



ВЫСШАЯ ШКОЛА ЭКОНОМИКИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ
ЕСТЕСТВЕННЫХ МОНОПОЛИЙ

Регулирование тарифов в сфере электроэнергетики

МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ

МОСКВА 2018

Редактор

Е. В. Яркин

Авторы:

И. А. Долматов, М. А. Панова, С. В. Сасим

Регулирование тарифов в сфере электроэнергетики: методическое пособие / И. А. Долматов, М. А. Панова, С. В. Сасим; под ред. Е. В. Яркина; Нац. исслед. ун-т «Высшая школа экономики». – М.: НИУ ВШЭ, 2018. – 56 с. – 100 экз.

В издании обобщена практика тарифного регулирования в инфраструктурных отраслях экономики, систематизированы ключевые положения законодательства по расчету регулируемых цен в электроэнергетике, представлен авторский взгляд на основные проблемы в сфере регулируемого ценообразования в отрасли.

Методическое пособие направлено на формирование базовых знаний о порядке установления регулируемых цен (тарифов) и облегчение изучения нюансов ценообразования в электроэнергетике России.

При подготовке представленного материала коллектив авторов Института проблем ценообразования и регулирования естественных монополий Национального исследовательского университета «Высшая школа экономики» учитывал значительный опыт методологической и экспертной работы в сфере ценообразования.

Публикация предназначена для работников энергетических компаний, а также студентов, осваивающих образовательные программы по экономике энергетического комплекса.

Издание подготовлено при финансовой поддержке ПАО «Газпром».

Editor

Evgeniy Yarkin

Authors:

Ilya Dolmatov, Marina Panova, Sergey Sasim

Tariff Regulation in the Power Industry: Methodological Guidelines / I. Dolmatov, M. Panova, S. Sasim; ed. by E. Yarkin; National Research University Higher School of Economics. – Moscow: HSE, 2018.

СОДЕРЖАНИЕ

Содержание	3
Введение	5
1. Основы ценового регулирования в России	6
1.1. Нормативно-правовая основа государственного регулирования цен.....	6
1.2. Общие принципы государственного ценового регулирования	9
1.3. Методы ценового регулирования.....	11
1.4. Определение экономически обоснованных расходов регулируемых организаций	15
1.5. Метод доходности инвестированного капитала	17
1.6. Метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки	19
1.7. Сравнительные методы регулирования.....	20
2. Регулирование цен (тарифов) в электроэнергетике	22
2.1. Виды товаров, услуг в электроэнергетике. Организация энергетических рынков	22
2.2. Регулируемые и нерегулируемые цены (тарифы).....	27
2.3. Полномочия органов власти в области государственного регулирования цен на электрическую энергию (мощность)	32
2.4. Дифференциация цен (тарифов) в электроэнергетике	33
2.5. Формирование регулируемой и нерегулируемой цены на электроэнергию (мощность) для конечных потребителей розничных рынков	35
2.5.1. Формирование конечной цены для населения	36
2.5.2. Формирование конечной цены для прочих потребителей, расположенных на территориях, отнесенных к ценовым зонам оптового рынка	37

2.5.3. Формирование конечной цены для прочих потребителей, расположенных на территориях, относимых к неценовым зонам оптового рынка	39
2.5.4. Формирование конечной цены для прочих потребителей, расположенных на территориях, не объединенных в ценовые и неценовые зоны оптового рынка (в технологически изолированных системах).....	39
2.5.5. Формирование цены для сетевых организаций, приобретающих электроэнергию в целях компенсации потерь	40
2.6. Подходы к расчету основных видов регулируемых цен (тарифов)	40
2.6.1. Формирование регулируемых цен на производство электроэнергии (мощности).....	40
2.6.2. Формирование регулируемых цен на услуги по передаче электроэнергии	41
2.6.3. Формирование тарифов на услуги по технологическому присоединению к сетям	43
2.6.4. Формирование сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков	44
2.7. Проблемы государственного регулирования тарифов в электроэнергетике	45
Заключение.....	49
Список литературы	50
Приложение	52

ВВЕДЕНИЕ

До перехода к рыночной экономике цены на все виды продукции в России подлежали государственному регулированию. При этом ценообразование основывалось преимущественно на принципе возмещения обоснованных затрат и обеспечения расширенного воспроизводства. Начиная с 1990-х годов в экономике РФ государственное ценовое регулирование сохранилось лишь для ряда отраслей и продуктов. До сих пор методы ценообразования совершенствуются, отвечая изменяющимся условиям функционирования экономики.

В настоящем методическом пособии под регулируемыми отраслями понимаются отрасли, цены на продукцию которых подлежат государственному регулированию.

Первый раздел посвящен общим положениям государственного регулирования цен с акцентом на электроэнергетике. В рамках данного раздела:

- рассмотрены основные положения законодательства, определяющего перечень регулируемых отраслей и видов продукции;
- на основе анализа и сопоставления нормативно-правовых актов, регулирующих деятельность ключевых инфраструктурных отраслей, систематизированы принципы государственного регулирования цен;
- подробно рассмотрены применяемые в России методы государственного регулирования.

Вторая часть методического пособия затрагивает более детально вопросы, связанные с установлением тарифов в электроэнергетике. В данном разделе:

- классифицированы различные виды цен, применяемых для расчетов на рынках электроэнергии (мощности);
- рассмотрены вопросы распределения полномочий органов власти в области регулируемого ценообразования;
- дано общее представление о принципах расчета, заложенных в ключевые методические документы по расчету тарифов в электроэнергетике;
- изложено авторское видение наиболее актуальных проблем в сфере регулируемого ценообразования в отрасли.

Методическое пособие предназначено для работников энергетических компаний, органов государственного регулирования цен, а также для студентов, осваивающих образовательные программы по экономике энергетического комплекса.

Освоение материала, представленного в настоящем издании, будет способствовать формированию базовых знаний о порядке установления регулируемых цен (тарифов) и об особенностях регулируемого ценообразования в электроэнергетике.

1. ОСНОВЫ ЦЕНОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В РОССИИ

1.1. НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ ОСНОВА ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЦЕН

Перечень товаров (услуг), цены на которые подлежат государственному регулированию, определяется двумя основными нормативными актами: Постановлением Правительства РФ от 7 марта 1995 г. № 239 «О мерах по упорядочению государственного регулирования цен (тарифов)» (далее – Постановление № 239) и Федеральным законом от 17 августа 1995 г. № 147-ФЗ «О естественных монополиях» (далее – ФЗ «О естественных монополиях»).

Постановлением № 239 определены перечни продукции, цены на которую регулируются на разных уровнях власти, и установлен запрет на регулирование цен на иные виды продукции (услуг) в любой форме.

ФЗ «О естественных монополиях» определяет перечень сфер деятельности субъектов естественных монополий и устанавливает, что одним из методов регулирования в данной области является государственное ценовое регулирование.

Важно отметить, что формулировка ФЗ «О естественных монополиях» не обязывает, а разрешает органам государственной власти осуществлять государственное регулирование цен. При этом перечни продукции, цены на которую подлежат регулированию, определенные Постановлением № 239, включают все сферы деятельности субъектов естественных монополий в прямых (аналогичных) или обобщенных формулировках.

Общий перечень товаров (услуг), цены на которые регулируются государством, основания регулирования и полномочия органов власти представлены в таблице 1.

В развитие норм ФЗ «О естественных монополиях» и Постановления № 239 система отраслевых нормативно-правовых актов детализирует и уточняет перечни видов деятельности, подлежащих ценовому регулированию, полномочия органов власти и особенности регулирования в отношении отдельных организаций.

Таблица 1. Виды деятельности, в которых цены на внутреннем рынке РФ подлежат государственному регулированию

Отрасль	Вид деятельности (продукция)	Основание регулирования	Уровень регулирования
Нефтяная промышленность	Транспортировка нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам	ФЗ «О естественных монополиях», Постановление № 239	Федеральный
Газовая промышленность	Транспортировка газа по трубопроводам	ФЗ «О естественных монополиях»	Федеральный
	Газ (с исключениями)	Постановление № 239	Федеральный, региональный
Электро- и теплоэнергетика	Услуги по передаче электрической энергии	ФЗ «О естественных монополиях»	Федеральный, региональный
	Услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике	ФЗ «О естественных монополиях»	Федеральный
	Электрическая и тепловая энергия по установленному перечню товаров (услуг)	Постановление № 239	Федеральный, региональный
	Услуги по передаче тепловой энергии в случаях, установленных отраслевым законодательством	ФЗ «О естественных монополиях»	Региональный
Водоснабжение и водоотведение	Водоснабжение и водоотведение с использованием централизованных систем, систем коммунальной инфраструктуры	ФЗ «О естественных монополиях»	Региональный
Транспорт (кроме трубопроводного)	Железнодорожные перевозки (по установленному перечню)	ФЗ «О естественных монополиях», Постановление № 239	Федеральный, региональный
	Перевозки пассажиров и багажа общественным транспортом	Постановление № 239	Региональный
	Услуги в транспортных терминалах, портах и аэропортах	ФЗ «О естественных монополиях», Постановление № 239	Федеральный
	Услуги по использованию инфраструктуры внутренних водных путей	ФЗ «О естественных монополиях», Постановление № 239	Федеральный
	Ледокольная проводка судов, ледовая лоцманская проводка судов в акватории Северного морского пути	ФЗ «О естественных монополиях», Постановление № 239	Федеральный
	Аэронавигационное обслуживание	Постановление № 239	Федеральный
Связь	Услуги общедоступной электросвязи и общедоступной почтовой связи (по установленному перечню)	ФЗ «О естественных монополиях», Постановление № 239	Федеральный
Иные	Топливо для бытовых нужд	Постановление № 239	Региональный
	Захоронение радиоактивных отходов	ФЗ «О естественных монополиях»	Федеральный
	Продукция ядерно-топливного цикла	Постановление № 239	Федеральный
	Продукция оборонного назначения	Постановление № 239	Федеральный
	Алмазное сырье, драгоценные камни	Постановление № 239	Федеральный

(окончание)

Отрасль	Вид деятельности (продукция)	Основание регулирования	Уровень регулирования
	Протезно-ортопедические изделия	Постановление № 239	Федеральный
	Жизненно важные лекарственные препараты (по установленному перечню)	Постановление № 239	Федеральный, региональный
	Социальные услуги государственных организаций	Постановление № 239	Региональный
	Алкогольная продукция и спирт (с особенностями)	Постановление № 239	Федеральный

Примечание: дополнительно Постановлением № 239 определен перечень товаров, государственное ценовое регулирование по которым может быть введено по решению органов исполнительной власти субъектов РФ.

С передачей полномочий по регулированию тарифов на федеральном уровне от Федеральной службы по тарифам в Федеральную антимонопольную службу в 2015 г. началась разработка единого закона, определяющего основы государственного регулирования цен во всех регулируемых отраслях. Проект закона «Об основах государственного регулирования цен (тарифов)»¹ также содержит перечень товаров и видов деятельности, цены на которые подлежат государственному регулированию. Этот перечень полностью дублирует отраслевое законодательство. В то же время логика законопроекта не предполагает исключения других оснований регулирования (законопроект не предусматривает отмены действия ФЗ «О естественных монополиях» и Постановления № 239, содержит норму о возможности регулирования в соответствии с законодательством цен на другие товары и услуги, кроме перечисленных в законопроекте).

Более подробно следует рассмотреть нормативно-правовую базу, определяющую основы регулирования цен в электроэнергетике.

Важнейшим отраслевым нормативным актом, определяющим базовые принципы ценообразования в электроэнергетике, является Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (далее – ФЗ «Об электроэнергетике»). Данным документом наряду с основными принципами и правилами организации рынка, функциями и статусом основных субъектов электроэнергетики устанавливаются:

- полномочия органов власти по ценовому регулированию в отрасли;
- принципы государственного регулирования цен;
- исчерпывающий перечень видов цен, подлежащих государственному регулированию.

Во исполнение ФЗ «Об электроэнергетике» издано Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (далее – Постановление № 1178) – ключевой документ, определяющий правила регулируемого ценообразования в электроэнергетике. В рамках него уточняются (детализируются) принципы ценового регулирования, устанавливаются и описываются его методы, определяется порядок формирования, представления и рассмотрения регулирующими органами материалов, необходимых для расчета регулируемых цен, регламентируется множество нюансов ценообразования в различных видах

¹ Здесь и далее при упоминании законопроекта рассматривается редакция июня 2018 г.

деятельности. Более подробно положения данного нормативно-правового акта в настоящем пособии изложены в рамках соответствующих тематических разделов.

В целях реализации Постановления № 1178 издаются методические документы по расчету регулируемых цен (тарифов, надбавок). До июля 2015 г. полномочия по изданию соответствующих нормативных актов были закреплены за Федеральной службой по тарифам, после – за Федеральной антимонопольной службой. Наиболее актуальные методические документы представлены в «Указателе нормативных актов, необходимых для работы специалиста в сфере регулируемого ценообразования в электроэнергетике» (Приложение).

1.2. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ГОСУДАРСТВЕННОГО ЦЕНОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

Общие принципы государственного регулирования цен закладываются в отраслевой нормативно-правовой базе. Несмотря на это, принципы регулирования во всех регулируемых отраслях схожи по смыслу. К наиболее проработанной следует отнести нормативно-правовую базу ценового регулирования в таких отраслях, как энергетика, газовый комплекс, теплоснабжение, водоснабжение и водоотведение. Принципы ценового регулирования, практикуемые в данных отраслях, систематизированы далее.

Баланс экономических интересов производителей и потребителей

Ключевым принципом регулирования остается достижение баланса экономических интересов производителей и потребителей. Данная формулировка в том или ином виде включена в нормативно-правовые акты, регулирующие ценообразование во всех рассматриваемых отраслях. В частности, для электроэнергетики такой принцип предусмотрен п. 3 ст. 23 ФЗ «Об электроэнергетике». Понятие «баланс экономических интересов производителей и потребителей», по сути, обобщает все иные принципы регулирования цен, закрепленные отдельно нормативно-правовыми актами.

Возмещение экономически обоснованных расходов и нормы прибыли для регулируемых организаций

Данный принцип также в различных формулировках фигурирует в нормативно-правовых актах, регулирующих ценообразование во всех рассматриваемых отраслях. Для электроэнергетики он закреплен п. 2 ст. 23 ФЗ «Об электроэнергетике».

Создание условий для развития конкуренции

В прямом виде данный принцип регулирования в законодательстве для электроэнергетики (в отличие от ряда других отраслей) не сформулирован. В то же время на практике большое внимание при регулировании уделяется вопросу интеграции конкурентных механизмов в регулируемое ценообразование.

Открытость тарифного регулирования

Данный принцип в различных формулировках фигурирует в нормативно-правовых актах, регулирующих ценообразование в большинстве рассматриваемых отраслей. Для электроэнергетики он закреплен п. 2 ст. 23 ФЗ «Об электроэнергетике». На практике его реализация проявляется в публичности регуляторных процедур (открытые заседания правления и т.п.), участии советов потребителей и экспертных советов в деятельности регулирующих органов, в требовании о публичном раскрытии достаточно большого объема информации как для регулируемых организаций, так и для регулирующих органов.

Долгосрочность регулирования

Для электроэнергетики данный принцип закреплен п. 4 ст. 23 ФЗ «Об электроэнергетике». При этом для деятельности по передаче электроэнергии установлена обязанность долгосрочного регулирования за исключением ряда случаев (а не просто возможность, как для других видов деятельности).

В п. 6 ст. 23 ФЗ «Об электроэнергетике» установлена обязанность бюджетной компенсации недополученных доходов организаций в случае нарушения регулирующими органами долгосрочных параметров регулирования при принятии тарифных решений. Исключение составляют случаи, когда пересмотр долгосрочных параметров регулирования осуществляется в связи с существенным ухудшением экономической конъюнктуры.

Раздельный учет доходов и расходов по видам регулируемой деятельности

В электроэнергетике данный принцип закреплен п. 2 ст. 23 ФЗ «Об электроэнергетике». Согласно данной норме организации, осуществляющие регулируемые виды деятельности, обязаны вести раздельный учет объема продукции (услуг), доходов и расходов на производство, передачу и сбыт электрической энергии. В п. 6 Основ ценообразования в электроэнергетике, утвержденных Постановлением № 1178, перечень видов регулируемой деятельности, по которым ведется раздельный учет, детализирован до 10 с выделением дополнительных регистров раздельного учета для ряда видов деятельности (например, электростанции и энергоблоки для производства электроэнергии, регионы для передачи и сбыта электроэнергии, виды услуг для обеспечения системной надежности и т.д.).

Принципы регулирования, характерные для электроэнергетики

Кроме принципов регулирования, характерных для большинства регулируемых отраслей, в законодательстве, определяющем порядок ценообразования в электроэнергетике, предусмотрен ряд специфических принципов государственного регулирования. К ним относятся:

- допустимость установления цен для населения на уровне, отличном от цен для других категорий потребителей, при условии компенсации регулируемым организациям экономически обоснованных расходов на обслуживание населения, в том числе за счет средств из региональных бюджетов при наличии финансовой возможности (п. 5 ст. 23 ФЗ «Об электроэнергетике»);
- запрет на возмещение потерь от установления льготных цен для отдельных категорий потребителей, не относимых к населению, за счет повышения цен для других категорий потребителей (п. 5 ст. 23 ФЗ «Об электроэнергетике»);
- допустимость отдельного установления цен на электроэнергию, поставляемую населению, для объемов потребления в пределах и сверх социальной нормы (п. 5 ст. 23 ФЗ «Об электроэнергетике»);
- определение объема финансовых потребностей на реализацию инвестиционных программ регулируемых организаций в пределах укрупненных нормативов цен на реализацию типовых технологических решений капитального строительства (п. 3.1 ст. 23 ФЗ «Об электроэнергетике»);
- учет при регулировании соблюдения требований законодательства об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, в том числе требований к программам энергосбережения, к системам учета энергоресурсов, к сокращению потерь (п. 2 ст. 23 ФЗ «Об электроэнергетике»);
- учет при регулировании показателей надежности и качества деятельности регулируемых организаций (п. 8 Основ ценообразования в электроэнергетике, утвержденных Постановлением № 1178);
- сохранение за регулируемыми организациями достигнутой экономии расходов (п. 9 Основ ценообразования в электроэнергетике, утвержденных Постановлением № 1178);

- обязанность согласования объема плановой необходимой валовой выручки организации региональными органами регулирования в случае, если деятельность такой организации осуществляется на территории нескольких субъектов РФ (п. 10 Основ ценообразования в электроэнергетике, утвержденных Постановлением № 1178).

Проект закона «Об основах государственного регулирования цен (тарифов)» устанавливает единые принципы тарифного регулирования для всех регулируемых отраслей. Перечень этих принципов сформирован с учетом действующего отраслевого законодательства:

- 1) *соблюдение баланса экономических интересов регулируемых субъектов и интересов потребителей;*
- 2) *установление цен (тарифов) исходя из их экономической обоснованности;*
- 3) *долгосрочность установления цен (тарифов);*
- 4) *обеспечение стабильных и недискриминационных условий для предпринимательской деятельности в сферах, в которых осуществляется государственное регулирование цен (тарифов);*
- 5) *обеспечение равных условий доступа потребителей к регулируемым товарам (работам, услугам);*
- 6) *открытость деятельности регулируемых субъектов и регулирующих органов;*
- 7) *стимулирование повышения экономической и энергетической эффективности при осуществлении регулируемой деятельности.*

1.3. МЕТОДЫ ЦЕНОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

Методы государственного регулирования (расчета) тарифов закладываются в отраслевой нормативно-правовой базе. Указанные методы во всех регулируемых отраслях основываются на общих началах, хотя зачастую различия в деталях могут быть довольно существенными. Как уже упоминалось, к наиболее проработанной следует отнести нормативно-правовую базу ценового регулирования в таких отраслях, как энергетика, газовый комплекс, теплоснабжение, водоснабжение и водоотведение. Характеристика методов ценового регулирования, практикуемых в данных отраслях, представлена в таблице 2.

В большинстве случаев метод регулирования – это способ расчета необходимой валовой выручки предприятия на каждый год очередного периода регулирования (однолетний или долгосрочный – 3–5 лет). Необходимая валовая выручка – это сумма всех расходов (включая расходы, не признаваемые в целях налогообложения прибыли), которые необходимы регулируемой организации для осуществления операционной и инвестиционной деятельности в течение периода регулирования. Путем деления необходимой валовой выручки на расчетный (плановый) объем реализации товара (услуг) рассчитывается цена (тариф) на соответствующий период регулирования. В редких случаях (подробнее см. в таблице 2) метод регулирования применяется для расчета непосредственно цены (тарифа) на продукцию (услуги).

Решение о применении того или иного метода регулирования в отношении регулируемой организации принимается тем органом регулирования, который утверждает тарифы (цены) на продукцию (услуги) данной организации. Ограничение на использование тех или иных методов накладывают

Таблица 2. Методы ценового регулирования

Обобщенная группа методов госрегулирования	Сущность метода регулирования, особенности применения	Преимущества и недостатки метода
Метод экономически обоснованных расходов (затрат)	<p>Данный метод предполагает планирование необходимой валовой выручки путем постатейного прогнозирования расходов на период регулирования. Для осуществления такого прогнозирования документально подтверждается фактический уровень расходов, анализируются их необходимость, эффективность, обоснованность закупочных цен. Далее с учетом прогнозируемых индексов изменения цен и с учетом объективных факторов, влекущих существенное изменение расходов по анализируемой статье, делается допущение о необходимом уровне затрат на следующий период. Для ряда статей расходов в нормативно-правовых актах закрепляются специальные принципы расчета плановых затрат в целях тарифного регулирования.</p> <p>Для учета отклонений фактического уровня расходов и полученной по регулируемым тарифам выручки от прогнозных в следующем периоде производятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> – дополнительный учет недополученных по не зависящим от организации причинам доходов или исключение избыточно полученных доходов; – дополнительный учет обоснованно профинансированных, но не заложенных при регулировании расходов или исключение не профинансированных расходов, средства на которые были заложены при расчете тарифов 	<p>Достоинством данного метода считается возможность доскональной проверки деятельности предприятия и учета всех факторов при определении тарифов.</p> <p>Общепризнанными недостатками метода являются отсутствие стимулов к снижению издержек (чем больше факт расходов, тем больше план следующего периода), а также трудоемкость регуляторных процедур</p>
Методы индексации	<p>В России практикуются две разновидности метода. В первом случае индексации подлежит необходимая валовая выручка, во втором – тариф.</p> <p>В каждом случае формула индексации достаточно сложна и не просто представляет собой умножение выручки (тарифа) на индекс изменения цен, но учитывает целый ряд факторов, изменение которых прогнозируется отдельно. К таким факторам в большинстве случаев относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> – изменение объема реализации товаров (услуг); – изменение так называемых неподконтрольных расходов, отличное от прогнозного индекса цен (к неподконтрольным расходам относятся главным образом налоги и сборы, арендные платежи, стоимость товаров и услуг, приобретаемых по регулируемым ценам, в ряде случаев амортизация и прибыль на развитие производства); – изменение количества активов в эксплуатации; – нормативный индекс снижения расходов (для создания стимула к повышению эффективности); – отклонение фактических параметров от прогнозных за прошлый период регулирования по неконтролируемым организацией основаниям (изменение объема реализации, налоговых ставок и проч.). <p>Для каждого вида регулируемой деятельности в методических документах прописывается своя формула индексации, и набор учитываемых факторов (в том числе состав неподконтрольных расходов) может сильно варьировать по отраслям и даже по видам деятельности в рамках одной отрасли</p>	<p>Преимуществом данного метода по сравнению с затратным является более сильное стимулирующее воздействие (у организаций есть интерес оптимизировать расходы, снижение которых по факту относительно плана не приведет к уменьшению тарифной базы). Кроме того, к достоинствам можно отнести некоторое снижение трудоемкости регулирования и повышение прогнозируемости тарифов. Однако в силу сложности формул (учета множества факторов, накладываемых на простую формулу индексации) и сохранения обязанности регулирующих органов осуществлять проверки деятельности регулируемых организаций данные преимущества не в полном объеме реализованы.</p> <p>К недостаткам традиционно относят ограниченные возможности по привлечению средств для финансирования инвестиционных программ (по сравнению с методом доходности инвестированного капитала, описанным далее). Однако данный тезис в отдельных случаях будет несостоятельным (в связи с частой неудачной реализацией метода доходности, подробнее см. в соответствующем тематическом разделе)</p>

(окончание)

Обобщенная группа методов госрегулирования	Сущность метода регулирования, особенности применения	Преимущества и недостатки метода
Метод доходности инвестированного капитала	<p>Сущность данного метода кратко можно изложить следующим образом:</p> <ul style="list-style-type: none"> – расходы на осуществление операционной деятельности планируются по принципам метода индексации; – расходы на осуществление инвестиционной деятельности рассчитываются исходя из стоимости капитала, инвестированного компанией в производственные активы, срока их использования и установленной регулятором нормы доходности; – необходимая валовая выручка корректируется с учетом ценовой политики государства, отклонения фактических параметров от прогнозных за прошлый период регулирования по неконтролируемым организацией основаниям, а также с учетом степени исполнения принятых организацией обязательств по оказанию услуг надлежащего качества и реализации инвестиционных программ. <p>Более подробно принципы данного метода рассмотрены в отдельном тематическом разделе</p>	<p>Традиционно преимуществом данного метода считают возможность привлечения инвестиций за счет прозрачных механизмов гарантирования их возврата, а также высокую степень стимулирующего воздействия (стремление компаний к оптимизации издержек, снижение которых по факту относительно плана не уменьшает тарифную базу, а также стремление к повышению качества услуг вследствие наличия корректировок выручки по данному фактору).</p> <p>В то же время на практике за счет большого количества корректировок (в том числе исходя из текущей ценовой политики) данные теоретические преимущества не реализуются в полном объеме</p>
Сравнительные методы (в том числе метод сравнения аналогов)	<p>К данной группе методов следует отнести метод сравнения аналогов (прямо предусмотрен в нормативно-правовой базе ряда отраслей), а также метод сопоставимых рынков (не определен соответствующей формулировкой в нормативно-правовых актах, но применяется для установления отдельных видов цен, например оптовых цен на газ).</p> <p>Метод сравнения аналогов для каждой регулируемой отрасли реализован по-своему. Так, в электроэнергетике он применяется для расчета операционных расходов и потерь в сетях, где, по сути, дополняет методы индексации и доходности инвестированного капитала, а также для расчета необходимой валовой выручки гарантирующих поставщиков на основе так называемых эталонных затрат. В сфере теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения данный метод предназначен для расчета общей величины выручки регулируемых организаций (однако алгоритм расчета принципиально различается по отраслям).</p> <p>Общий подход данного метода состоит в том, что искомый параметр (часть расходов или полная выручка) определяется на базе моделирования эталонной (наиболее эффективной) организации. Моделирование происходит путем сравнения фактического значения искомого параметра по совокупности регулируемых организаций с учетом объективных различий в условиях их функционирования (для этого, как правило, используется регрессионный анализ)</p>	<p>Преимуществом данного метода считают сильное стимулирующее воздействие, которое достигается за счет внедрения конкурентных механизмов в практику регулирования</p>

Рисунок 1. Применение методов регулирования для расчета цен по регулируемым отраслям

	Электро- энергетика	Тепло- энергетика	Газовый комплекс	Водоснаб- жение и водоотве- дение
НАЛИЧИЕ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ ПО РАСЧЕТУ ЦЕН (ТАРИФОВ) ДАННЫМ МЕТОДОМ				
Метод экономически обоснованных расходов (затрат)	●	●	●	●
Метод индексации (долгосрочной индексации)	●	●		●
Метод доходности инвестированного капитала	●	●		●
Методы сравнения (сравнение аналогов, сопоставимых рынков, эталонов затрат)	●	●	●	●
ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА НА ПРАКТИКЕ				
Метод экономически обоснованных расходов (затрат)	●	●	●	●
Метод индексации (долгосрочной индексации)	●	●		●
Метод доходности инвестированного капитала	●	●		●
Методы сравнения (сравнение аналогов, сопоставимых рынков, эталонов затрат)	●	●	●	●

● Наличие ● Широкое распространение ● Ограниченное распространение

Рисунок 2. Применение методов регулирования в электроэнергетике

	Электро- энергетика	Тепло- энергетика	Газовый комплекс	Водоснаб- жение и водоотве- дение
НАЛИЧИЕ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ ПО РАСЧЕТУ ЦЕН (ТАРИФОВ) ДАННЫМ МЕТОДОМ				
Метод экономически обоснованных расходов (затрат)	●	●	●	●
Метод индексации (долгосрочной индексации)	●	●		●
Метод доходности инвестированного капитала	●	●		●
Методы сравнения (сравнение аналогов, сопоставимых рынков, эталонов затрат)	●	●	●	●
ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА НА ПРАКТИКЕ				
Метод экономически обоснованных расходов (затрат)	●	●	●	●
Метод индексации (долгосрочной индексации)	●	●		
Метод доходности инвестированного капитала	●	●		
Методы сравнения (сравнение аналогов, сопоставимых рынков, эталонов затрат)		●	●	

● Наличие ● Широкое распространение ● Ограниченное распространение

наличие или отсутствие методических указаний по расчету выручки и тарифов в отношении соответствующего вида деятельности, а также особые критерии применения методов регулирования, устанавливаемые Постановлениями Правительства РФ и ведомственными нормативно-правовыми актами.

Проект закона «Об основах государственного регулирования цен (тарифов)» определяет рассмотренные в настоящем разделе методы регулирования в качестве исчерпывающего перечня применяемых методов для всех регулируемых отраслей.

При этом в законопроекте определены общие правила применения указанных методов регулирования. В случае его утверждения отраслевая нормативно-правовая база должна быть скорректирована с учетом этих правил.

Степень проработки методического инструментария и сведения о практическом распространении метода регулирования в рассматриваемых в рамках настоящего раздела отраслях представлены на рисунке 1, особенности применения методов регулирования в электроэнергетике – на рисунке 2.

1.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИ ОБОСНОВАННЫХ РАСХОДОВ РЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

Понятие «экономическая обоснованность» применяется в сферах тарифного и антимонопольного регулирования, но четко не определено в законодательстве федерального уровня.

Определение экономически обоснованных расходов находится в компетенции специалистов, обладающих специальными знаниями в области экономики рассматриваемой отрасли и ценообразования на продукцию (услуги), тарифы (цены) на которые подлежат государственному регулированию.

Согласно практике тарифного и антимонопольного регулирования экономически обоснованными признаются расходы, если они удовлетворяют следующим условиям:

- документальное подтверждение рассматриваемых затрат;
- необходимость несения затрат для осуществления соответствующего вида деятельности в соответствии с требованиями нормативно-правовых актов и технических регламентов;
- соответствие объема задействованных в производстве ресурсов (материальных, трудовых) отраслевым стандартам расхода сырья, материалов, топлива, энергии, производительности труда и т.д.;
- соответствие цен на ресурсы (в том числе финансовые, трудовые) рыночным, отраслевым и региональным показателям.

Процесс анализа экономической обоснованности расходов и выручки также предполагает общую оценку состояния регулируемой организации, обоснованности распределения расходов при осуществлении нескольких видов деятельности (в том числе нерегулируемой), выявление резервов оптимизации расходов.

На рисунке 3 представлена общая схема проведения экспертизы экономической обоснованности расходов, выручки и тарифов регулируемой организации (вне зависимости от отрасли и вида деятельности), практикуемая экспертами в области тарифного регулирования.

Рисунок 3. Общая схема проведения экспертизы экономической обоснованности расходов, выручки и тарифов регулируемой организации

А – ЭТАПЫ ЭКСПЕРТИЗЫ НЕОБХОДИМОЙ ВАЛОВОЙ ВЫРУЧКИ И ТАРИФОВ ПРЕДПРИЯТИЯ

В ЦЕЛОМ

1. Оценка достоверности отчетных данных аналитического учета
2. Оценка соответствия фактического распределения расходов по видам деятельности положениям нормативно-правовых актов и принципам обоснованности. Фиксация плановой базы распределения расходов
3. Оценка финансового состояния компании. Фиксация выпадающих доходов / избытка средств
4. Формирование планового баланса продукции (услуг) с учетом факта и требований нормативно-правовых актов, определение количества активов

Постатейно

5. Проверка обоснованности фактически понесенных затрат:
 - прямые: по виду деятельности;
 - косвенные: в целом и с учетом отнесения на регулируемую деятельность
6. Анализ обоснования роста расходов свыше «индексов» относительно проверенного факта (если для данной статьи такое превышение позволяет метод регулирования)
7. Оценка экономической эффективности расходования средств и возможные резервы снижения расходов. Фиксация плана (если для данной статьи учет резервов снижения расходов позволяет метод регулирования)

В ЦЕЛОМ

8. Расчет необходимой валовой выручки и тарифов по соответствующей методике

Б – ЭТАПЫ ЭКСПЕРТИЗЫ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОБОСНОВАННОСТИ РАСХОДОВ (В ТОМ ЧИСЛЕ ФАКТИЧЕСКИ ПОНЕСЕННЫХ) И ВЫЯВЛЕНИЯ РЕЗЕРВОВ ИХ СНИЖЕНИЯ ПО КОНКРЕТНОЙ СТАТЬЕ

1. Документальное подтверждение фактических (заявляемых) расходов
2. Соответствие расходов прямым требованиям нормативно-правовых актов по учету расходов в составе регулируемых тарифов
3. Необходимость несения расходов для осуществления производственной деятельности
4. Соответствие объемовкупаемых ресурсов (приобретаемых услуг, нанимаемого персонала и т.п.) существующим нормативам, целевой динамике технико-экономических показателей, заложенной в предшествующие тарифные решения
5. Возможность снижения расходов за счет оптимизации операционных процедур (например: выполнение собственными силами вместо аутсорсинга, работа в период сезонного снижения цен, приобретение в собственность вместо аренды)
6. Возможность снижения расходов за счет конкурентных механизмов (закупочные процедуры, приобретение товара на бирже, у иных поставщиков, привлечение антимонопольного органа в случае манипулирования ценами со стороны поставщиков)
7. Возможность снижения расходов за счет реализации своих прав, закрепленных в действующих договорах (взимание неустоек, направление страховых выплат на ремонты, необходимые для устранения последствий аварий, и т.п.)

1.5. МЕТОД ДОХОДНОСТИ ИНВЕСТИРОВАННОГО КАПИТАЛА

Метод доходности инвестированного капитала для регулирования тарифов заимствован из-за рубежа. При проработке российской нормативной базы главным образом использован опыт Великобритании.

Основной отличительной особенностью метода является планирование прибыли исходя из стоимости капитала, инвестированного в производственную деятельность, и устанавливаемой регулятором нормы доходности. Принципиальная схема расчета необходимой валовой выручки при использовании метода доходности инвестированного капитала представлена на рисунке 4.

Данный метод регулирования является долгосрочным. В России его применение впервые осуществляется на срок не менее 3 лет, впоследствии – на срок не менее 5 лет. Долгосрочность метода подразумевает не фиксацию выручки или тарифов на 3–5 лет либо более долгий срок, а определение ряда неизменных параметров (так называемые долгосрочные параметры регулирования). При этом ежегодно производится уточнение таких показателей расчета выручки, как индексы цен, неподконтрольные расходы, количество активов в эксплуатации, объемы реализации. В то же время параметры, которые определяют большую часть необходимой валовой выручки (стоимость капитала на начало периода, норма доходности на капитал, срок использования активов, базовый уровень операционных расходов и др.), не подлежат уточнению в течение всего периода регулирования.

Для каждой отрасли точный порядок расчета необходимой валовой выручки с применением данного метода определяется отдельными методическими указаниями. Норма доходности на капитал утверждается ведомственными приказами (в настоящее время ФАС России) и может для ряда видов деятельности уточняться на уровне регионов.

Считается, что применение данного метода стимулирует привлечение инвестиций (за счет гарантирования их возврата путем регулирования доходности), повышение качества (благодаря включению механизмов «штрафов» и «премий» за невыполнение или выполнение целевых показателей) и снижение издержек (с помощью гарантии сохранения достигнутой экономии). Однако, как было упомянуто, в российской практике стимулирующее воздействие метода оказывается ниже ожидаемого.

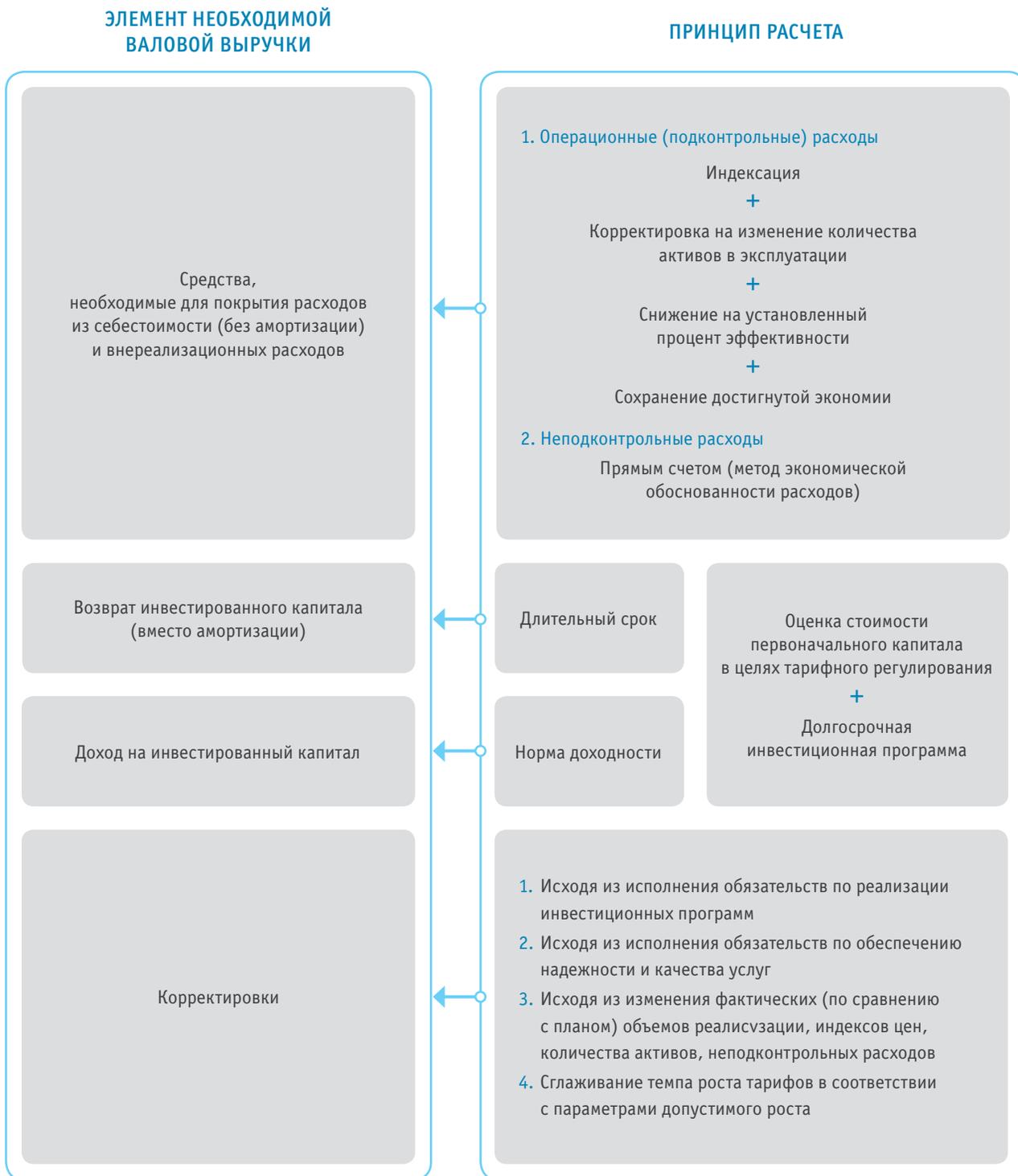
Для понимания причин неудачного опыта внедрения данного метода необходимо отметить, что в России он претерпел существенную трансформацию по сравнению с зарубежными реалиями. Эта трансформация была связана с двумя ключевыми факторами (помимо множества различий в нюансах):

- внедрением большого количества надстроек и корректировок, позволяющих осуществлять тотальный контроль хозяйственной деятельности предприятия (подробнее на рисунке 4);
- сохранением для государства возможности пересматривать долгосрочные параметры регулирования по особым распоряжениям (что недопустимо за рубежом).

Таким образом, за рубежом при использовании данного метода регулируются лишь допустимый уровень расходов (максимум), необходимый уровень инвестирования (минимум) и разрешенная норма прибыли. При этом долгосрочные параметры не изменяются в течение всего периода регулирования. В России продолжает детально регулироваться почти вся деятельность компании (как и в затратном методе), а при необходимости корректировки параметров регулирования по конъюнктурным соображениям государство имеет такую возможность.

В России метод широко распространен в электроэнергетике, ограниченно применяется и в других отраслях (теплоснабжение, водоснабжение, водоотведение, железнодорожный транспорт), отдельные принципы закладываются и при расчете тарифов в газовом комплексе (участки газоснабжения, подключенные в результате реализации отдельных инвестиционных проектов).

Рисунок 4. Принципы применения метода доходности инвестированного капитала для регулирования тарифов в России



1.6. МЕТОД ДОЛГОСРОЧНОЙ ИНДЕКСАЦИИ НЕОБХОДИМОЙ ВАЛОВОЙ ВЫРУЧКИ

Метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки является одной из разновидностей метода индексации. В то же время в электроэнергетике (Постановление № 1178) он определен как отдельный метод регулирования, причем применяется только в сфере передачи электроэнергии (для электросетевых организаций).

Индексации при использовании данного метода подлежит необходимая валовая выручка. Принципиальная схема ее расчета при использовании метода индексации представлена на рисунке 5.

Наряду с методом доходности инвестированного капитала применение рассматриваемого метода впервые осуществляется на срок не менее 3 лет, впоследствии – на срок не менее 5 лет. Долгосрочность метода также подразумевает определение ряда неизменных параметров (долгосрочных параметров регулирования) при ежегодном уточнении таких показателей расчета выручки, как индексы цен, неподконтрольные расходы, количество активов в эксплуатации, объемы реализации.

Порядок расчета расходов компаний на осуществление операционной деятельности во многом схож с подходами, применяемыми в методе доходности инвестированного капитала. Однако, в отличие от последнего, определение инвестиционных затрат регулируемых организаций (амортизация и прибыль на капитальные вложения) осуществляется по принципам «затратного» метода (бухгалтерская амортизация, прибыль в объеме, предусмотренном инвестиционной программой, с предельным ограничением процента прибыли от издержек).

Рисунок 5. Принципы применения метода долгосрочной индексации при регулировании тарифов в электроэнергетике



1.7. СРАВНИТЕЛЬНЫЕ МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ

Метод сравнения аналогов (бенчмаркинг) также заимствован из зарубежной практики. В большинстве стран он применяется для определения эталонных издержек и дальнейшего ведения диалога об уровне плановых затрат между регулятором и регулируемой организацией. Этот диалог нацелен на то, чтобы выявить причины отклонений издержек регулируемой организации от эталона, закрепить за регулируемой организацией обязательства по целевому показателю уровня затрат и темпам его достижения.

Сам по себе бенчмаркинг – это многоэтапный сравнительный анализ исследуемого параметра (например, операционных расходов или показателя качества услуг) в зависимости от объективных условий функционирования организации. Основные этапы анализа приведены на рисунке 6.

Результатом такого анализа является моделирование эталонной компании (эталонных издержек и т.п.). Логическое продолжение определения эталона – детальное изучение причин отклонений показателей конкретной организации от сформированной модели (чего в российской практике не происходит).

В России сделана попытка интегрировать метод в процесс расчета необходимой валовой выручки без возможности для организаций объяснить свое несоответствие эталону или скорректировать плановые темпы оптимизации (относительно предложенных регулятором) в зависимости от инвестиционных возможностей.

Рисунок 6. Последовательность проведения сравнительного анализа организаций в целях тарифного регулирования



Метод сравнения аналогов предусмотрен в методических документах по расчету тарифов в трех отраслях: электроэнергетике, теплоснабжении, водоснабжении и водоотведении. В каждой отрасли метод реализован по-разному.

Так, в электроэнергетике непосредственно бенчмаркинг расходов организаций выполняет регулятор федерального уровня. Данный процесс закрыт для профессионального сообщества.

В результате в рамках методики по расчету расходов электросетевых организаций федеральный регулятор утверждает не вполне прозрачную систему коэффициентов, с использованием которых региональные регуляторы должны рассчитать операционные расходы регулируемых организаций и темпы их снижения.

В сфере сбыта электроэнергии применяется особая разновидность метода сравнения аналогов: метод эталонных издержек. Сущность его состоит в следующем. Регулятором устанавливаются числовые значения удельных расходов по различным направлениям в ценах базового года (например, оплата труда, содержание помещений в рублях на точку поставки или прибыль в процентах от стоимости поставляемой энергии и т.д.). Эти значения могут быть дифференцированы по различным основаниям (в зависимости от региона работы компании, масштаба ее деятельности, группы обслуживаемых потребителей и т.п.). Указанные числовые значения умножаются на соответствующий измеритель объема затрат (например, количество точек поставки или стоимость энергии), индексируются до уровня цен расчетного периода. Полученные значения суммируются, формируя выручку на покрытие расходов, подконтрольных регулируемой организации. Далее к полученной величине прибавляются неподконтрольные расходы и недополученные доходы (вычитаются излишне полученные доходы) последнего отчетного года.

Обсуждается распространение такого подхода для регулирования электросетевых организаций.

В сфере теплоснабжения бенчмаркинг должен осуществлять регулятор регионального уровня, однако в методике проведения данного анализа множество пробелов и возможностей для субъективных решений.

В сфере водоснабжения (водоотведения) метод в принципе предполагает принятие за эталон затрат крупнейшей организации без проведения детального анализа. В то же время применение данного метода ограничено малыми компаниями.

2. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЦЕН (ТАРИФОВ) В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

2.1. ВИДЫ ТОВАРОВ, УСЛУГ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ

Товары (услуги) в электроэнергетике целесообразно рассматривать применительно к типу энергетических компаний, которые их поставляют (оказывают).

Сфера производства электроэнергии (мощности) представлена генерирующими компаниями, которые эксплуатируют тепловые, гидравлические (гидроаккумулирующие) электростанции (ГЭС), атомные электростанции (АЭС), а также электростанции с возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ). Генерирующие компании в рамках деятельности по электроснабжению² поставляют два товара: электрическую энергию и мощность.

Сфера передачи электроэнергии представлена компаниями, владеющими объектами электросетевого хозяйства. Магистральные электрические сети, обеспечивающие межсистемные связи, обслуживаются ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», распределительные сети – территориальными сетевыми организациями (ТСО). Электросетевые компании в сфере электроснабжения оказывают два вида услуг: по передаче электроэнергии (мощности) и по технологическому присоединению к сетям.

Сбытовой сектор представлен гарантирующими поставщиками электроэнергии и независимыми сбытовыми компаниями, которые осуществляют или энергоснабжение потребителя, или куплю-продажу³ электроэнергии (мощности) в его интересах.

В отрасли функционируют так называемые инфраструктурные организации. АО «Системный оператор Единой энергетической системы» оказывает услуги по оперативно-диспетчерскому управлению и обеспечению системной надежности (в рамках которых выделяются несколько видов услуг).

² Для генерирующих компаний характерна деятельность и в других сферах. В первую очередь это относится к компаниям, эксплуатирующим тепловые электростанции, для которых выработка теплоэнергии является неотъемлемой частью производственного процесса. Практикуются и другие виды деятельности. В настоящем методическом пособии рассматриваются только виды деятельности (товары, услуги, цены), относимые к электроэнергетической отрасли.

³ При заключении договоров энергоснабжения с потребителем сбытовая компания (гарантирующий поставщик) самостоятельно заключает все договоры, необходимые для обеспечения ее электроснабжения; при заключении договоров купли-продажи потребитель самостоятельно приобретает услуги по передаче электроэнергии.

Организации коммерческой инфраструктуры (АО «Администратор торговой системы», АО «Центр финансовых расчетов») оказывают услуги коммерческого оператора оптового рынка электроэнергии (мощности).

В технологически изолированных от Единой энергетической системы (ЕЭС) России территориальных энергетических системах функционируют вертикально интегрированные энергетические компании, осуществляющие одновременно все перечисленные виды деятельности (кроме оказания услуг коммерческого оператора оптового рынка).

Для понимания системы цен в электроэнергетике целесообразно определить понятия оптового и розничных рынков электроэнергии (мощности).

Согласно ФЗ «Об электроэнергетике» оптовый рынок электроэнергии и мощности (далее – оптовый рынок) – это сфера обращения электрической энергии и мощности в рамках ЕЭС России в границах единого экономического пространства РФ с участием крупных производителей и крупных покупателей электрической энергии и мощности, а также иных лиц, получивших статус субъекта оптового рынка и действующих на основе его правил. Розничные рынки определены ФЗ «Об электроэнергетике» как «сфера обращения электрической энергии вне оптового рынка с участием потребителей электрической энергии».

В рамках оптового рынка выделяют ценовые и неценовые зоны, которые определены Постановлением Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 1172 «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» (далее – Постановление № 1172). В границах ценовых зон на оптовом рынке (т.е. в сфере производства электроэнергии и мощности) и на розничных рынках для конечных потребителей энергии практикуется частично нерегулируемое ценообразование. В пределах неценовых зон на оптовом и розничных рынках ценообразование регулируется. В территориально изолированных от ЕЭС России энергетических системах оптовый рынок электроэнергии (мощности) отсутствует (функционируют розничные рынки). Ценообразование в таких зонах регулируется.

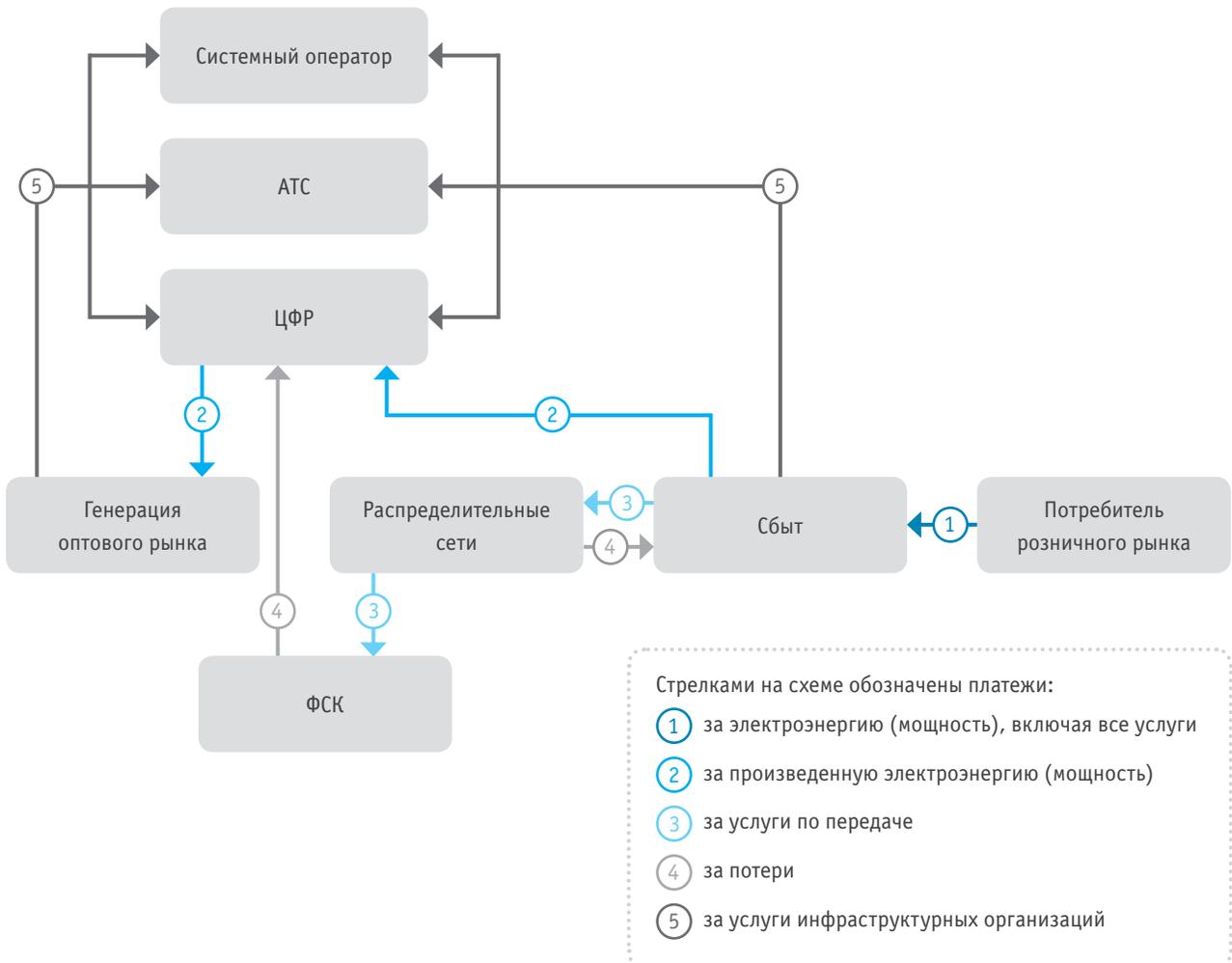
Разделение территории РФ на ценовые (неценовые) зоны оптового рынка схематически представлено на рисунке 7.

Рисунок 7. Организация энергетических рынков в различных регионах РФ



Для лучшего понимания системы цен в отрасли также целесообразно рассмотреть схему финансовых потоков, реализуемую на территориях ценовых и неценовых зон оптового рынка (рис. 8).

Рисунок 8. Общая схема финансовых потоков в электроэнергетике (ценовые и неценовые зоны оптового рынка)



Примечания:

- Если потребитель самостоятельно работает на оптовом рынке, то он осуществляет такой же набор платежей, как и сбытовая компания в общей схеме
- Генерация розничного рынка заключает договоры напрямую с потребителем, сетевой компанией (на потери), сбытовой компанией
- Распределительных сетевых компаний в каждом регионе много, они рассчитываются за услуги по передаче друг с другом
- Существуют потребители, напрямую присоединенные к ФСК. Оплата за услугу по передаче осуществляется напрямую ФСК
- Существуют схемы, когда потребитель со сбытовой компанией заключает договор купли-продажи. В этом случае передачу он оплачивает напрямую, а остальные расчеты – по общей схеме через сбыт

Для понимания системы цен на оптовом рынке нужно знать механизмы торговли электроэнергией (мощностью), которые определяются Постановлением № 1172 и представлены в таблице 3.

Таблица 3. Механизмы торговли электроэнергией (мощностью) на оптовом рынке

Механизм торговли	Продажа электроэнергии	Продажа мощности	Наличие в ценовых зонах	Наличие в неценовых зонах	Продавцы	Покупатели
Регулируемый договор в ценовых зонах оптового рынка	Да	Да	Да	Нет	Генерирующие компании	Гарантирующие поставщики, осуществляющие поставку населению. Покупатели на территориях ценовых зон оптового рынка с особым порядком ценообразования ⁴
Договор по регулируемым ценам в неценовых зонах оптового рынка	Да	Да	Нет	Да	Генерирующие компании	Потребители (в том числе сбытовые компании)
Рынок на сутки вперед	Да	Нет	Да	В объеме перетока по границе с ценовой зоной	Генерирующие компании	Потребители (в том числе сбытовые компании)
Балансирующий рынок	Да	Нет	Да	В объеме перетока по границе с ценовой зоной	Генерирующие компании и потребители (торговля отклонениями от заявленных объемов поставки/потребления)	Генерирующие компании и потребители (торговля отклонениями от заявленных объемов поставки/потребления)
Свободный договор	Да	Да	Да	Нет	Генерирующие компании	Потребители (в том числе сбытовые компании)
Свободный договор продажи отклонений	Да	Нет	Да	Нет	Генерирующие компании и потребители (торговля отклонениями от заявленных объемов поставки/потребления)	Генерирующие компании и потребители (торговля отклонениями от заявленных объемов поставки/потребления)
Конкурентный отбор мощности	Нет	Да	Да	Нет	Генерирующие компании	Потребители (в том числе сбытовые компании).
Договор поставки мощности в вынужденном режиме	Нет	Да	Да	Нет	Генерирующие компании, мощность которых не была отображена на конкурентном отборе, но в отношении которой было принято решение о поставке в вынужденном режиме (по причине ее необходимости для обеспечения системной надежности или теплоснабжения)	При этом ценовая нагрузка по оплате мощности, поставляемой по механизмам, указанным в настоящих пунктах, распределяется между потребителями по определенным правилам

⁴ Перечень таких территорий определен Постановлением № 1172.

(окончание)

Механизм торговли	Продажа электроэнергии	Продажа мощности	Наличие в ценовых зонах	Наличие в неценовых зонах	Продавцы	Покупатели
Договор о предоставлении мощности	Нет	Да	Да	Нет	Генерирующие компании, осуществляющие возведение мощности в рамках инвестиционных проектов, включенных в перечень приоритетных инвестиционных проектов при реформировании ОАО «РАО ЕЭС России», и заключившие соответствующие договоры	
Договор поставки мощности новых ГЭС и АЭС	Нет	Да	Да	Нет	Генерирующие компании, эксплуатирующие ГЭС и АЭС и реализующие проекты в рамках инвестиционных программ, утверждаемых Правительством РФ	
Договор по итогам дополнительного отбора инвестиционных проектов	Нет	Да	Да	Нет	Генерирующие компании, осуществляющие возведение мощности в рамках инвестиционных проектов, отобранных на специальном конкурсе. Такой конкурс организуется в случае, если объем поставки мощности на конкурентном отборе не обеспечивает спрос	
Договор по итогам конкурсов на формирование перспективного технологического резерва	Нет	Да	Да	Нет	Генерирующие компании, осуществляющие возведение мощности в рамках инвестиционных проектов, отобранных на специальном конкурсе (был организован в целях формирования перспективного технологического резерва мощности)	
Договор по итогам конкурсов ВИЭ	Нет	Да	Да	Нет	Генерирующие компании, осуществляющие поставку мощности на базе ВИЭ, квалифицированной в рамках специальных процедур	

Более подробные сведения о системе рынков электроэнергии (мощности), статусе, функциях и взаимоотношениях их субъектов, механизмах торговли на оптовом рынке, об особенностях функционирования различных компаний отрасли представлены в отраслевых нормативных актах (см. Приложение).

2.2. РЕГУЛИРУЕМЫЕ И НЕРЕГУЛИРУЕМЫЕ ЦЕНЫ (ТАРИФЫ)

Система цен, виды регулируемых и нерегулируемых тарифов в электроэнергетике определяются двумя нормативными актами: ФЗ «Об электроэнергетике» и Постановлением № 1178.

На оптовом рынке электроэнергии (мощности) выделяют цены на электроэнергию (мощность), применяемые для расчетов контрагентов по конкретному механизму торговли (перечислены в таблице 3), и ценовые надбавки для потребителей оптового рынка. Ценовые надбавки предназначены для того, чтобы аккумулировать целевые средства на реализацию приоритетных проектов (или на осуществление адресной поддержки потребителей отдельных регионов) в целях дальнейшего направления энергокомпаниям, реализующим указанные приоритетные проекты или поставляющим электроэнергию (мощность) в субсидируемые субъекты РФ. Перечень цен и ценовых надбавок, применяемых в расчетах на оптовом рынке электроэнергии (мощности), и способы их формирования представлены в таблице 4.

Таблица 4. Перечень цен и ценовых надбавок, применяемых в расчетах на оптовом рынке электроэнергии (мощности), и способы их формирования

Наименование цены (ценовой надбавки)	Способ формирования цены (ценовой надбавки)
1. Цены на электроэнергию и мощность	
Цены на электроэнергию и мощность, поставляемую по регулируемым договорам	Государственное регулирование (федеральный уровень)
Цены на электроэнергию и мощность, поставляемую генерирующими компаниями в неценовых зонах оптового рынка	Государственное регулирование (федеральный уровень)
Цены на электроэнергию и мощность, поставляемую по свободным договорам	Соглашение сторон
2. Цены на электроэнергию	
Цены на электроэнергию на рынке на сутки вперед	Формирование цены по правилам, определенным законодательством
Цены на электроэнергию на балансирующем рынке	Формирование цены по правилам, определенным законодательством
Цены на электроэнергию, поставляемую по свободным договорам продажи отклонений	Соглашение сторон
3. Цены на мощность	
Цены на мощность для потребителей	Формирование цены по правилам, определенным законодательством (складывается из совокупности цен и объемов поставки мощности генерирующих компаний, указанных далее, при этом ценовая нагрузка распределяется между потребителями по определенным правилам)

(окончание)

Наименование цены (ценовой надбавки)	Способ формирования цены (ценовой надбавки)
Цены на мощность по итогам конкурентного отбора	Формирование цены по правилам, определенным законодательством
Цены на мощность генерирующих объектов, в отношении которых были указаны наиболее высокие тарифы в ценовых заявках на конкурентный отбор мощности	Государственное регулирование (федеральный уровень)
Цены на мощность по договорам поставки мощности в вынужденном режиме	Государственное регулирование (федеральный уровень)
Цены на мощность по договорам о предоставлении мощности	Формирование цены по правилам, определенным законодательством
Цены на мощность по договорам поставки мощности новых ГЭС и АЭС	Государственное регулирование (федеральный уровень)
Цены на мощность по договорам, заключенным по итогам дополнительного отбора инвестиционных проектов	Формирование цены по правилам, определенным законодательством
Цены на мощность по договорам, заключенным по итогам конкурсов на формирование перспективного технологического резерва	Формирование цены по правилам, определенным законодательством
Цены на мощность по договорам, заключенным по итогам конкурсов ВИЭ	Формирование цены по правилам, определенным законодательством
4. Ценовые надбавки	
Надбавка к цене электроэнергии на рынке на сутки вперед для оплаты электрической энергии, произведенной на квалифицированных объектах на основе ВИЭ	Государственное регулирование (федеральный уровень)
Надбавка к цене электроэнергии на рынке на сутки вперед и (или) к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности и (или) электрической энергии производителей, расположенных на территориях Калининградской области, Республики Крым и (или) г. Севастополя	Государственное регулирование (федеральный уровень)
Надбавка к цене на мощность в целях достижения в субъектах Российской Федерации, входящих в состав Дальневосточного федерального округа, планируемых базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность)	Государственное регулирование (федеральный уровень)

Кроме того, на оптовом рынке для всех генерирующих объектов устанавливаются регулируемые цены, которые могут применяться в чрезвычайных ситуациях в условиях ограничения или отсутствия конкуренции. Законодательством определен порядок введения режима государственного регулирования торговли на оптовом рынке на этот случай.

Отдельно целесообразно рассмотреть понятие индикативной цены на электроэнергию (мощность). Индикативная цена представляет собой средневзвешенную стоимость единицы электрической энергии (мощности) по пакету регулируемых договоров, заключаемых гарантирующим поставщиком. Такая цена регулируется государством (утверждается в разрезе субъектов РФ), а коммерческий оператор оптового рынка подбирает пары контрагентов по регулируемым договорам таким образом, чтобы средняя цена покупки электроэнергии (мощности) для каждого гарантирующего поставщика соответ-

ствовала индикативной. Этот инструмент необходим для формирования конечных цен на электроэнергию для населения (и для прочих потребителей в неценовых зонах оптового рынка).

На розничных рынках электроэнергии (мощности) применяются фиксированные и предельные цены. Первые предназначены для расчетов контрагентов по договорам, вторые устанавливаются органами регулирования или рассчитываются по определенным законодательством правилам в целях федерального контроля за уровнем цен. Предельные цены (тарифы) в случае их государственного регулирования могут быть превышены (не достигнуты) при установлении фиксированных цен либо по согласованию с федеральным органом регулирования, либо при соответствии причин превышения определенным критериям (превышение, обусловленное реализацией утвержденных инвестиционных программ).

Ряд услуг в электроэнергетике оказываются одновременно на оптовом и розничных рынках. При этом также выделяют фиксированные и предельные цены.

Перечень цен (тарифов), характерных для электроэнергетики, за исключением цен оптового рынка, и способы их формирования представлены в таблице 5.

Кроме того, на розничных рынках территорий, относимых к ценовым зонам оптового рынка, могут устанавливаться регулируемые цены для прочих (помимо населения) потребителей в чрезвычайных ситуациях в условиях ограничения или отсутствия конкуренции (при введении государственного регулирования торговли на оптовом рынке).

В случаях и в порядке, предусмотренных законодательством, могут устанавливаться тарифы на услуги по обеспечению системной надежности и вывода ЕЭС России из аварийных ситуаций.

Таблица 5. Перечень цен (тарифов), характерных для электроэнергетики (за исключением цен оптового рынка), и способы их формирования

Вид цены	Плательщик	Получатель платежа	Способ формирования цены (тарифа)	Наличие предельных ограничений и способ их формирования
1. Цены на розничных рынках				
Цены на электроэнергию (мощность), поставляемую населению	Население и приравненные к населению потребители	Сбытовая компания – гарантирующий поставщик	Государственное регулирование (региональный уровень)	Устанавливаются предельные минимальные и максимальные уровни цен в разрезе субъектов РФ (федеральный уровень)
Цены на электроэнергию (мощность), поставляемую прочим (кроме населения) потребителям на территориях, относимых к ценовым зонам оптового рынка	Прочие потребители	Сбытовая компания – гарантирующий поставщик	Определяется в рамках предельного уровня нерегулируемых цен	Предельные уровни нерегулируемых цен рассчитываются в соответствии с определенными законодательством правилами. Расчет осуществляется непосредственно гарантирующими поставщиками
		Сбытовая компания, не являющаяся гарантирующим поставщиком	Соглашение сторон	Предельные ограничения отсутствуют
Цены на электроэнергию (мощность), поставляемую прочим (кроме населения) потребителям на территориях, не относимых к ценовым зонам оптового рынка	Прочие потребители	Сбытовая компания	Государственное регулирование (региональный уровень)	Устанавливаются предельные минимальные и максимальные уровни цен в разрезе субъектов РФ (федеральный уровень)

(продолжение)

Вид цены	Плательщик	Получатель платежа	Способ формирования цены (тарифа)	Наличие предельных ограничений и способ их формирования
Сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков	Потребители в составе конечной цены	Сбытовая компания	Государственное регулирование (региональный уровень)	Предельные ограничения отсутствуют
Цены на электроэнергию (мощность), производимую электростанциями розничного рынка – квалифицированными объектами ВИЭ	Сетевые компании, приобретающие электроэнергию в целях компенсации потерь	Производители электроэнергии	Государственное регулирование (региональный уровень)	Предельные ограничения отсутствуют
Цены на электроэнергию (мощность), производимую прочими электростанциями розничного рынка на территориях, относимых к ценовым зонам оптового рынка	Сбытовая компания или непосредственно потребитель	Производители электроэнергии	Соглашение сторон	Предельные ограничения отсутствуют
Цены на электроэнергию (мощность), производимую прочими электростанциями розничного рынка на территориях, не относимых к ценовым зонам оптового рынка	Сбытовая компания	Производители электроэнергии	Государственное регулирование (региональный уровень)	Предельные ограничения отсутствуют
2. Цены (тарифы) на услуги, оказываемые одновременно на оптовом и розничных рынках				
Тарифы на услуги по передаче электроэнергии по Единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС)	Территориальные сетевые организации и потребители, присоединенные непосредственно к ЕНЭС (сбытовые компании в интересах данных потребителей)	ПАО «ФСК ЕЭС»	Государственное регулирование (федеральный уровень)	Предельные ограничения отсутствуют
Тарифы на услуги по передаче электрической энергии в целях расчетов с потребителями («котловые тарифы»)	Сбытовые компании в интересах своих потребителей, потребители, самостоятельно заключающие договоры на оказание услуг по передаче электроэнергии	Территориальные сетевые организации, осуществляющие на территории субъекта РФ функцию «котлодержателя»	Государственное регулирование (региональный уровень)	Государством устанавливаются предельные уровни тарифов в разрезе субъектов РФ (федеральный уровень)
Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электроэнергии для взаиморасчетов между двумя сетевыми организациями	Территориальные сетевые организации	Территориальные сетевые организации	Государственное регулирование (региональный уровень)	Предельные ограничения отсутствуют

(окончание)

Вид цены	Плательщик	Получатель платежа	Способ формирования цены (тарифа)	Наличие предельных ограничений и способ их формирования
Тарифы на услуги по передаче электроэнергии для сетевых организаций, обслуживающих преимущественно одного потребителя	Потребитель в случае, если сетевая организация обслуживает преимущественно данного потребителя (сбытовые компании в интересах данных потребителей)	Территориальные сетевые организации, обслуживающие преимущественно одного потребителя	Государственное регулирование (региональный уровень)	Предельные ограничения отсутствуют
Тарифы на услуги коммерческого оператора	Покупатели и продавцы на оптовом рынке (производители электроэнергии, потребители оптового рынка, сбытовые компании в интересах потребителей розничного рынка)	Коммерческий оператор	Государственное регулирование (федеральный уровень)	Предельные ограничения отсутствуют
Тарифы на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике	Производители электроэнергии, потребители оптового рынка, сбытовые компании в интересах потребителей розничного рынка	Системный оператор	Государственное регулирование (федеральный уровень)	Предельные ограничения отсутствуют ⁵
Плата за технологическое присоединение к сетям (тарифные ставки, определяющие величину такой платы)	Потребители и сетевые организации, заинтересованные в технологическом присоединении	Сетевые организации, осуществляющие технологическое присоединение	Государственное регулирование (федеральный уровень – ПАО «ФСК ЕЭС», региональный уровень – остальные сетевые организации)	Предельные ограничения отсутствуют

Кроме того, на розничных рынках территорий, относимых к ценовым зонам оптового рынка, могут устанавливаться регулируемые цены для прочих (помимо населения) потребителей в чрезвычайных ситуациях в условиях ограничения или отсутствия конкуренции (при введении государственного регулирования торговли на оптовом рынке).

В случаях и в порядке, предусмотренных законодательством, могут устанавливаться тарифы на услуги по обеспечению системной надежности и вывода ЕЭС России из аварийных ситуаций.

⁵ При этом тариф за услуги в части организации отбора исполнителей и оплаты услуг по обеспечению системной надежности, услуг по обеспечению вывода ЕЭС России из аварийных ситуаций, услуг по формированию технологического резерва мощностей устанавливается как предельный максимальный.

2.3. ПОЛНОМОЧИЯ ОРГАНОВ ВЛАСТИ В ОБЛАСТИ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЦЕН НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ)

Существующее распределение полномочий органов власти в области государственного регулирования цен на электроэнергию (мощность) можно в общих чертах описать следующим образом. Федеральный орган регулирования отвечает за ценообразование на оптовом рынке и соблюдение общих предельных темпов роста цен, определяет ключевые балансовые решения и методологию расчета тарифов, рассматривает споры и разногласия энергокомпаний с региональными регулирующими органами. К компетенции последних отнесено формирование цен на розничных рынках при условии соблюдения ограничений, установленных на федеральном уровне. Конкретные виды регулируемых цен, устанавливаемые на федеральном и региональном уровнях, указаны в предыдущем разделе.

В настоящее время органом, уполномоченным на федеральном уровне осуществлять тарифное регулирование в электроэнергетике, является Федеральная антимонопольная служба.

Кроме непосредственного установления тарифов органы власти реализуют ряд полномочий, оказывающих существенное влияние на уровень цен. К таким полномочиям относятся формирование Сводного прогнозного баланса производства и поставок электроэнергии, утверждение инвестиционных программ, нормативов удельных расходов топлива и потерь в сетях.

Рисунок 9. Полномочия федеральных органов власти в сфере ценового регулирования в электроэнергетике



Более подробно распределение полномочий федеральных органов власти в области ценового регулирования в электроэнергетике представлено на рисунке 9.

Важно отметить, что региональные органы тарифного регулирования находятся в структуре органов власти субъектов РФ (т.е. напрямую подчинены высшему органу исполнительной власти региона, а не ФАС России). В то же время Федеральная антимонопольная служба осуществляет в отношении региональных органов тарифного регулирования ряд полномочий организационного характера (согласовывает назначение и освобождение от должности руководителей, может инициировать освобождение от должности, осуществляет мониторинг соответствия решений законодательству, дает предписания по устранению таких нарушений, в случае установления фактов превышения полномочий отменяет соответствующие решения).

2.4. ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ ЦЕН (ТАРИФОВ) В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Ценообразование в электроэнергетике отличается сложной системой дифференциации цен. Различают следующие направления дифференциации цен (тарифов) на электроэнергию и услуги в электроэнергетике:

- по группам (категориям) потребителей;
- по ценовым категориям;
- по зонам (времени) суток;
- по уровню напряжения точки подключения и с учетом иных особенностей подключения;
- по количеству ценовых ставок (одноставочные, двухставочные цены/тарифы).

Особенности применения указанных направлений дифференциации цен в различных сферах производства и потребления, а также экономический смысл такой дифференциации раскрыты в таблице 6.

В электроэнергетике практикуется применение как одноставочных цен (оплата стоимости электроэнергии и мощности осуществляется по единой ставке, исчисленной в рублях за киловатт-час), так и двухставочных (электроэнергия оплачивается по ставке, исчисленной в рублях за киловатт-час, дополнительно оплачивается мощность по ставке, исчисленной в рублях за киловатт в месяц). Экономический смысл применения двухставочных цен сводится к следующему.

С точки зрения потребителя, при рационализации графика нагрузки это позволяет снизить совокупный платеж за электроэнергию (если у потребителя число часов использования мощности⁶ более высокое, чем в среднем по совокупности потребителей в соответствующей группе, удельная стоимость электроэнергии окажется ниже одноставочной цены для данной совокупности потребителей⁷). Следствие такого стимулирующего воздействия – выравнивание графиков нагрузки в централизованных энергосистемах и соответственно снижение затрат на топливо и содержание мощности.

⁶ Годовое число часов использования мощности – показатель, определяемый путем деления годового объема потребления (поставки) электроэнергии на объем потребления (поставки) мощности. Пример: при бесперебойной работе в течение года энергопотребляющей установки мощностью 1 кВт объем потребления электроэнергии этой установкой составит 8760 кВт/ч. Иными словами, чем больше число часов использования мощности, тем выше загрузка оборудования.

⁷ Пересчет двухставочной цены в одноставочную осуществляется по формуле: $C^{3*} = C^3 + \frac{C^4 \cdot M \cdot t}{3}$, где:

C^{3*} – одноставочная цена, отражающая стоимость электроэнергии и мощности;

C^3 – цена на энергию (или ставка за энергию двухставочной цены);

C^4 – цена на мощность (или ставка за мощность двухставочной цены);

M – объем мощности;

t – время в расчетном периоде (например, 12 месяцев при исчислении ставки за мощность в рублях за киловатт в месяц и при расчете одноставочной цены в среднем за год);

Σ – объем потребления электроэнергии за время t .

С точки зрения производителей, отдельная оплата мощности позволяет с большей предсказуемостью спланировать выручку, компенсирующую условно-постоянные расходы на содержание генерирующей и сетевой мощности⁸.

Таблица 6. Дифференциация цен (тарифов) в электроэнергетике

Направление дифференциации цен	Виды цен, подлежащих дифференциации по данному основанию	Диапазоны дифференциации	Экономический смысл дифференциации цен по данному основанию
По группам (категориям) потребителей	Конечные (розничные) цены, тарифы на услуги по передаче электроэнергии, сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков	Выделяют группы «население и потребители, приравненные к населению», «прочие потребители» ⁹ , «сетевые организации, приобретающие электроэнергию для компенсации потерь»	Выделение групп потребителей позволяет координировать тарифную политику с приоритетами социальной политики
По ценовым категориям	Предельные нерегулируемые розничные цены на электроэнергию для потребителей, кроме населения на территориях ценовых и неценовых зон оптового рынка	Законодательством установлены шесть ценовых категорий, выбор которых зависит от мощности энергопринимающих устройств, возможности осуществления учета в необходимой детализации, осуществления почасового планирования	В основу дифференциации цен по данным основаниям заложены механизмы, стимулирующие потребителей к повышению точности планирования потребления и выравниванию графика нагрузки. В свою очередь такое потребительское поведение способствует сокращению топливных затрат и затрат на содержание резерва мощностей в централизованной энергосистеме
По зонам (времени) суток	Цены для населения и для прочих потребителей, расположенных вне территорий, относимых к ценовым и неценовым зонам оптового рынка. Предельные нерегулируемые розничные цены на электроэнергию для потребителей кроме населения на территориях ценовых и неценовых зон оптового рынка, относимых ко второй ценовой категории	Практикуется дифференциация по двум зонам суток (день / ночь) и трем зонам суток (пик / полупик / ночь)	В основу дифференциации цен по данным основаниям заложены механизмы, стимулирующие потребителей к смещению потребления в зону «ночного провала» графика нагрузки централизованной энергосистемы (т.е. к выравниванию графиков нагрузки). В свою очередь такое потребительское поведение способствует сокращению топливных затрат и затрат на содержание резерва мощностей в централизованной энергосистеме
В зависимости от величины максимальной мощности энергопринимающих устройств	Сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков для прочих потребителей на территориях ценовых и неценовых зон оптового рынка и, как следствие, предельные нерегулируемые розничные цены на электроэнергию для них	Выделяют следующие диапазоны дифференциации: – менее 670 кВт; – от 670 кВт до 10 МВт; – не менее 10 МВт	В основу дифференциации заложен принцип понижения цены при повышении мощности, который соответствует экономической логике формирования издержек энергокомпаний: удельные затраты на обслуживание более крупного потребителя ниже

⁸ Объем поставки мощности более предсказуем, чем объем энергопотребления.

⁹ При расчете конечных (розничных) регулируемых цен для потребителей, расположенных в территориально изолированных энергосистемах, также выделяют «базовых» потребителей (см. подробнее раздел, посвященный формированию конечной цены для прочих потребителей, расположенных на территориях, не объединенных в ценовые и неценовые зоны оптового рынка).

(окончание)

Направление дифференциации цен	Виды цен, подлежащих дифференциации по данному основанию	Диапазоны дифференциации	Экономический смысл дифференциации цен по данному основанию
По уровню напряжения точки подключения и с учетом иных особенностей подключения	Тарифы на услуги по передаче и, как следствие, регулируемые конечные (розничные) цены и предельные нерегулируемые розничные цены	Выделяют следующие группы дифференциации по способу присоединения: <ul style="list-style-type: none"> – к сетям ЕНЭС; – к распределительной сети; – к распределительной сети опосредованно через энергетические установки производителей; – к сетям организации, обслуживающей преимущественно данного потребителя. Выделяют следующие группы дифференциации по уровню напряжения распределительной сети: <ul style="list-style-type: none"> – на высоком напряжении (ВН): 110 кВ и выше; – на среднем первом напряжении (СН1): 35 кВ; – на среднем втором напряжении (СН11): 20-1 кВ; – на низком напряжении (НН): 0,4 кВ и ниже 	В основу дифференциации заложен принцип понижения цены при повышении напряжения, который соответствует экономической логике формирования издержек энергокомпаний: обслуживание потребителя, присоединенного на высоком уровне напряжения, не требует содержания сетей более низких уровней напряжения

2.5. ФОРМИРОВАНИЕ РЕГУЛИРУЕМОЙ И НЕРЕГУЛИРУЕМОЙ ЦЕНЫ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) ДЛЯ КОНЕЧНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ РОЗНИЧНЫХ РЫНКОВ

Порядок формирования конечной цены на электроэнергию различается для следующих потребителей розничных рынков:

- население и потребители, приравненные к населению;
- сетевые организации, потребляющие электроэнергию в целях компенсации потерь в электрических сетях;
- прочие потребители, расположенные на территориях, отнесенных к ценовым и неценовым зонам оптового рынка;
- прочие потребители, расположенные на территориях, не относимых к ценовым и неценовым зонам оптового рынка.

Вне зависимости от расчетного порядка формирования конечной цены и степени ее дифференциации цена для каждого потребителя содержит составляющие производства, передачи, сбыта электроэнергии и услуг, являющихся неотъемлемой частью процесса энергоснабжения. Отдельная составляющая цены для каждого потребителя – перекрестное субсидирование, которое возникает при установлении для одних категорий (групп) потребителей цен на уровне ниже экономически обоснованного за счет применения повышенных (относительно экономически обоснованного уровня)

цен для других категорий (групп) потребителей. При этом экономически обоснованным считается уровень цены, рассчитанный в соответствии с действующими методическими документами.

В связи со сложностью порядка дифференциации цен для каждого вида деятельности в электроэнергетике структура конечной цены может существенно различаться для каждого потребителя. В среднем по России (для всех категорий потребителей) структура конечной розничной цены выглядит следующим образом:

- производство электрической энергии $\approx 55\%$;
- передача электрической энергии¹⁰ $\approx 39\%$;
- сбыт электрической энергии $\approx 5\%$;
- инфраструктурные услуги $\approx 1\%$.

2.5.1. Формирование конечной цены для населения

Тарифы на электроэнергию для населения на всей территории РФ подлежат государственному регулированию и определяются региональными органами тарифного регулирования в соответствии с приказом Федеральной службы по тарифам от 16 сентября 2014 г. № 1442-Э «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на электрическую энергию (мощность) для населения и приравненных к нему категорий потребителей, тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей».

Для населения и приравненных к нему потребителей тарифы на электроэнергию устанавливаются едиными на территории субъекта РФ (вне зависимости от того, какой гарантирующий поставщик осуществляет поставку) одновременно в виде:

- одноставочного тарифа;
- тарифа, дифференцированного по двум зонам суток (день/ночь);
- тарифа, дифференцированного по трем зонам суток (пик/полупик/ночь).

Выбор вида тарифа осуществляется потребителем с учетом возможности повременного учета объемов потребления посредством установленного у потребителя счетчика.

По решению субъекта РФ для населения, проживающего в сельских населенных пунктах и в городах в домах, оборудованных электроплитами, все три вида тарифов могут быть установлены с понижающим коэффициентом в размере от 0,7 до 1, а также на территории данного субъекта может применяться социальная норма потребления (это объем электроэнергии, потребление домохозяйства в пределах которого оплачивается по более низкому тарифу, чем потребление сверх данной нормы).

Расчет тарифов для населения в соответствии с названными методическими указаниями осуществляется по следующим принципам:

- тарифы рассчитываются путем индексации тарифов прошлого года;
- при применении индексации для расчета ставок тарифов, дифференцированных по зонам суток, соотношение ставок поэтапно доводится до установленного методикой уровня;
- тарифы, применяемые к объему потребления сверх социальной нормы, рассчитываются с учетом установленного методикой соотношения с тарифом для объема потребления в пределах социальной нормы.

Важно отметить, что до 2015 г. алгоритм формирования тарифов для населения (в том числе ставки тарифов, дифференцированных по зонам суток), закрепленный в законодательстве, выглядел иначе. Действовавшими методическими указаниями определялся порядок расчета, основанный на суммировании индикативной цены, тарифа на услуги по передаче электроэнергии для населе-

¹⁰ Стоимость потерь электроэнергии в сетях учтена в составляющей производства электроэнергии.

ния, сбытовой надбавки и ставки, компенсирующей оплату услуг инфраструктурных организаций (при этом при расчете ночной ставки не учитывалась составляющая оплаты генерирующей мощности, которая включалась в расчет дневной/пиковой ставки). На практике тариф на услуги по передаче электроэнергии для населения «подгонялся» по остаточному принципу под предельно допустимый уровень тарифа для населения.

С изменением методических указаний по расчету тарифов для населения в них включен раздел, описывающий порядок расчета тарифа на услуги по передаче электроэнергии для населения (по сути, узаконен порядок его расчета по остаточному принципу). Для определения этого тарифа из средней величины конечного тарифа (взвешенной по объемам потребления в разрезе подгрупп «город/село» и способов осуществления платежей «одноставочный/зонный») вычитаются индикативная цена, сбытовая надбавка и ставка, компенсирующая оплату услуг инфраструктурных организаций. Расчет ведется отдельно для объемов потребления в пределах и сверх социальной нормы. Соответственно разница между рассчитанным таким способом тарифом на услуги по передаче электроэнергии для населения и экономически обоснованным тарифом (см. порядок расчета далее) будет равняться ставке перекрестного субсидирования, учтенного в тарифах для населения.

Таким образом, при формально измененном алгоритме расчета тарифов для населения сохраняется логика формирования цены из ставок по составляющим производственного цикла и ставки перекрестного субсидирования.

2.5.2. Формирование конечной цены для прочих потребителей, расположенных на территориях, отнесенных к ценовым зонам оптового рынка

Цены на электроэнергию для данных потребителей формально не являются регулируемыми. Однако если поставка электроэнергии осуществляется гарантирующими поставщиками, то конечная цена не должна превышать предельного уровня, рассчитанного в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1179 «Об определении и применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность)» (далее – Постановление № 1179).

Гарантирующие поставщики обязаны публиковать на своих сайтах расчет предельных уровней цен в соответствии с данным постановлением. Ввиду слабо развитой конкуренции на розничных рынках, а также особенностей налогообложения фактически продажа электроэнергии осуществляется гарантирующими поставщиками по ценам, соответствующим предельным уровням.

Предельные цены для рассматриваемых потребителей дифференцируются по ценовым категориям, состав которых установлен Постановлением Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии». Выделяют 6 ценовых категорий. Выбор ценовой категории осуществляется потребителем с учетом мощности энергопринимающих устройств, а также возможности осуществления учета объемов потребления в необходимой детализации.

К первой и второй ценовым категориям (ЦК) относятся малые потребители, осуществляющие расчеты за поставленную электроэнергию по одноставочной цене (первая ЦК) или цене, дифференцированной по двум или трем зонам суток (вторая ЦК), при продолжительности расчетного периода в один месяц.

Третья–шестая ЦК – это средние и крупные потребители, осуществляющие почасовой учет объемов потребления электроэнергии. При этом потребители, относимые к пятой и шестой ЦК, осуществляют также почасовое планирование объемов потребления.

Предельные цены для рассматриваемых потребителей рассчитываются путем суммирования следующих составляющих: производство (оптовый рынок), передача, сбыт, инфраструктурные ус-

луги. Соответственно для каждой составляющей действует свой порядок дифференциации. Тарифное меню конечных предельных цен учитывает все возможные виды дифференциации цены.

Составляющая производства (оптовый рынок) дифференцирована по ценовым категориям. Она определяется в одноставочном исполнении для первой ЦК, в одноставочном исполнении с учетом дифференциации по зонам суток – для второй, в двухставочном исполнении – для третьей–шестой ЦК. Частота изменения составляющей для первой и второй ЦК – один месяц, для третьей–шестой – один час. Порядок расчета и дифференциации данной составляющей определен Постановлением № 1179. В основу алгоритма дифференциации заложены следующие принципы:

- потребители, осуществляющие почасовой учет потребления без почасового планирования (третья и четвертая ЦК), оплачивают транслируемую стоимость электроэнергии на рынке на сутки вперед и на балансирующем рынке¹¹;
- потребители, осуществляющие почасовое планирование потребления (пятая и шестая ЦК), оплачивают транслируемую стоимость электроэнергии на рынке на сутки вперед и на балансирующем рынке, при этом при соответствии планового потребления фактическому ставка оплаты электроэнергии меньше, чем для третьей и четвертой ЦК, а при отклонении фактического потребления от плана она повышается;
- стоимость мощности оплачивается потребителями третьей–шестой ЦК по равной цене, транслируемой гарантирующим поставщиком и включающей стоимость мощности, приобретенной им с учетом всех механизмов торговли, кроме регулируемых договоров;
- потребители второй ценовой категории (дифференциация цены по зонам суток) оплачивают транслируемую стоимость электроэнергии на рынке на сутки вперед и на балансирующем рынке, а также стоимость мощности по цене, аналогичной цене для третьей–шестой ЦК; при этом в ночной зоне оплачивается только электроэнергия, в полупиковой – электроэнергия и мощность, в пиковой (или дневной при дифференциации цены по двум зонам суток) – электроэнергия, мощность и недоплата по мощности при расчете по ночной ставке;
- потребители первой ценовой категории оплачивают транслируемую стоимость электроэнергии на рынке на сутки вперед и на балансирующем рынке, а также стоимость мощности по цене, аналогичной цене для третьей–шестой ЦК, однако оплата мощности учитывается в цене в объеме, не оплаченном потребителями второй–шестой ЦК.

Составляющая передачи дифференцирована в зависимости от способа присоединения потребителя (к ЕНЭС, опосредованно через энергетические установки производителей, к распределительной сети) и уровня напряжения. В основу дифференциации заложен принцип оплаты потребителем содержания сетей всех уровней напряжения, необходимых для обеспечения энергоснабжения на уровне напряжения точки присоединения данного потребителя. Иными словами, чем ниже напряжение в точке присоединения потребителя, тем выше тариф для него (см. подробнее диапазоны дифференциации в разделе, посвященном формированию тарифов на услуги по передаче электроэнергии). Для потребителей, заключивших со сбытовой компанией договор купли-продажи, составляющая передачи принимает нулевое значение (она оплачивается потребителем в рамках отдельного договора). Составляющая передачи включается в расчет конечной предельной цены в одноставочном исполнении для первой, второй, третьей и пятой ЦК, в двухставочном исполнении – для четвертой и шестой ЦК.

Составляющая сбыта дифференцирована в зависимости от величины максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителя (см. подробнее диапазоны дифференциации в разделе, посвященном формированию сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков). В основу дифференциации заложено правило: чем больше мощность, тем ниже сбытовая надбавка.

¹¹ Здесь и далее для всех ценовых категорий: оплачивается также транслируемая с оптового рынка стоимость электроэнергии (мощности) по регулируемым договорам в случае, если гарантирующий поставщик функционирует на территории ценовых зон оптового рынка с особым порядком ценообразования (перечень территорий определен Постановлением № 1172).

Составляющая оплаты инфраструктурных услуг не подлежит дифференциации и рассчитывается исходя из стоимости данных услуг в последнем расчетном периоде, приведенной на объем потребления всей совокупности потребителей группы «прочие».

Таким образом, предельный уровень конечной нерегулируемой цены для потребителя зависит одновременно от следующих параметров потребления: выбранной ценовой категории, способа присоединения к электрической сети и уровня напряжения точки подключения, мощности энергопринимающих устройств.

2.5.3. Формирование конечной цены для прочих потребителей, расположенных на территориях, относимых к неценовым зонам оптового рынка

Цены на электроэнергию для рассматриваемых потребителей подлежат государственному регулированию и определяются в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (далее – Постановление № 442).

Цены для рассматриваемых потребителей дифференцируются по ценовым категориям (их состав и принципы определения аналогичны описанным в предыдущем разделе), способу присоединения к электрической сети и уровню напряжения точки подключения, мощности энергопринимающих устройств. Формирование цен по составляющим и порядок дифференциации аналогичны описанным в предыдущем разделе, за исключением следующих принципиальных позиций:

- цены фиксированные (а не предельные) и регулируются государством (устанавливаются заранее, а не рассчитываются по окончании расчетного периода);
- в составе слагаемых для расчета конечной цены присутствует составляющая, предназначенная для оплаты стоимости розничной генерации (продает электроэнергию гарантирующим поставщикам по регулируемым тарифам);
- расчет и дифференциация составляющей, предназначенной для оплаты оптовой генерации, базируются на регулируемых ценах, применяемых в неценовых зонах оптового рынка в соответствии с законодательством.

2.5.4. Формирование конечной цены для прочих потребителей, расположенных на территориях, не объединенных в ценовые и неценовые зоны оптового рынка (в технологически изолированных системах)

Цены на электроэнергию для рассматриваемых потребителей подлежат государственному регулированию и определяются в соответствии с приказом Федеральной службы по тарифам от 6 августа 2004 г. № 20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке».

В рассматриваемой категории цены устанавливаются дифференцированно для группы «базовые потребители» и «прочих» потребителей. К «базовым» относятся потребители, использующие более 20 МВт в месяц при годовом числе часов потребления мощности 7500 и более (т.е. крупные потребители с относительно равномерным графиком нагрузки).

Помимо выделения «базовых» и «прочих» потребителей цены дифференцируются в зависимости от способа присоединения к электрической сети и уровня напряжения точки подключения. Тарифы устанавливаются одновременно в одноставочном, двухставочном исполнении, также применяются одноставочные тарифы, дифференцированные по двум и трем зонам суток.

Все указанные виды тарифов представляют собой сумму составляющих: производство, передача, сбыт, прочие (инфраструктурные) услуги. При этом в силу преимущественной поставки электроэнергии на данных территориях вертикально интегрированными компаниями, совмещающими различные виды деятельности, отдельные составляющие тарифными решениями могут не фиксироваться (в то же время отдельный учет расходов по видам деятельности поставщиками ведется).

В основу расчета тарифов для «базовых» потребителей заложен учет составляющей производства по пониженной (по сравнению с другими потребителями) ставке.

В основу расчета тарифов, дифференцированных по зонам суток, заложена дифференциация составляющей производства. В ночной зоне оплачивается только электроэнергия, в полупиковой – электроэнергия и мощность, в пиковой (или дневной при дифференциации цены по двум зонам суток) – электроэнергия, мощность и недоплата по мощности при расчете по ночной ставке. Остальные составляющие включаются в расчет цены в равном объеме.

Дифференциация составляющей передачи осуществляется по общим правилам расчета единых («котловых») тарифов. Сбытовая надбавка для «прочих» потребителей рассматриваемых территорий не дифференцируется. Составляющая оплаты инфраструктурных услуг дифференциации также не подлежит.

2.5.5. Формирование цены для сетевых организаций, приобретающих электроэнергию в целях компенсации потерь

Формирование цен для сетевых организаций осуществляется по алгоритму, схожему с алгоритмом формирования цен для прочих потребителей, изложенному в разделах 2.5.2, 2.5.3 (при приобретении электроэнергии на территориях, относимых к ценовым и неценовым зонам оптового рынка) и 2.5.4 (при приобретении электроэнергии на остальных территориях). При этом применяются следующие особенности расчета:

- в расчет цены не включается составляющая передачи электроэнергии;
- отсутствует дифференциация сбытовой надбавки в зависимости от мощности энергопринимающих устройств (о порядке расчета сбытовой надбавки для сетевых организаций см. подробнее в соответствующем тематическом разделе).

2.6. ПОДХОДЫ К РАСЧЕТУ ОСНОВНЫХ ВИДОВ РЕГУЛИРУЕМЫХ ЦЕН (ТАРИФОВ)

2.6.1. Формирование регулируемых цен на производство электроэнергии (мощности)

Регулируемые цены на производство электроэнергии устанавливаются для ряда механизмов торговли на оптовом рынке, а также для генерации розничного рынка в территориально изолированных энергосистемах (см. подробнее раздел, посвященный описанию видов регулируемых и нерегулируемых цен). Порядок расчета регулируемых цен в сфере генерации электроэнергии определяется совокупностью нормативных и методических документов: Постановлением Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», приказами Федеральной службы по тарифам и Федеральной антимонопольной службы (см. Приложение).

Регулируемые цены в сфере производства электроэнергии устанавливаются в двухставочном исполнении (ставка за мощность, ставка за энергию). Они могут рассчитываться с применением метода экономически обоснованных расходов¹², метода доходности инвестированного капитала¹³, метода индексации¹⁴.

При использовании первых двух методов в основу расчета ставки за мощность заложено деление условно-постоянных расходов на объем установленной (располагаемой) мощности. В основу расчета ставки за энергию заложено деление условно-переменных расходов на объем поставки электроэнергии.

В случае применения метода индексации ставки за энергию и мощность индексируются от уровня прошлого года по определенным правилам. Формула индексации учитывает инфляцию и ряд факторов, модификация которых прогнозируется отдельно. К таким факторам относятся изменение отдельных неподконтрольных расходов, отклонение фактических параметров от прогнозных за прошлый период регулирования по неконтролируемым организацией основаниям.

2.6.2. Формирование регулируемых цен на услуги по передаче электроэнергии

Тарифы на услуги по передаче электроэнергии подлежат государственному регулированию. Порядок их расчета и установления определяется совокупностью нормативных и методических документов: Постановлениями Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» и от 27 декабря 2004 г. № 861 «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, правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям»; приказами Федеральной службы по тарифам и Федеральной антимонопольной службы (см. Приложение).

Выделяют четыре вида тарифов на услуги по передаче электроэнергии.

Тарифы на услуги по передаче электроэнергии по ЕНЭС применяются в расчетах между:

- ПАО «ФСК ЕЭС» и потребителями, непосредственно присоединенными к ЕНЭС (сбытовыми компаниями в их интересах);
- ПАО «ФСК ЕЭС» и распределительными сетевыми компаниями, присоединенными к ЕНЭС.

Такой тариф устанавливается в двухставочном исполнении (ставка за мощность, ставка за энергию). В основу расчета ставки за мощность заложено деление необходимой валовой выручки на содержание сетей на объем потребляемой мощности. При этом имеет место региональная дифференциация ставки (для ряда дотационных регионов она устанавливается с понижением, компенсируясь повышением в других регионах). В основу расчета ставки за потери заложено деление затрат на покупку потерь на объем потерь в сетях ПАО «ФСК ЕЭС». При этом объем потерь, стоимость которых компенсируется каждым потребителем ПАО «ФСК ЕЭС» (конечным потребителем или распределителем), зависит от объема потерь в сетях ПАО «ФСК ЕЭС».

¹² Цены на электрическую энергию и мощность по договорам купли-продажи по регулируемым тарифам в исключительных случаях в соответствии с приказом Федеральной службы по тарифам от 15 сентября 2006 г. № 199-э/6, цены электростанций на розничных рынках территориально изолированных энергосистем в соответствии с приказом Федеральной службы по тарифам от 6 августа 2004 г. № 20-э/2.

¹³ Цены на мощность по договорам поставки мощности новых ГЭС и АЭС в соответствии с приказом Федеральной службы по тарифам от 13 октября 2010 г. № 486-э.

¹⁴ Цены на электрическую энергию и мощность по договорам купли-продажи по регулируемым тарифам (большинство случаев) в соответствии с приказом Федеральной службы по тарифам от 28 августа 2014 г. № 210-э/1, а также другие (не указанные ранее) виды регулируемых цен в сфере производства.

тельной сетевой компанией), определяется Сводным прогнозным балансом производства и поставок электроэнергии (мощности), утверждаемым Федеральной антимонопольной службой. Необходимая валовая выручка ПАО «ФСК ЕЭС» определяется методом доходности инвестированного капитала (см. соответствующий тематический раздел), объем оказываемых услуг – Сводным прогнозным балансом производства и поставок электроэнергии (мощности), утверждаемым Федеральной антимонопольной службой.

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии в целях расчетов с потребителями («котловые тарифы») применяются между распределительной сетевой компанией, осуществляющей функции «котлодержателя»¹⁵, и потребителями (сбытовыми компаниями от их имени).

Такие тарифы устанавливаются одновременно в одноставочном и двухставочном исполнении (ставка за мощность, ставка за энергию). Выбор вида тарифа для расчета осуществляет потребитель. В основу расчета заложено деление необходимой валовой выручки на объем реализации услуг.

При этом в числителе суммируется необходимая валовая выручка всех распределительных сетевых компаний в регионе, а в знаменателе – объем оказываемых им услуг (т.е. происходит усреднение тарифа вне зависимости от того, к сетям какой организации присоединен потребитель, – «котловой» принцип ценообразования).

При расчете ставки за мощность в числителе учитывается необходимая валовая выручка сетевых организаций на содержание сетей (условно-постоянные расходы), включая оплату ими услуг ПАО «ФСК ЕЭС», в знаменателе – планируемый объем поставки мощности потребителям. При расчете ставки за энергию в числителе учитываются затраты на приобретение электроэнергии для компенсации потерь, в знаменателе – планируемый объем поставки электроэнергии потребителям. Пересчет двухставочного тарифа в одноставочный осуществляется по общей формуле (см. раздел, посвященный дифференциации тарифов).

«Котловые» тарифы дифференцируются для групп «население» и «прочие». Порядок расчета тарифа для населения определен методикой установления конечных (розничных) цен для данной группы (см. соответствующий раздел). «Котловые» тарифы для «прочих» потребителей дифференцируются по уровням напряжения (ВН 110 кВ и выше; СН1 35 кВ; СН11 20-1 кВ; НН 0,4 кВ и ниже).

В основу дифференциации экономически обоснованного «котлового» тарифа по уровням напряжения закладывается принцип оплаты содержания сетей (компенсации потерь) в сетях того уровня напряжения, который участвует в передаче энергии до данного потребителя. Так, тариф на высоком напряжении учитывает содержание сетей и оплату потерь ВН, тариф на среднем первом – ВН и СН1, тариф на среднем втором – ВН, СН1 и СН11, на низком – всех четырех уровней напряжения.

При расчете утверждаемых «котловых» тарифов для «прочих» потребителей к экономически обоснованному тарифу прибавляется ставка перекрестного субсидирования, переделаемая исходя из разницы между обоснованным «котловым» тарифом на услуги по передаче электроэнергии, оказываемые населению на соответствующем уровне напряжения (преимущественно НН), и утверждаемым по методике расчета конечной (розничной) цены для населения.

Важно отметить, что для потребителей, присоединенных к распределительной сети опосредованно через установки производителей энергии, действует особый порядок оплаты услуги по передаче: при отсутствии фактического потребления энергии из сети такой потребитель оплачивает резервируемую через сеть мощность по ставке за содержание. При наличии потребления из сети такой потребитель дополнительно оплачивает услугу по передаче по ставке за энергию.

Необходимая валовая выручка сетевых компаний определяется преимущественно долгосрочными методами: методом доходности инвестированного капитала или долгосрочной индексации (см. соответствующие тематические разделы). В отдельных случаях (первое регулирование, изолированные энергосистемы) применяется метод экономически обоснованных расходов. Объем оказы-

¹⁵ Определяется при заключении договоров между сетевыми компаниями.

ваемых услуг определяется Сводным прогнозным балансом производства и поставок электроэнергии (мощности), утверждаемым Федеральной антимонопольной службой.

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электроэнергии для взаиморасчетов между двумя сетевыми организациями устанавливаются для того, чтобы собранная «котлодержателем» от потребителей выручка, предназначенная для содержания сетей (и оплаты потерь) всех сетевых организаций региона, была распределена между сетевыми компаниями.

Практикуются две ключевые схемы взаиморасчетов. «Котел сверху» предполагает сбор выручки по «котловому» тарифу одной крупнейшей сетевой организацией и дальнейшую оплату услуг всех малых сетевых организаций региона. «Котел снизу» подразумевает сбор выручки по «котловому» тарифу совокупностью сетевых организаций (потребитель платит в адрес той организации, к сетям которой присоединен) и дальнейшее распределение излишков при расчетах по индивидуальным тарифам. Встречаются комбинированные схемы (на отдельных территориях региона «котел снизу» при «котле сверху» в основной части области). Схема взаиморасчетов определяется при заключении договоров сетевыми организациями и прослеживается по тарифным решениям регионального регулятора (пары сетевых организаций для взаиморасчетов и направление платежа).

Такие тарифы устанавливаются одновременно в двухставочном и одноставочном исполнении (ставка за мощность, ставка за энергию). Выбор вида тарифа для расчета осуществляется при заключении договоров сетевыми компаниями. В основу расчета заложено деление разницы между необходимой валовой выручкой сетевой компании и сбором ею средств от потребителей на объем перетока между сетевыми организациями. Важно отметить, что направление платежа определяется лишь схемой взаиморасчетов, выбранной в регионе, и не зависит от направления перетока электроэнергии.

Тарифы на услуги по передаче электроэнергии для сетевых организаций, обслуживающих преимущественно одного потребителя, устанавливаются по следующему принципу.

Если сетевая организация обслуживает только одного потребителя, то:

- ее необходимая валовая выручка в расчет «котлового» тарифа не включается;
- в отношении нее устанавливается индивидуальный тариф на услуги по передаче;
- ее единственный потребитель оплачивает услугу по передаче по сумме «котлового» и индивидуального тарифов.

Если потребитель не единственный, а преимущественный (приобретает более 80% объемов оказываемых услуг), то в «котловой» тариф включается доля выручки такой организации, пропорциональная доле потребления совокупности остальных (кроме преимущественного) потребителей.

2.6.3. Формирование тарифов на услуги по технологическому присоединению к сетям

Указанные тарифы подлежат государственному регулированию и устанавливаются в соответствии с Постановлениями Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «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, правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям» (далее – Постановление № 861), от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», приказом Федеральной антимонопольной службы от 29 августа 2017 г. № 1135/17 «Об утверждении

методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям».

Общие принципы установления тарифов на технологическое присоединение предполагают:

- наличие льготных категорий потребителей, подключение которых осуществляется по символической ставке 550 рублей (население и малые потребители при соблюдении определенных критериев: присоединяемая мощность в пределах 15 кВт, расстояние до существующих сетей необходимого уровня напряжения в пределах 3090 м в городе и 500 м в сельской местности, присоединение по третьей категории надежности);
- наличие льготных категорий потребителей, в расчет тарифов для которых не включается инвестиционная составляющая (присоединяемая мощность в пределах 150 кВт при соблюдении определенных критериев);
- учет инвестиционной составляющей для присоединения остальных категорий потребителей только по проектам строительства от существующей сети до энергопринимающих устройств потребителей.
- Тарифы для потребителей (кроме «льготников за 550 рублей») устанавливаются в следующем порядке:
- для «средних» потребителей (присоединяемая мощность менее 8,9 МВт) на низком и среднем втором уровнях напряжения – в виде стандартизированных ставок за единицу физического объема работ сетевой компании и в виде ставок за единицу присоединяемой мощности (выбор способа расчета осуществляет потребитель);
- для «крупных» потребителей – в виде платы за конкретное присоединение.

Кроме того, при отсутствии технической возможности присоединения потребителя (вне зависимости от объема мощности и уровня напряжения присоединения) устанавливается плата за конкретное присоединение «по индивидуальному проекту». Критерии отсутствия технической возможности определяются Постановлением № 861.

В основу расчета тарифов на присоединение заложено усреднение фактических расходов всех сетевых организаций региона на осуществление схожих процедур присоединения (как организационного характера, так и инвестиционных мероприятий).

2.6.4. Формирование бытовых надбавок гарантирующих поставщиков

Бытовые надбавки гарантирующих поставщиков подлежат государственному регулированию и определяются в соответствии с приказом Федеральной антимонопольной службы от 21 ноября 2017 г. № 1554/17 «Об утверждении методических указаний по расчету бытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов».

Бытовые надбавки устанавливаются в рублях за киловатт-час в одноставочном выражении и дифференцируются по группам потребителей: «население», «сетевые организации, приобретающие электроэнергию в целях компенсации потерь», «прочие потребители». При этом для последних выделяются три подгруппы в зависимости от мощности присоединенных энергопринимающих устройств (менее 670 кВт, от 670 кВт до 10 МВт, не менее 10 МВт.).

В основе расчета бытовых надбавок – деление плановой выручки на обслуживание группы (подгруппы) потребителей на плановый объем реализации. При этом установлен ряд условий усреднения бытовых надбавок, который позволяет сохранить следующую логику дифференциации надбавки по подгруппам «прочих» потребителей: чем выше максимальная мощность энергопринимающих устройств, тем ниже бытовая надбавка.

Плановая выручка гарантирующего поставщика рассчитывается по методу «эталонных затрат» отдельно для каждой группы (подгруппы «прочих») потребителей. Установлен переходный период, связанный с этапностью изменения плановой выручки вследствие смены метода регулирования (методика с применением эталонов утверждена только в 2017 г.). В полном объеме метод «эталонных затрат» должен быть применен для расчета сбытовых надбавок не позднее 2020 г. (в каждом конкретном случае своя этапность перехода).

Расчет плановой выручки с использованием метода «эталонных затрат» происходит по следующему алгоритму. Методикой установлены числовые значения «постоянных компонент» расходов (оплата труда, содержание помещений, печать и доставка документов, организация работы колл-центров, взаимодействие с потребителями через интернет, сбор и обработка показаний приборов учета, обеспечение потребителю возможности оплаты электроэнергии без комиссии), выраженные в рублях на точку поставки и исчисленные в ценах 2016 г. Эти значения дифференцированы в зависимости от региона работы гарантирующего поставщика, масштаба его деятельности, группы обслуживаемых потребителей. Указанные числовые значения умножаются на количество точек поставки электроэнергии потребителям соответствующей группы, индексируются до уровня цен расчетного периода с применением индекса потребительских цен. Никаких индексов эффективности, снижающих темпы роста постоянных издержек по сравнению с инфляцией, методикой не предусмотрено (в отличие от ряда других регулируемых видов деятельности). Полученные значения суммируются, формируя выручку на покрытие условно-постоянных расходов, подконтрольных гарантирующему поставщику.

Далее к полученной величине прибавляются условно-переменные расходы по статьям «проценты по кредитам», «резерв по сомнительным долгам» и «расчетная предпринимательская прибыль». Эти величины рассчитываются по принципу «в размере заявки гарантирующего поставщика, но не выше определенного лимита». Лимиты установлены методикой. На последнем этапе к выручке прибавляются неподконтрольные расходы (амортизация, налоги, капитальные вложения из прибыли) и недополученные доходы (вычитаются излишне полученные доходы) последнего отчетного года.

2.7. ПРОБЛЕМЫ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТАРИФОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Одной из ключевых проблем государственного регулирования тарифов в электроэнергетике (как и в других отраслях) является *сложность системы регулирования при ее низкой результативности*.

В настоящее время государственное регулирование тарифов в энергетике представляет собой достаточно сложную систему:

- регулирование затрагивает два уровня власти;
- ежегодно утверждаются десятки видов тарифов;
- количество регулируемых организаций во всей стране составляет десятки тысяч;
- количество ведомственных методических документов в области регулирования тарифов не ограничивается десятком;
- объем информации, подлежащей обязательному раскрытию регулируемыми организациями, требует создания новых или серьезной модернизации существующих систем учета на предприятиях;
- система контроля за формированием и применением тарифов включает региональные органы тарифного регулирования, ФАС России и его территориальные подразделения, Счетную палату, Прокуратуру, МВД, ФСБ, а также общественный контроль. При этом региональные органы тарифного регулирования контролируют регулируемые организации, ФАС России –

регулируемые организации и решения региональных органов, остальные органы и институты – регулируемые организации, решения региональных и федерального органов тарифного регулирования.

Контролируемыми параметрами являются главным образом затраты регулируемых организаций и объемы финансирования инвестиционных программ. Даже при использовании прогрессивных методов регулирования (метода доходности инвестированного капитала, индексации), которые не предполагают прямого формирования плановой сметы расходов, регулирующие и силовые органы в рамках регулярных проверок деятельности организаций отслеживают факты нецелевого расходования средств.

Отдельно необходимо отметить высокую степень детализации контроля издержек. Так, для того чтобы признать расходы обоснованными, регулирующий орган должен проверить документы первичного бухгалтерского учета в буквальном смысле по каждому потраченному организацией рублю. Однако в современных реалиях темп роста тарифов ограничен задаваемым на макроуровне параметром¹⁶, закон обязывает регулирующие органы соблюдать действующие методики по расчету тарифов, а возможность выделения бюджетных средств на компенсацию недополученных доходов отсутствуют. В этих условиях суть такого постатейного контроля затрат и все усилия регулирующих органов сводятся к обоснованию не включения в тарифы тех или иных расходов организаций и «подгону» расчетных параметров под требования методических документов, которые зачастую допускают неоднозначные трактовки, содержат массу пробелов и неурегулированных вопросов, а также математические и логические ошибки.

Одновременно с этим регулирующие органы практически не соотносят выделяемое через тарифы финансирование с целевой динамикой основных показателей деятельности регулируемых организаций (показатели удельного расхода энергоресурсов, закрепленные в программах энергосбережения, утверждаемые показатели надежности и качества услуг, учитываемые в тарифах темпы снижения операционных расходов, показатели состояния оборудования, реконструируемого в рамках утверждаемых инвестиционных программ, и др.). При этом степень достижения данных показателей оказывает лишь косвенное влияние на будущее регулирование организации (и то не во всех случаях).

Таким образом, регулирующие органы, а также ведомства и общественные институты, включенные в систему контроля тарифов естественных монополий, тратят огромный ресурс на обоснование (проверку законности) принятия решений с заведомо известным результатом (заданный темп роста тарифов) и не уделяют никакого внимания вопросу о том, каких реально улучшений регулируемая организация в состоянии достигнуть в рамках выделенного ей через тарифы финансирования.

Подтверждением данной проблемы может служить большое количество досудебных и судебных разбирательств в отношении принятых тарифных решений, взысканий в адрес регулирующих органов за несоблюдение законодательства (количество отмененных решений региональных органов тарифного регулирования в период исполнения соответствующих полномочий Федеральной службы по тарифам доходило до 950 в год, количество споров и разногласий по тарифам – свыше 250 в год) при низкой результативности регулирования с точки зрения создания стимулов для снижения издержек и повышения качества обслуживания.

Одной из важнейших проблем, которым стоит уделить внимание, является *изменчивость тарифной политики*.

В 2007–2008 гг. был провозглашен переход к долгосрочному регулированию тарифов. Формально с тех пор внедрены долгосрочные методы ценообразования в регулируемых секторах, однако

¹⁶ Закладываемые в прогноз социально-экономического развития темпы роста тарифов являются средними по стране и теоретически могут существенно дифференцироваться по субъектам РФ. В то же время на практике высшие региональные органы исполнительной власти зачастую ставят задачу перед органами тарифного регулирования по соблюдению среднего по стране темпа роста тарифов (по социальным и политическим соображениям).

на практике законодательство периодически существенно изменяется. По особым распоряжениям Правительства РФ с 2008 г. выполнены три пересмотра долгосрочных параметров регулирования, которые изначально декларировались неизменными. Более того, правила функционирования оптового и розничного рынков за данный период претерпевали коренные трансформации. Параметры изменения тарифов в инфраструктурных секторах ежегодно пересматриваются в рамках формирования прогноза социально-экономического развития России, и уточнения бывают существенными. Все эти изменения крайне негативно сказываются на инвестиционном климате в инфраструктурных отраслях и на доверии предпринимательского сообщества к декларируемым принципам регулирования.

Отдельно следует отметить *проблему «завышенных ожиданий» в тарифной политике.*

Правительство РФ подчеркивает, что сдерживание темпов роста тарифов должно быть обеспечено за счет внутренних резервов компаний: ни реализация ранее обозначенных задач, ни исполнение инвестиционных программ не должны «пострадать» в связи со снижением допустимых темпов роста цен. В этой связи заданные на макроуровне ценовые пределы зачастую не учитывают всех факторов изменения регулируемых тарифов, предусмотренных действующими нормативными актами и методическими документами.

Результатами таких разночтений и изменчивости законодательства являются непрозрачность тарифного регулирования как для производителей, так и для потребителей услуг, снижение доверия бизнеса к государству и ухудшение инвестиционного климата.

Решение большинства экономических проблем отрасли невозможно без ликвидации *перекрестного субсидирования*, под которым в практике российского законодательства понимают ситуацию, когда для каких-либо потребителей (классифицированных по различным признакам) цена устанавливается ниже экономически обоснованного уровня, что компенсируется определением цены выше экономически обоснованного уровня для других групп.

Потребители не стремятся к оптимизации потребления дешевых товаров и ищут пути отказа от потребления дорогих, поэтому искажение реальной стоимости товаров и услуг приводит к сокращению выручки потенциально рентабельных сегментов и ухудшению финансовых результатов отрасли в целом. Как инструмент поддержки потребителя перекрестное субсидирование не создает перспектив для улучшения ситуации, поскольку является безадресной (оказывается независимо от реальной потребности каждого экономического агента) и безусловной (не предъявляются требования к потребителю по оптимизации затрат, платежной дисциплине, уплате налогов и проч.).

Задача ликвидации перекрестного субсидирования озвучивается профессиональным сообществом в числе приоритетных на протяжении уже более 20 лет. Однако за это время объем перекрестного субсидирования в электроэнергетике только увеличивался, хоть и были достигнуты определенные успехи по частичному решению проблемы (например, легализация перекрестного субсидирования, ликвидация межтерриториального перекрестного субсидирования на оптовом рынке до его возврата с введением ценовых механизмов поддержки отдельных территорий, частичное решение проблемы «последней мили» и др.).

С 2004 г. объем перекрестного субсидирования между группами потребителей, учитываемый в тарифах на услуги по передаче электроэнергии, вырос в 4 раза.

Важно отметить, что экономически обоснованная цена на один и тот же товар, как правило, не является единой для всех потребителей. Порядок расчета экономически обоснованного уровня цены для заданной территории, группы потребителей и т.д. определен федеральным законодательством.

Таким образом, вопрос наличия или отсутствия перекрестного субсидирования, а также порядок определения его величины непосредственно связаны с порядком определения экономически обоснованного уровня цены для тех или иных потребителей.

Вследствие этого перекрестное субсидирование в ряде случаев искусственно возникает или прекращается (увеличивается или снижается). Даже при неизменности цен, по которым осуществляются фактические расчеты потребителей электроэнергии (услуг в сфере энергетики) с поставщиками, изменение законодательства, определяющего порядок расчета экономически обоснованной цены, может привести к возникновению или прекращению перекрестного субсидирования.

Вторым важнейшим аспектом, на который следует обратить внимание, является объективная невозможность однозначно и достоверно определить издержки отрасли, связанные с поставкой электроэнергии каждому конкретному потребителю (за исключением случаев автономного энергоснабжения). В общей энергосистеме практически все оборудование задействовано в энергообеспечении всей совокупности потребителей одновременно, а проектирование энергосистемы основывается на принципе минимизации совокупных издержек всех пользователей (причем не только электрической, но и тепловой энергии). Таким образом, определение состава оборудования (и как следствие издержек), обоснованного с позиции энергоснабжения конкретного потребителя, не представляется возможным. Попытка осуществить соответствующее моделирование для определенной категории (группы) потребителей неизбежно сталкивается с проблемой обоснования той или иной классификации потребителей (например, каковы объективные различия в объеме инфраструктуры, необходимой для снабжения домохозяйства и малого магазина, или на каком основании законодатель при ценообразовании не делает различий в домохозяйствах, расположенных на большом расстоянии друг от друга и на разном расстоянии от генерирующего объекта в рамках одного субъекта РФ, и т.д.).

С учетом изложенного профессиональная дискуссия о наиболее оптимальных степени дифференциации цен и способе определения экономически обоснованной цены не может быть прекращена.

Ключевыми негативными последствиями описанных дисбалансов являются искажение рыночных сигналов и создание некорректных стимулов для субъектов рынка (как производителей, так и потребителей). На первый план выходит стремление участников рынка к максимизации выгод от доминирующего или монопольного положения, а также лоббирования «исключительных мер поддержки». Оптимизация затрат становится препятствием для получения таких «дотаций».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленном издании обобщена практика регулирования цен в инфраструктурных секторах, систематизированы и изложены ключевые положения законодательства по расчету регулируемых цен в электроэнергетике, рассмотрены наиболее актуальные проблемы в сфере регулируемого ценообразования в отрасли. Более глубокое понимание вопросов, затронутых в настоящем методическом пособии, требует от специалистов детального изучения как нормативно-правовых актов, регулирующих отношения участников рынков электроэнергии (мощности) и вопросы ценообразования, так и технологических основ функционирования отрасли, особенностей экономики энергетических компаний.

Спецификой профессиональной деятельности в области регулируемого ценообразования является необходимость постоянной адаптации к изменяющемуся нормативно-правовому полю. В условиях, когда отраслевое законодательство постоянно совершенствуется, к специалистам предъявляется требование о регулярном повышении квалификации и совершенствовании профессиональных навыков. Информация, представленная в настоящем издании, актуальна по состоянию на 2018 год. В случае внесения существенных изменений в отраслевое законодательство и законодательство в сфере ценообразования пособие потребует соответствующей актуализации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Долматов И.А., Карле В.А., Панова М.А. Регулирование тарифов в газовом комплексе России / Под общ. ред. Е.В. Яркина. М.: НИУ ВШЭ, 2017.
2. Федеральный закон от 17 августа 1995 г. № 147-ФЗ «О естественных монополиях».
3. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
4. Постановление Правительства РФ от 7 марта 1995 г. № 239 «О мерах по упорядочению государственного регулирования цен (тарифов)».
5. Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 861 «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, правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям».
6. Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 1172 «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».
7. Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике».
8. Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1179 «Об определении и применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность)».
9. Постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».
10. Приказ Федеральной службы по тарифам от 6 августа 2004 г. № 20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке».

11. Приказ Федеральной службы по тарифам от 15 сентября 2006 г. № 199-э/6 «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на электрическую энергию и мощность по договорам купли-продажи по регулируемым тарифам (ценам) на оптовом рынке».
12. Приказ Федеральной службы по тарифам от 17 февраля 2012 г. № 98-э «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки».
13. Приказ Федеральной службы по тарифам от 30 марта 2012 г. № 228-э «Об утверждении Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала».
14. Приказ Федеральной службы по тарифам от 28 августа 2014 г. № 210-э/1 «Об утверждении Формул индексации регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), применяемых в договорах купли-продажи электрической энергии (мощности), порядка их применения, а также порядка установления плановых и фактических показателей, используемых в указанных формулах».
15. Приказ Федеральной службы по тарифам от 16 сентября 2014 г. № 1442-Э «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на электрическую энергию (мощность) для населения и приравненных к нему категорий потребителей, тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей».
16. Приказ Федеральной антимонопольной службы от 29 августа 2017 г. № 1135/17 «Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям».
17. Приказ Федеральной антимонопольной службы от 21 ноября 2017 г. № 1554/17 «Об утверждении методических указаний по расчету сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов».

Указатель нормативных актов, необходимых для работы специалиста в сфере регулируемого ценообразования в электроэнергетике

Вопрос	Документы
Правила рынков	
Федеральные законы	<ol style="list-style-type: none"> 1. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике». 2. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона об “Об электроэнергетике”». 3. Федеральный закон от 17 августа 1995 г. № 147-ФЗ «О естественных монополиях»
Постановления Правительства РФ	<ol style="list-style-type: none"> 4. Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 1172 «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». 5. Постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии». 6. Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1179 «Об определении и применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность)». 7. Постановление Правительства РФ от 13 апреля 2010 г. № 238 «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии и мощности». 8. Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «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, правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям». 9. Постановление Правительства РФ от 28 февраля 2015 г. № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям». 10. Постановление Правительства РФ от 3 июня 2008 г. № 426 «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии»
Непосредственно расчет регулируемых тарифов	
Все виды деятельности	<ol style="list-style-type: none"> 11. Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике».

Вопрос	Документы
	<p>12. Приказ Федеральной службы по тарифам от 6 августа 2004 г. № 20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке».</p> <p>13. Приказ Федеральной службы по тарифам от 16 сентября 2014 г. № 1442-Э «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на электрическую энергию (мощность) для населения и приравненных к нему категорий потребителей, тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей».</p> <p>14. Приказ Федеральной службы по тарифам от 28 марта 2013 г. № 313-э «Об утверждении Регламента установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, предусматривающего порядок регистрации, принятия к рассмотрению и выдачи отказов в рассмотрении заявлений об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней и формы принятия решения органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов».</p> <p>15. Приказ Федеральной службы по тарифам от 5 июля 2005 г. № 275-э/4 «Об утверждении Методических указаний по индексации предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов и тарифов на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность».</p> <p>16. Приказ Федеральной службы по тарифам от 28 сентября 2007 г. № 262-э/11 «Об утверждении Методических указаний по определению индикативных цен на электрическую энергию и мощность для покупателей - субъектов оптового рынка электрической энергии (мощности) в целях формирования регулируемых договоров, заключаемых в соответствующем периоде регулирования»</p>
Производство электроэнергии (мощности)	<p>17. Приказ Федеральной службы по тарифам от 28 августа 2014 г. № 210-э/1 «Об утверждении Формул индексации регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), применяемых в договорах купли-продажи электрической энергии (мощности), порядка их применения, а также порядка установления плановых и фактических показателей, используемых в указанных формулах».</p> <p>18. Приказ Федеральной службы по тарифам от 15 сентября 2006 г. № 199-э/6 «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на электрическую энергию и мощность по договорам купли-продажи по регулируемым тарифам (ценам) на оптовом рынке».</p> <p>19. Приказ Федеральной службы по тарифам от 13 октября 2010 г. № 484-э «Об утверждении Порядка определения цен на мощность и электрическую энергию, производимые с использованием генерирующего объекта, поставляющего мощность и электрическую энергию в вынужденном режиме».</p> <p>20. Приказ Федеральной службы по тарифам от 13 октября 2010 г. № 486-э «Об утверждении Порядка определения цены на мощность вводимых в эксплуатацию новых атомных и гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций)».</p> <p>21. Приказ Федеральной службы по тарифам от 13 октября 2010 г. № 483-э «Об утверждении Методики определения цены на мощность для генерирующих объектов, в отношении которых были указаны наиболее высокие цены в ценовых заявках на конкурентный отбор мощности, с учетом прогнозной прибыли (убытков) от продажи электрической энергии, включающей порядок представления материалов, необходимых для определения указанной цены».</p> <p>22. Приказ Федеральной антимонопольной службы от 30 сентября 2015 г. № 900/15 «Об утверждении Методических указаний по установлению цен (тарифов) и (или) предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях»</p>

Вопрос	Документы
<p>Передача электроэнергии и технологическое присоединение к сетям</p>	<p>23. Приказ Федеральной службы по тарифам от 17 февраля 2012 г. № 98-э «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки».</p> <p>24. Приказ Федеральной службы по тарифам от 30 марта 2012 г. № 228-э «Об утверждении Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала».</p> <p>25. Приказ Федеральной службы по тарифам от 18 марта 2015 г. № 421-э «Об утверждении Методических указаний по определению базового уровня операционных, подконтрольных расходов территориальных сетевых организаций, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и индекса эффективности операционных, подконтрольных расходов с применением метода сравнения аналогов и внесении изменений в приказы ФСТ России от 17.02.2012 №98-э и от 30.03.2012 № 228-э».</p> <p>26. Приказ Федеральной антимонопольной службы от 29 августа 2017 г. № 1135/17 «Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям».</p> <p>27. Приказ Федеральной службы по тарифам от 11 сентября 2014 г. № 215-э/1 «Об утверждении Методических указаний по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям».</p> <p>28. Приказ Федеральной службы по тарифам от 21 ноября 2014 г. № 2049-э «Об утверждении нормы доходности инвестированного капитала для расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии по Единой национальной (общероссийской) электрической сети».</p> <p>29. Приказ Федеральной службы по тарифам от 17 февраля 2012 г. № 98/1-э «Об утверждении нормы доходности инвестированного капитала, созданного после перехода территориальных сетевых организаций к регулированию методом доходности инвестированного капитала».</p> <p>30. Приказ Федеральной службы по тарифам от 18 августа 2010 г. № 183-э/1 «Об утверждении Порядка согласования Федеральной службой по тарифам предложений органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области регулирования тарифов, касающихся перехода к регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала, а также решений о продлении срока действия долгосрочного периода регулирования»</p>
<p>Сбытовая деятельность в электроэнергетике</p>	<p>31. Приказ Федеральной антимонопольной службы от 21 ноября 2017 г. № 1554/17 «Об утверждении методических указаний по расчету сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов»</p>
<p>Вопросы, связанные с тарифным регулированием</p>	
<p>Баланс производства и поставок электроэнергии (мощности)</p>	<p>32. Приказ Федеральной службы по тарифам от 12 апреля 2012 г. № 53-э/1 «Об утверждении Порядка формирования сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации и Порядка определения отношения суммарного за год прогнозного объема потребления электрической энергии населением и приравненными к нему категориями потребителей к объему электрической энергии, соответствующему среднему за год значению прогнозного объема мощности, определенного в отношении указанных категорий потребителей»</p>
<p>Потери электроэнергии в сетях</p>	<p>33. Приказ Министерства энергетики РФ от 7 августа 2014 г. № 506 «Об утверждении Методики определения нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям».</p> <p>34. Приказ Министерства энергетики РФ от 26 сентября 2017 г. № 887 «Об утверждении нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций»</p>

Вопрос	Документы
Инвестиции	<p>35. Постановление Правительства РФ от 1 декабря 2009 г. № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики».</p> <p>36. Приказ Министерства энергетики РФ от 5 мая 2016 г. № 380 «Об утверждении форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах, указанной в абзацах втором–четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта “ж” пункта 11 стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24, правил заполнения указанных форм и требований к форматам раскрытия сетевой организацией электронных документов, содержащих информацию об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах».</p> <p>37. Приказ Министерства энергетики РФ от 11 августа 2011 г. № 347 «Об утверждении форм раскрытия субъектами естественных монополий, чьи инвестиционные программы утверждаются в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, информации об инвестиционных программах субъектов естественных монополий и отчетах об их реализации».</p> <p>38. Приказ Министерства энергетики РФ от 14 января 2016 г. № 10 «Об утверждении Методических указаний по определению субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, в том числе субъектами естественных монополий, за исключением потребителей электрической энергии, идентификаторов инвестиционных проектов».</p> <p>39. Приказ Министерства энергетики РФ от 14 марта 2016 г. № 177 «Об утверждении Методических указаний по расчету количественных показателей инвестиционных программ сетевых организаций».</p> <p>40. Приказ Министерства энергетики РФ от 8 февраля 2016 г. № 75 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства»</p>
Надежность и качество	<p>41. Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2009 г. № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг».</p> <p>42. Приказ Министерства энергетики РФ от 29 ноября 2016 г. № 1256 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций».</p> <p>43. Приказ Федеральной службы по тарифам от 26 октября 2010 г. № 254-э/1 «Об утверждении Методических указаний по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг»</p>
Раздельный учет расходов	<p>44. Приказ Министерства энергетики РФ от 13 декабря 2011 г. № 585 «Об утверждении Порядка ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике»</p>
Критерии перехода на метод доходности инвестированного капитала	<p>45. Приказ Федеральной службы по тарифам от 18 августа 2010 г. № 183-э/1 «Об утверждении Порядка согласования Федеральной службой по тарифам предложений органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области регулирования тарифов, касающихся перехода к регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала, а также решений о продлении срока действия долгосрочного периода регулирования»</p>

Вопрос	Документы
Раскрытие информации	<p>46. Постановление Правительства РФ от 21 января 2004 г. № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии».</p> <p>47. Приказ Федеральной службы по тарифам от 24 октября 2014 г. № 1831-э «Об утверждении форм раскрытия информации субъектами рынков электрической энергии и мощности, являющимися субъектами естественных монополий».</p> <p>48. Приказ Федеральной антимонопольной службы от 8 октября 2014 г. № 631/14 «Об утверждении форм раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, не являющимися субъектами естественных монополий»</p>
Учет загрузки активов	<p>49. Приказ Министерства энергетики РФ от 6 мая 2014 г. № 250 «Об утверждении Методических указаний по определению степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов».</p> <p>50. Приказ Федеральной службы по тарифам от 24 декабря 2014 г. № 2390-э «Об утверждении методических указаний по учету степени загрузки объектов электросетевого хозяйства при формировании тарифов и (или) их предельных минимальных и (или) максимальных уровней на услуги по передаче электрической энергии»</p>

Регулирование тарифов в электроэнергетике

Методическое пособие

Художник *П. А. Шелегеда*

Компьютерный макет *Н. А. Петяева*

Корректор *Е. А. Малеванная*

Подписано в печать 24.10.2018.

Формат 60×90 ¹/₈. Печ. л. 7.0.

Тираж 100 экз.