устанавливаются как предельные и не могут быть выше тарифов для конечных потребителей и для заключения двусторонних договоров; тарифы публикуются в Официальном мониторе Республики Молдова; на оптовом рынке цена передачи электроэнергии отделена от цены поставки и производства электроэнергии.

Цены на электрическую энергию определяются в соответствии с «Методикой расчета и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию», утвержденной Постановлением Административного совета НАРЭ.

Основные функции регулирующего органа – разработка и утверждение Правил рынка электроэнергетики, разработка методики расчета и утверждение тарифов, действующих на рынке, лицензирование участников рынка, установление между ними правовых отношений на основе договоров, поощрение конкуренции и инвестиций, в том числе иностранных, в электроэнергетику Республики и защита прав потребителей.

• **В Беларуси:** электрическая и тепловая энергия реализуются потребителям по тарифам, представляющим собой разновидность цен преимущественно за оказываемые услуги с применением определенной системы ставок для расчетов с потребителями за электрическую энергию используется два вида тарифов – одноставочные и двухставочные; тарифы отличаются от цен на вещественную продукцию относительно большей устойчивостью, более сложным дифференцированием ставок и в большей степени подвержены государственному регулированию; тарифы представляют собой денежное выражение стоимости продукции и отражают сумму всех затрат предприятия на производство и продажу продукции, обеспечивая прибыль. Тарифы устанавливаются не только на энергию, но и на воду и газ. По одноставочным тарифам обычно производится расчет с бытовыми потребителями, электрифицированным транспортом, государственными учреждениями, сельскохозяйственными потребителями и маломощными промышленными предприятиями (с присоединенной мощностью до 750 кВт). Одноставочные тарифы дифференцируются по категориям потребителей. Достоинством одноставочных тарифов является простота расчетов, понятность для абонентов, минимум измерительных приборов учета – счетчиков потребления энергии. К недостаткам одноставочных тарифов можно отнести тот факт, что они не создают экономической заинтересованности потребителей в снижении потребления электроэнергии у себя в часы максимальной загрузки всей энергетической системы республики.

Система ценообразования на электрическую энергию в Беларуси и необходимость ее совершенствования. Отсутствие четкой концепции развития организационной структуры электроэнергетики Беларуси во многом повлияло на сохранение в стране системы ценообразования на энергоносители, принципиально не изменившейся со времен плановой экономики советского периода. В Республике Беларусь применяются в основном два вида тарифов на электрическую энергию: одноставочный и двухставочный (для промышленных потребителей с присоединенной мощностью 750 кВА и выше). Дифференцированные по времени суток и уровням номинального напряжения тарифы на электроэнергию не внедрены в связи с отсутствием экономической заинтересованности у энергоснабжающих организаций и конечных потребителей. Тарифы на электрическую энергию для бытовых потребителей регулируются Советом Министров Республики Беларусь, для остальных категорий — Министерством экономики Республики Беларусь и устанавливаются едиными по стране (аналогично и в теплоэнергетики, за исключением того, что тарифы на нее дифференцируются в региональном разрезе).

• **В Таджикистане:** Тарифная политика в электроэнергетике представляет собой совокупность регулирующих мероприятий государства в области производства, передачи и распределения энергии. Эти мероприятия направлены на формирование тарифов

на электрическую и тепловую энергию, обеспечивающих баланс экономических интересов поставщиков и потребителей энергии.

В соответствии с постановлением Правительства страны от 22 июня 2019 г. №329 Антимонопольная служба при Правительстве и компанией «Барки Точик» разработаны Прейскурант №09-01-2019 «Тарифы на электрическую и тепловую на электрическую и тепловую энергию», который действует по настоящее время [3]. Прейскурант определяет тарифы на электрическую и тепловую энергию, таблица 71.

Для промышленных и непромышленных потребителей -4,87 цента, для потребителей бюджетной сферы, коммунальной отрасли и спортивных комплексов и транспорта -2,0 ; для насосов -2,0, для использования электроэнергии в электрокотлах и электроустановках –для бюджетной сферы-3,57, для не бюджетных – 12,07; «Гаджикский металлургический комбинат» - 0,86-4,87: Для насосов подачи питьевой воды -0.95, для учреждений и органов управления, финансируемых за счет бюджетных средств –8,72, Для прочих -10,03 цента за 1 кВт·ч потребленной электроэнергии.

Потребители электрической энергии разделены на четыре группы. Это промышленные, непромышленные, сельскохозяйственные и приравненные к ним потребители - группа I; потребители бюджетной сферы, предприятия коммунального хозяйства и электрифицированный транспорт - группа II; водопроводные насосы, насосные станции и другие объекты ирригационных систем - группа III; населенные пункты и др. – группа IV.

Тарифы на электроэнергию пересматриваются с периодичностью раз в два года, хотя последний год был исключением из-за развития пандемии. Функции регулятора выполняет Антимонопольная служба при Правительстве страны, осуществляющая надзор за тарифами. В электроэнергетической системе имеется перекрестное субсидирование, низкие тарифы для населения частично покрываются высокими тарифами для промышленных предприятий.

• **В Узбекистане:** текущая политика в сфере энергетического ценообразования характеризуется сохранением системы регламентированного регулирования тарифов на электроэнергию практически на всех этапах планирования текущей и перспективной деятельности АО «Узбекэнерго».

Одним из основных принципов установления их предельного уровня выступает учет суммы необходимых расходов (издержек) для ее производства. Реализуя политику сбалансированного учета интересов государства, производителей и потребителей электроэнергии, регулирующие органы, как и во многих зарубежных странах, применяют также метод ограничения прибыли в структуре тарифа. Уровень тарифов, сложившийся в последние годы, не позволяет обеспечивать нормальный инвестиционный процесс.

В результате действующей практики установления тарифов крупнейшие предприятия отрасли функционируют в режиме нехватки финансовых средств, необходимых для покрытия эксплуатационных издержек. Как правило, утверждаемый тариф 19 по каждому предприятию, не менее чем на 15–20% ниже заявленного со стороны производителей уровня и практически не покрывает в полном объеме себестоимость выработки электроэнергии. По оценкам, только в 2017 г. крупнейшими предприятиями отрасли, формирующими более 60% всей установленной мощности страны, было недо-

получено финансовых средств, для покрытия производственных затрат, в объеме около 400–450 млрд сум.

Внутренний тариф на электроэнергию в 2017 г. не превышал 20% от уровня, сложившегося в среднем по европейским странам. Аналогичная тенденция отклонения фиксировалась и в сопоставлении цен, сложившихся в среднем по странам СНГ. Это соотношение в последние годы снизилось до 55%.

Оценка неявных потерь, основанная на расчете ценовых различий на электроэнергию, поставляемую на внутренний и внешний конкурентный рынок, показала, что временные экономические потери или недополученная прибыль энергетического сектора, только за счет поддержания более низкого внутреннего тарифа, составляла от 1,5 млрд долл. США в 2015 г. до 2,3 млрд долл. США в 2017 г.

В условиях снижения рентабельности производства электроэнергии, в том числе за счет затрат на топливо, отмечалось снижение инвестиционной привлекательности отрасли. Тенденция роста инвестиционного дефицита, обусловленная сдерживанием цен и предоставления отсрочки по платежам для крупных потребителей электроэнергии, привела к замедлению темпов модернизации отрасли и невыполнению ключевых задач по реформированию отрасли.

В результате этого:

– сохраняется высокий износ основного капитала – более 70%, возрастают потери и собственные технологические нужды – до 20%, что превышает среднемировые значения; показатели расширения мощности и доли реконструированных действующих мощностей ниже значений на фоне ведущих стран СНГ, по оценкам лишь 15–17% общей мощности теплоэлектростанций можно отнести в категорию энергоэффективных, основная часть нуждается в скорейшей модернизации;

– возрастает доля неудовлетворенного спроса, которая уже сегодня составляет 10–15% с прогнозируемой тенденцией дальнейшего увеличения; отсутствует четкая система автоматизированного учета и контроля за произведенной и реализованной электроэнергией, сложившаяся ситуация не позволяет обеспечить не-прерывность потока наличности за потребленную электроэнергию и своевременно консолидировать информацию для современной системы управленческой информации.

Очевидно, что проблемы отставания технологического развития, отмеченные выше, тесно связаны с незавершенностью рыночных реформ в самом энергетическом секторе. Однако, необходимо отметить, что возможности поддержания сдержанной политики в части перехода на рыночные принципы тарифообразования, предоставленные энергетическим сектором, не обеспечивали достаточных стимулов для повышения эффективности деятельности ведущих отраслей экономики, их перехода на ресурсосберегающую модель развития.

На Украине соблюдаются следующие принципы ценовой и тарифной политики:

- Государственное регулирование тарифов для монопольных образований
- Свободное ценообразование в конкурентных секторах

- Возмещение экономически обоснованных затрат субъектов предпринимательской деятельности на осуществление лицензированных видов деятельности
- Контроль за обоснованностью затрат природных монополий
- Защита прав потребителей и открытость процедуры рассмотрения и утверждения тарифов

В соответствии со ст. 17 Закона «Об электроэнергетике» предусмотрено:

- Формирование оптовых цен на электрическую энергию должно осуществляться в соответствии с условиями Договора членов Оптового рынка электрической энергии
- Розничные тарифы на электроэнергию формируются энергоснабжающими компаниями в соответствии с Условиями и Правилами осуществления предпринимательской деятельности по поставке электроэнергии
- Тарифы на передачу и поставку электрической энергии локальными электросетями регулируются Национальной комиссией регулирования электроэнергетики.
- Процедура установления или пересмотра тарифов для лицензиатов по передаче электрической энергии локальными электросетями и по поставке электроэнергии по регулируемому тарифу
- Временная методика расчёта розничного тарифа, тарифа на передачу и поставку электроэнергии
- Порядок определения розничных тарифов на электрическую энергию, тарифов на передачу электроэнергии локальными электросетями и тарифов на поставку электроэнергии для лицензиатов по поставке электрической энергии по регулируемому тарифу, которые обеспечивают полную оплату электроэнергии, закупленной на оптовом рынке электроэнергии Украины
- Механизм определения фонда оплаты труда для лицензиатов по передаче электрической энергии локальными электросетями и по поставке электроэнергии по регулируемому тарифу
- Порядок приобретения товаров, работ и услуг лицензиатами, на соответствующую деятельность которых НКРЭ устанавливает тарифы

В Туркменистане: на сегодняшний день установлены ниже следующие размеры стоимости электроэнергии с учетом и без учёта налога на добавленную стоимость: (*курс доллара. 1\$=3,5 маната*) для граждан Туркменистана, не занимающиеся предпринимательской деятельностью (с учетом НДС) – 2,5 маната; для финансируемых из бюджета и приравненных к ним юридических лиц (без учета НДС) – 3,31 маната; для относящихся к государственной собственности хозрасчётных юридических лиц – 6,28 маната; для иностранных граждан, имеющих выданный в соответствии с законодательством Туркменистана документ – 2,17 маната, для образованных в соответствии с законодательством зарубежных государств юридических лиц – 3,58 маната; для аккредитованных в Туркменистане дипломатических представительств, консульских учреждений зарубежных государств и др. международных организаций – 3,31 маната.

Передача электроэнергии всем потребителям (не относящимся к жилому сектору) осуществляется электросетевой компанией в соответствии с договором. В случае возникновения дефицита мощности электроснабжающая организация определяет количество ограниченного потребления электрической энергии в часы максимальной

нагрузки. В Туркменистане оплата за потреблённую электрическую энергию производится по действующему одноставочному тарифу, а цены устанавливаются по первому и второму разряду.

Плата за *100 кВт·час* установлена за отпущенную потребителю активную электрическую энергию, учтенную расчетным счетчиком на стороне первичного напряжения головного абонентского трансформатора.

Таким образом в данной монографии впервые собран к публикации обширный материал по актуальной тарифной политике различных стран, обмен опытом и тиражирование наилучшей практики позволит сокращению затрат и снижению себестоимости электроэнергии в странах и соответственно предупредить угрозы ее роста и получения прибыли энергетическими компаниями.

Итоги мероприятия:

Состоялся круглый стол «Актуальные вопросы тарифного регулирования» с участием руководства Государственного Комитета Республики Татарстан по тарифам, на котором слушатели смогли задать вопросы, обсудить возможные направления совершенствования тарифной политики.

Свое видение путей развития системы тарифного регулирования представили спикеры, играющие экспертную роль при формировании тарифов в регионах России и СНГ.

В рамках данного круглого стола представители госорганов СНГ и спикеры Школы обсудили результаты пятидневного научного марафона. Также были рассмотрены планы дальнейшей работы Международной школы тарифного регулирования.

Для повышения эффективности электроэнергетики, как базовой отрасли национальной экономики для многих стран, в международной практике были предприняты многочисленные усилия по исследованию и реализации различных стратегий ее реформирования. Большая часть исследований были посвящены проблеме внедрения в электроэнергетическую отрасль принципов рыночной экономики, посредством следующих инструментов:

- передачи предприятий электроэнергетики в частную собственность;
- изменения организационной структуры отрасли;
- полной или частичной ликвидации государственного регулирования в отрасли.

При этом, наиболее широкое распространение в отрасли получили стратегии повышения эффективности электроэнергетики путем организации рынков электроэнергии. Анализ показывает, что во многих странах реструктуризация электроэнергетики не достигла желаемых целей. Более того, во многих из них реструктуризация электроэнергетики дала отрицательные результаты [9-12, 14 с. 41-50].

Международный опыт показывает, что выбор эффективной модели рынка электроэнергии для данной страны представляет собой достаточно сложный процесс. Этот процесс должен принимать во внимание многочисленные специфичные для каждой страны факторы, в их числе:

- цели реструктуризации, в том числе: снижение затрат на выработку электроэнергии и понижение тарифов, рост энергоэффективности в электроэнергетике, проведение приватизации, улучшение качества услуг электроснабжения путем организации конкуренции и привлечения инвестиций в отрасль;

- уровень автоматизации процесса учета производства и потребления электроэнергии в системе;
- финансовое положение конечных потребителей энергии, их платежеспособность;
- существующую платежную дисциплину на рынке;
- исторически сложившуюся структуру генерирующих установок в национальные экономики;
- существующий состояние диспетчерского управления в электроэнергетике, уровень его централизации;
- государственная политика в отношении тарифов на электроэнергию для разных групп потребителей и уровень их регулирования;
- финансовое состояние энергетических предприятий отрасли;
- основные источники финансирования инвестиций в электроэнергетику и т.д.

В международной практике организации электроэнергетического рынка существует различные модели его организации [20-26]. Среди них условно можно отметить следующие:

- вертикально интегрированный рынок;
- пул или рынок единого покупателя;
- либерализованная система оптовой торговли электроэнергией;
- либерализованная система оптовой и розничной торговли электроэнергией;
- модель двусторонних договоров и балансирующего рынка.

Предложения, рассмотренные по итогам круглого стола:

Вынесено на обсуждение продолжение работы Международной научной школы тарифного регулирования в формате сетевой школы при профильных университетах. Решено и далее развивать это направление на базе университетов-участников в партнерстве с Казанским государственным энергетическим университетом. Рассмотрен очень важный вопрос синхронизации энергетического рынка и возможной универсальной политики ценообразования в тарифах в рамках ЕАЭС.

Сведения об авторах

Введение

Валеева Юлия Сергеевна, к.э.н., доцент кафедры «Экономики и организации производства», директор Центра публикационной активности, ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет».

Ахророва Альфия Дадахановна – д.э.н., профессор, заведующая НИЦ «Энергетика» НИИ «Политехник» Таджикского технического университета имени академика М.С. Осими

Глава 1. СОВРЕМЕННЫЕ ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОТНОШЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ СТРАН ПОСТСОВЕТСКОГО ПРОСТРАНСТВА

§1.1. Рынок электроэнергии и мощности в Казахстане. Система тарифообразования. Куанышбаев Аскербек Досаевич председатель, «Казахстанская Электроэнергетическая Ассоциация» Сагинтаева Сауле Советовна, д.э.н., проф., ректор Алматинского университета энергетики и связи (АУЭС) им. Г.Даукеева

§1.2. Особенности передачи прав владения или пользования объектами, находящимися в государственной или муниципальной собственности. Елена Вадимовна Мартынова, к э.н, доцент кафедры «Экономика и организация производства», ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет».

§1.3. Анализ методов разнесения топливных затрат на ТЭЦ в условиях обеспечения конкурентоспособности на тепловом рынке. Султанов Махсуд Мансурович, к.т.н., доцент Национального исследовательского университета, Московский энергетический институт Дубовикова Елена Юрьевна, доцент, к.э.н. Национального исследовательского университета, Московский энергетический институт, Чубко Юрий Михайлович, доцент филиала Национального исследовательского университета, Московский энергетический институт

А.А. Константинов, аспирант филиала Национального исследовательского университета, Московский энергетический институт

§1.4. Формирование комплексной тарифной политики на энергоресурсы как одно из направлений повышения устойчивого энергетического развития Республики Беларусь Зорина Татьяна Геннадьевна доктор экономических наук, доцент, зав. сектором «Экономика энергетики», Институт энергетики Национальной академии наук Беларуси

§1.5. Современные тенденции и стратегические приоритеты развития электроэнергетики Республики Таджикистан Ахророва Альфия Дадахановна - д.э.н., профессор, заведующая НИЦ «Энергетика» НИИ «Политехник» Таджикского технического университета имени академика М.С. Осими

Бобоев Фузайл Джумабоевич - Таджикский технический университет имени академика М.С. Осими

§1.6. Опыт передачи муниципальных объектов в Республике Татарстан с участием федерального финансирования на примере ОАО «Бугульминское предприятие тепловых сетей».

Наумов Вячеслав Александрович, главный инженер, ОАО «Бугульминское предприятие тепловых сетей»

§1.7. Модели формирования тарифов на тепловую энергию и особенности систем теплоснабжения в крупнейших городах Российской Федерации, странах Европы, США и Китая.

Валеева Юлия Сергеевна, к.э.н., доцент кафедры «Экономики и организации производства», директор Центра публикационной активности, ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет».

§1.8. Юридические аспекты тарифного регулирования в России. Чепарина Ольга Александровна, к.ю.н., доцент кафедры предпринимательского и энергетического права Казанского федерального университета, Казанский (Приволжский) федеральный университет. Хасанов

Ришат Аухатович, доцент кафедры предпринимательского и энергетического права Казанского федерального университета, к.ю.н., Казанский (Приволжский) федеральный университет.

§1.9. Проблемы функционирования электроэнергетического рынка Армении в условиях либерализации. Давтян Ваге Самвелович, доктор политических наук, профессор Российско-Армянского университета

§1.10. Механизмы контроля потребления электроэнергии производственными предприятиями в Республике Узбекистан. Х.М.Муратов - директор Института д.т.н., проф. Института проблем энергетики АН Республики Узбекистан. К.Ш.Кадиров - доктор философии по техническим наукам (PhD) Института проблем энергетики Республики Узбекистан, старший научный сотрудник Кушев А.П.- докторант Института проблем энергетики АН Республики Узбекистан.

Глава 2. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТАРИФНОЙ ПОЛИТИКИ НА РЫНКАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

§2.1. Методологические проблемы формирования справедливого тарифа. Пронина Наталья Николаевна – к.э.н., доцент Саратовского Государственного Технического университет имени Гагарина Ю.А.

§2.2. Экономические предпосылки изменений в энергетике и переход к новой модели рынка. Пронина Наталья Николаевна – к.э.н., доцент Саратовского Государственного Технического университет имени Гагарина Ю.А.

§2.3. Эволюция системы тарифного регулирования в электроэнергетике.

Войткова Жанна Владимировна – кандидат экономических наук, ведущий эксперт Центра мониторинга эффективности тарифной политики Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей, Национальный исследовательский университет Высшая школа экономики, Панова Марина Александровна - директор Центра мониторинга эффективности тарифной политики Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей, Национальный исследовательский университет Высшая школа экономики, Долматов Илья Алексеевич - кандидат экономических наук, директор Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей, Национальный исследовательский университет Высшая школа экономики, Яркин Евгений Валентинович - доктор экономических наук, профессор, научный руководитель Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей, Национальный исследовательский университет Высшая школа экономики.

§2.4. Совершенствование тарифных моделей для электросетевых организаций. Паздерин Андрей Владимирович, зав. кафедрой Автоматизированных электрических систем Уральского федерального университета имени Б.Н. Ельцина, Паздерин Андрей Андреевич, начальник службы технологического техприсоединения филиала «Магистральные электрические сети Урала - МЭС Урала», Филиал ПАО «Федеральная Сетевая Компания ЕЭС» - Магистральные Электрические Сети Урала

§2.5. Индикаторы тарифов на энергоресурсы в общей системе индикаторов энергетической безопасности Молдовы. Быкова Елена Витальевна, канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник Институт энергетики АН Молдовы

Васильева Ирина Викторовна, Институт энергетики АН Молдовы

§2.6. Влияние тарифной политики на финансовую устойчивость энергетической компании Республики Таджикистан. Ахророва Альфия Дадахановна д.э.н., профессор, заведующая научно-исследовательским центром «Энергетика», Таджикский технический университет имени академика М.С. Осими

Камилова Нигина Мухаммадавазовна - докторант (PhD), Таджикский технический университет имени академика М.С. Осими

§2.7. Влияние инфляции на тарифную политику в электроэнергетике Республики Таджикистан.

Камилова Нигина Мухаммадавазовна - докторант (PhD), Таджикский технический университет имени академика М.С. Осими.

§2.8. Тарифное регулирование и реструктуризация электроэнергетики Таджикистана

Авезов Азизулло Хабибович – доктор экономических наук, профессор Политехнического института Таджикского технического университета имени академика М.С. Осими

§2.9. Методология и особенности государственного регулирования тарифов на электроэнергию в Кыргызской Республике.

Касымова В.М. – д.э.н., засл. деятель науки КР, засл. энергетик СНГ, профессор кафедры «Экономика промышленности», Кыргызский государственный технический университет имени И. Раззакова

Омурзакова Ж.Т. – к.э.н., и.о. доцента кафедры «Экономика промышленности», Кыргызский государственный технический университет имени И. Раззакова

Ишеналиев А. – Директор Госагентства по регулированию в ТЭК при Минэнергопроме КР, аспирант кафедры «Экономика промышленности», Кыргызский государственный технический университет имени И. Раззакова

§2.10. Тарифная и социальная политика в энергетическом секторе Грузии. Демур Чомахидзе, доктор экономических наук, профессор Национальной комиссии по регулированию энергетики Грузии (Тбилиси, Грузия)

§2.11. Особенности тарифного регулирования в Азербайджане. В.Х. Насибов, к.т.н., доцент, Азербайджанский Научно-Исследовательский и Проектно-Изыскательский Институт Энергетики

§2.12. Особенности тарифного регулирования в Кыргызской Республике.

Дуйшеналиева Алтынай Джайлобековна - кандидат политических наук, доцент, Международного университета инновационных технологий, г. Бишкек.

§2.13. Особенности тарифного регулирования в Туркменистане Сарыев Какагелди Атаджанович, к.т.н. Директор Научно-производственного центра «Возобновляемые источники энергии», Государственный энергетический институт Туркменистана Гараханова Говхер Аннагелдиевна, преподаватель каф. «Экономика энергетической отрасли», Государственный энергетический институт Туркменистана Матъякубов Амирхан Аллабергеневич, научный сотрудник «Научно-технический центр возобновляемых источников энергии», Государственный энергетический институт Туркменистана Агаджанов Довран Аманмурадович ст. преподаватель каф. «Экономика энергетической отрасли», Государственный энергетический институт Туркменистана

§2.14. Использование метода сравнения аналогов при установлении сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электроэнергии и технологическом присоединении к электрическим сетям. Бологова Валентина Владимировна, к.т.н., доцент, Национальный исследовательский университет «НИУ МЭИ», Кафедра Экономики в энергетике и промышленности

Мусаева Диана Эркиновна, к.э.н., доцент, Национальный исследовательский университет «НИУ МЭИ», Кафедра Экономики в энергетике и промышленности Павленок А.А., аспирант, Национальный исследовательский университет «НИУ МЭИ», Кафедра Экономики в энергетике и промышленности

Фрей Диана Аркадьевна, к.э.н., доцент, Национальный исследовательский университет «НИУ МЭИ», кафедра Экономики в энергетике и промышленности

§2.15. Особенности тарифного регулирования в Казахстане.

Жакупов Алтынбек Аманжолович , к.э.н., профессор , заведующий «Лаборатория исследования проблем топливно-энергетического комплекса» (ЛИПТЭК), НАО «Алматинский Университет Энергетики и Связи имени Гумарбека Даукеева» Тузелбаев Бакберген Ибадиллаевич , к.э.н. доцент кафедры «Менеджмента и предпринимательства в инженерии», НАО «Алматинский Университет Энергетики и Связи имени Гумарбека Даукеева»

Габелашвили Кахарбери, к.э.н., ассоциированный профессор кафедры «Менеджмента и предпринимательства в инженерии», НАО «Алматинский Университет Энергетики и Связи имени Гумарбека Даукеева»

Нурмуратова Лаура Сыреуовна , магистр экономических наук, ст. преподаватель кафедры «Менеджмента и предпринимательства в инженерии», НАО «Алматинский Университет Энергетики и Связи имени Гумарбека Даукеева»

§2.16. Реализация тарифной политики Казахстана в сфере жилищно-коммунального хозяйства Дарбаев Асан Кобентаевич председатель Комитета по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан, Ивченко Елена Дмитриевна , зам.председатель Комитета по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан, Кошекбаев Кенжеболат Куандыкович, руководитель управления Комитета по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан

Умурзакова Саягуль Салимовна, Руководитель управления стратегического анализа и международной интеграции Комитета по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан

§2.17. Особенности тарифного регулирования в США. Матвеев Игорь Евгеньевич., Исполнительный директор Международного центра устойчивого энергетического развития под эгидой ЮНЕСКО (Международный центр устойчивого энергетического развития)

Глава 3. ТАРИФНАЯ ПОЛИТИКА В ОБЕСПЕЧЕНИИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ И НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ

§3.1. Влияние Третьего Энергетического Пакета на тарифное регулирование в Республике Молдова Гутюм Татьяна Георгиевна , Национальный Институт экономических исследований, Кишинев

§3.2. Становление государственного регулирования в энергетике и научные подходы по определению экономически обоснованных тарифов и вывода энергетических компаний Кыргызстана из кризисного состояния.

Касымова Валентина Махмутовна– д.э.н., заслуженный деятель науки КР, заслуженный энергетик СНГ, профессор кафедры «Экономика промышленности», Кыргызский государственный технический университет имени И. Раззакова

Омурзакова Ж.Т. – к.э.н., и.о. нач.отдела мониторинга Государственного агентства по регулированию топливно-энергетического комплекса при Министерстве энергетики и промышленности Кыргызской Республики, и.о.доцента кафедры «Экономика промышленности», Кыргызский государственный технический университет имени И. Раззакова

§3.3. Тарифная политика на электрическую и тепловую энергию и ее влияние на эффективность энергетических компаний Кыргызской Республики. Касымова Валентина Махмутовна– д.э.н., профессор, засл.деятель науки Кыргызской Республики, засл.энергетик СНГ , Кыргызский государственный технический университет имени И. Раззакова

§3.4. О тарифной политике на электрическую энергию в Кыргызской Республике.

Ишеналиев Азат Азимбекович, директор Государственного агентства по регулированию топливно-энергетического комплекса при Министерстве энергетики и промышленности Кыргызской Республики

Тохтамов Султан Сапарович, к.т.н., профессор Кыргызского государственного технического университета им. И. Раззакова, Джусупбекова Назира Кубанычбековна , старший преподаватель Кыргызского государственного технического университета им. И. Раззакова

§3.5. Стимулирующая роль тарифов в повышении эффективности использования установленной мощности Нурекской ГЭС. Ахророва Альфия Дадахановна- д.э.н., профессор, заведующая НИЦ «Энергетика» НИИ «Политехник» Таджикского технического университета имени академика М.С. Осими

Саидова Ш.Н. , Научно-исследовательский центр «Энергетика» НИИ «Политехник», Таджикский технический университет имени академика М.С. Осими.

§3.6. Тарифообразование в электроэнергетике Республики Узбекистан.

Муратов Х.М. – директор д.т.н., проф. Института проблем энергетики Академии Наук Республики Узбекистан, Кадиров К.Ш.- доктор философии по техническим наукам (PhD), старший научный сотрудник Института проблем энергетики Академии Наук Республики Узбекистан, Кушев А.П.- докторант Института проблем энергетики Академии Наук Республики Узбекистан

§3.7. Альтернативная модель рынка тепловой энергии как метод обеспечения устойчивого развития энергетической отрасли. Ахметова Ирина Гареевна, проректор по научной работе, д.т.н., доцент кафедры «Экономика и организация производства» ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет Гильманова Алия Рашитовна, магистр технических наук, магистр права, инженер Центра публикационной активности ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет».

§3.8. Антимонопольный мегарегулятор: предпосылки создания и проблемы в тарифном регулировании. Кудрявцев Константин Александрович, доцент кафедры «Финансов, экономики и организации производства», и.о. директора Института дополнительного профессионального образования, «Поволжский государственный технологический университет»

§3.9. Инвестиционная политика государства и усиление государственного контроля за эффективностью инвестиций в энергетике Мартынова Елена Вадимовна, к.э.н, доцент кафедры «Экономика и организация производства» ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет».

§3.10. Внедрение стимулирующего метода тарифообразования для энергопроизводящих организации Казахстана.

Дарибаев Айдос Нагимадинович, MBA, Директор Департамента развития электроэнергетики, Министерство энергетики Республики Казахстан, Бахтыбаева Гульнара Курмангалиевна, Заместитель директора Департамента развития электроэнергетики, Министерство энергетики Республики Казахстан, Тютөбаев Серик Суинбекович, Руководитель управления по инвестициям в электроэнергетику Департамента развития электроэнергетики, Министерство энергетики Республики Казахстан,

Салыкова Мария Сергеевна, к.э.н, доцент кафедры «Менеджмента и предпринимательства в инженерии», Алматинский университет энергетики и связи имени Г.Даукеева

§3.11. Влияние глобальной климатической повестки на тарифную политику.

Куанышбаев Аскербек Досаевич, к.э.н., профессор, Председатель Объединений юридических лиц «Казахстанская Электроэнергетическая Ассоциация» Калменов Марат Эргалиевич, эксперт по устойчивому развитию электроэнергетической отрасли, Алматинский университет энергетики и связи имени Гумарбека Даукеева

Сатова Раушан Кулмагамбетовна, д.э.н., профессор, директор ИПК, Алматинский университет энергетики и связи имени Гумарбека Даукеева

Заключение

Касымова Валентина Махмутовна – д.э.н., засл. деятель науки КР, засл. энергетик СНГ, профессор кафедры «Экономика промышленности», Киргизский государственный технический университет имени И. Раззакова.

Научное издание

СИСТЕМНОЕ
ТАРИФНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ
В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ:
ТЕОРИЯ, МЕТОДОЛОГИЯ,
ПРАКТИКА

Монография

Компьютерная верстка Ю.В. Макаровой

Подписано в печать	12.02.22.	Печать цифровая.	Формат х84 1/8
Печ. л. 33,5.	Тираж 1000 экз. (1-й завод 1–100)	Изд. № 21н-148	Заказ

Оригинал-макет подготовлен в РИО НИУ «МЭИ».
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 14.
Отпечатано в типографии НИУ «МЭИ».
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 13.