



КАЗАХСТАНСКАЯ АССОЦИАЦИЯ ОРГАНИЗАЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО И  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА «KAZENERGY»



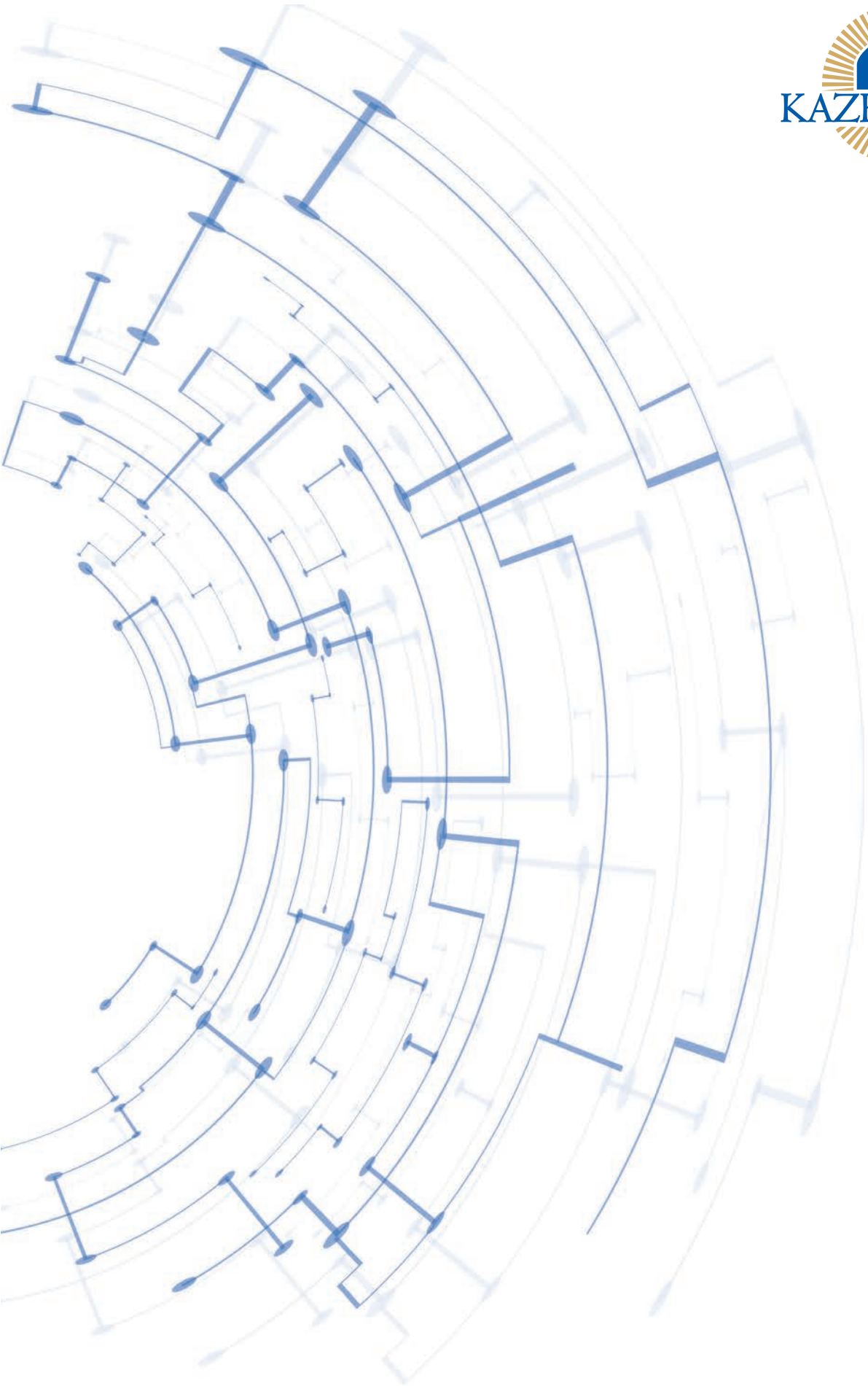
Национальный  
энергетический доклад  
KAZENERGY 2019

Настоящий Национальный энергетический доклад 2019  
(далее – Доклад) является интеллектуальной собственностью Ассоциации KAZENERGY. Запрещается  
любое заимствование, изменение и переработка материалов данного документа.

Использование материалов Доклада допускается с обязательным указанием источника. Данные,  
аналитика и любая другая информация, содержащаяся в Докладе, предназначены только для  
информационных целей и не могут являться заменой услуг профессиональных консультантов в сферах  
бизнеса, финансов, инвестиций и др. Выводы и аргументы, приведенные в Докладе, могут не совпадать с  
мнением отдельных членов Ассоциации KAZENERGY, а также  
позицией государственных органов Республики Казахстан.

ОЮЛ Казахстанская ассоциация организаций нефтегазового и энергетического комплекса  
«KAZENERGY»,  
Республика Казахстан, 010000, город Астана, проспект Кабанбай батыра 17  
kense@kazenergy.com  
+7 7172 79 01 75, +7 7172 79 01 82







### Уважаемые дамы и господа!

В настоящее время перед Казахстаном стоит непростая задача по переходу к новой экономической модели устойчивого развития, в рамках которой топливно-энергетическому сектору потребуются значительные инвестиции в модернизацию и трансформацию.

Сегодня нефтегазовый сектор играет важную роль в экономике Казахстана. Доля сегмента добычи и переработки нефти в ВВП страны в 2019 году прогнозируется на уровне 15%, а доля участия связанных с нефтегазовой отраслью секторов 21%. В условиях улучшения конъюнктуры нефтегазового рынка эти показатели продолжают рост в обозримом будущем.

В непростой ситуации политического и экономического противостояния мировых держав, являющихся ключевыми партнерами Казахстана, и на фоне роста спроса на энергоресурсы, усиливается степень нестабильности на мировых рынках нефти и газа и конкуренция за долгосрочные поставки углеводородного сырья. В этих условиях Казахстан, планомерно развивающийся внутри страны не только топливную энергетику, но и альтернативный сегмент, по-прежнему остается стабильным поставщиком энергоресурсов и надежным международным партнером для мировых потребителей.

В настоящее время Казахстан выступает привлекательной страной для привлечения иностранных инвестиций в нефтегазовый сектор. Позиции страны в общих рейтингах условий ведения бизнеса в целом благоприятны и растут в сравнении с другими странами. Учитывая это, уверен, нам удастся успешно противостоять новым глобальным вызовам и угрозам.

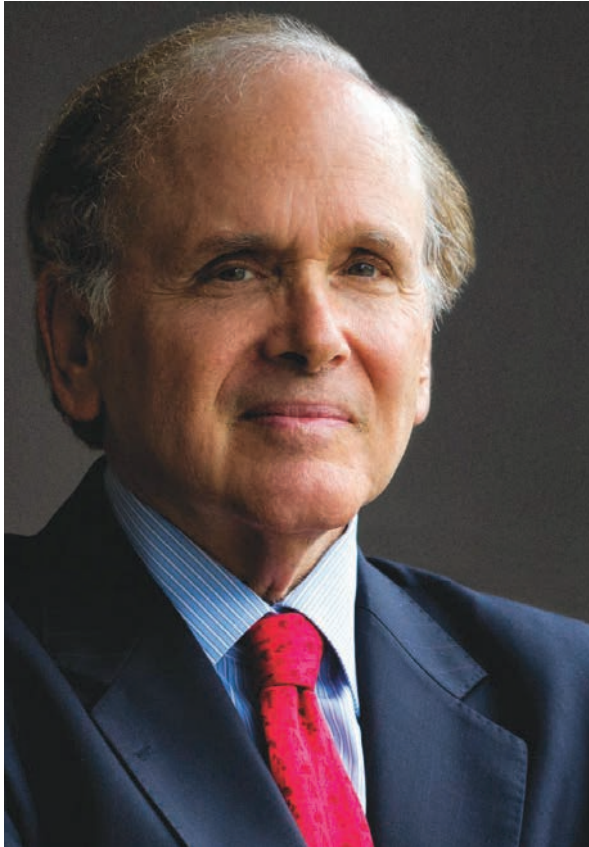
Этим вызовам и новым возможностям посвящен новый выпуск Национального энергетического доклада, представляющий непредвзятый взгляд ведущих иностранных экспертов на перспективы развития энергетического сектора Казахстана и пути совершенствования ценовой и тарифной политики.

Полагаю, что компетентность и независимость представленного в настоящем Докладе мнения сделают его полезным при формировании государственной энергетической политики.

Желаю Вам успехов!

С уважением,

**Тимур Кулибаев**  
**Председатель**  
**Ассоциация KAZENERGY**



## Уважаемые читатели!

От имени компании IHS Markit мне, прежде всего, хотелось бы отметить, что мы высоко ценим вновь предоставленную нам возможность принять участие в работе над Национальным энергетическим докладом для Республики Казахстан за 2019 год. На этот раз он представлен в новом формате и носит более предметный характер, развивая тематику ранее подготовленных нами Докладов с учетом изменений и новых тенденций, которые наметились со времени их публикации. Мы акцентировали внимание на анализе наиболее актуальных проблем, стоящих сегодня перед ТЭК Казахстана. Среди них – привлечение новых инвестиций, обеспечение достаточных объемов газа для покрытия спроса на внутреннем рынке и поставок на экспорт, интеграция в рамках ЕАЭС, выполнение обязательств по Парижскому соглашению, а также решение вопросов, связанных с внедрением ВИЭ и созданием рынка мощности в электроэнергетике.

Почти за три десятилетия с момента обретения страной независимости экономика Казахстана вышла на качественно новый уровень развития и заметно продвинулась по пути диверсификации. Тем не менее, центральная роль в ней по-прежнему остается за энергоресурсами, включая углеводороды, которые в обозримом будущем не утратят своих позиций. При этом следует отметить, что в 2018 году доля ТЭК в ВВП страны поднялась примерно до 23% (тогда как в 2010 году она составляла 27%, а в 2016 году – 19%), и это было во многом связано с ростом мировых цен на нефть.

Развитие нефтегазовой отрасли оказало неоценимую помощь Казахстану, обеспечив экономическую активность и поступление доходов, что имело чрезвычайно важное значение для укрепления независимости страны в период после 1991 года, а также для неуклонного роста благосостояния и уровня жизни ее народа. Помимо этого, оно содействовало упрочению отношений Республики Казахстан с ее соседями и становлению страны как крупного игрока глобальной нефтяной промышленности, а также значимого участника мировых рынков и событий на международной арене.

Но жизнь не стоит на месте, и развивается все более стремительно. С начала 2000-х годов на товарных рынках мира царил «сырьевой суперцикл», движимый бурным ростом в странах с развивающейся экономикой – прежде всего, в Китае – что означало высокий уровень спроса и цен. Для Казахстана – как для крупного добывающего государства – такая ситуация была крайне благоприятной. Однако период устойчивого повышения спроса практически на все минерально-сырьевые ресурсы подошёл к концу. Это отразилось и на нефтяном рынке – на смену высокому уровню потребления и ограниченным объемам предложения пришли ослабление спроса и перенасыщение. Причем беспрецедентно быстрый рост добычи сланцевой нефти в США – в результате которого Соединенные

Штаты стали лидером мировой нефтедобычи, опередив Саудовскую Аравию и Россию – лишь усилил складывающуюся тенденцию.

В то же время, нельзя не отметить активизацию международных усилий по сдерживанию добычи нефти, которые в целом оказываются успешными. В конце 2016 года Казахстан присоединился к исторической договоренности ОПЕК и ряда крупных добывающих стран, не входящих в организацию, о сокращении добычи в целях восстановления рыночного баланса в 2016-2018 гг. А в рамках второго раунда инициативы ОПЕК+, который начался в январе 2019 года и продлится до 2020 года, Казахстан удвоил принятые на себя целевые обязательства сокращения. Помимо этого, объем предложения нефти на мировом рынке снизился в результате возобновления санкций в отношении экспорта из Ирана в середине 2018 года и перебоев с поступлениями из Венесуэлы и Ливии. Тем не менее, рост поставок из США на фоне «сланцевого бума», а также общая слабость мировой экономики и последствия так называемой «новой торговой войны», продолжают в некоторой степени нивелировать результаты договоренности ОПЕК+.

Международные нефтегазовые компании осознают, что рост предложения на мировом рынке может в ближайшем будущем привести к снижению цен. В этой связи они прибегают к широкомасштабному внедрению передовых технологий и эффективных инновационных решений («Big Data», облачные вычисления и искусственный интеллект), стремясь к сокращению расходов и повышению производительности. Компании будут по-прежнему проявлять интерес к реализации новых возможностей, однако сейчас они становятся все более требовательными при выборе проектов, что повышает конкуренцию за привлечение инвестиций между странами, которые располагают ресурсами. При этом крупные независимые компании, которые ранее являлись одними из главных инвесторов в новые источники предложения на мировом рынке, резко сменили тактику, перенаправив капиталовложения в Соединенные Штаты. Более того – некоторые из ведущих международных корпораций также внесли коррективы в свои инвестиционные портфели, отдав предпочтение США. Соответственно, ожидается, что располагающие ресурсами страны должны придерживаться более гибких подходов, обеспечивая благоприятные условия налогообложения и требования к местному содержанию.

После кризисной ситуации 2014-2016 гг. в нефтегазовой отрасли стартовал новый цикл инвестиций в деятельность по разведке и добыче, и уже очевидны изменения во взглядах и подходах основных участников отрасли. На первый план выходят задачи повышения экономической эффективности, и при этом часто делается ставка на диверсификацию (причем некоторые компании – такие как Equinor – даже меняют названия, чтобы отразить смену курса). Помимо привычных видов деятельности, многие нефтегазовые компании начинают развивать такие направления как

возобновляемая энергетика, инфраструктура зарядки электротранспорта, улавливание, использование и хранение углерода (CCUS), а также распределение электроэнергии и природного газа.

Все это в немалой мере связано с ростом обеспокоенности по поводу изменения климата: акционеры компаний требуют установить целевые показатели сокращения выбросов парниковых газов от производственной деятельности и раскрывать информацию о соблюдении соответствующих нормативов в отчетности. Причем в ближайшие годы такие призывы, вероятно, будут звучать все громче, поскольку первоначальный оптимизм, связанный с заключением Парижского соглашения, сменился некоторым разочарованием: как выбросы парниковых газов, так и мировые объемы добычи угля – после трехлетнего спада – вновь выросли в 2017 и 2018 гг.

Таким образом, высокий уровень конкуренции за международные инвестиции в ТЭК, о котором говорилось в Национальном энергетическом докладе за 2017 год, в обозримом будущем должен не только сохраниться, но и возрасти. В этой связи Казахстану необходимо удвоить усилия по созданию привлекательной среды для инвестирования в новые месторождения, что поможет дополнить объемы добычи, поступающие от действующих «мега-проектов». При этом обеспечение конкурентоспособности зависит как от предоставляемых условий, так и от процедур принятия решений.

Одна из ключевых тем, которая неоднократно поднимается в Национальном энергетическом докладе за 2019 год – конфликт между стремлением правительства сохранить низкие цены на электроэнергию, газ и нефтепродукты для потребителей и необходимостью организовать добычу, переработку и распределение этих ресурсов таким образом, чтобы обеспечить поступление достаточного объема прибыли для реинвестирования в отрасль. С такой дилеммой сталкиваются многие страны – ведь найти «золотую середину» при решении этих двух задач крайне непросто – и мы стремимся учитывать данное обстоятельство в наших рекомендациях. При этом немаловажно отметить, что предстоящее формирование общих рынков нефти и нефтепродуктов, а также природного газа и электроэнергии в рамках ЕАЭС еще в большей степени усложняет решение вопроса о ценообразовании.

Мы надеемся, что представленная в настоящем Докладе информация поможет Республике Казахстан в процессе принятия решений и выработки политических мер, необходимых с учетом освещаемой здесь проблематики, а также послужит дальнейшему экономическому росту и увеличению социального благосостояния страны и ее народа.

**Доктор Дэниел Ергин,  
Вице-председатель  
IHS Markit**

## Благодарность

Национальный энергетический доклад 2019 года подготовлен для Ассоциации KAZENERGY компаниями IHS Markit и «Avantgarde Group». В работе над ним также принимали участие многие казахстанские и зарубежные эксперты, представляющие широкий круг самых разнообразных организаций – таких как Ассоциация KAZENERGY, государственные органы Республики Казахстан, научно-исследовательские и проектные институты, а также отраслевые компании. Мы выражаем глубокую признательность за их неоценимое содействие.

Отдельно хотелось бы поблагодарить компанию «Avantgarde Group» в лице ее Генерального директора Руслана Мухамедова, а также Олега Архипкина, которые принимали активное участие в создании Доклада, работая над содержанием глав, посвященных электроэнергетике, а также проблемам экологии и изменения климата. Значительный вклад в составление подготовленной «Avantgarde Group» главы по электроэнергетике внесла Екатерина де Вер Уолкер (компания SEEPX).

Помимо этого, немало специалистов из Казахстана и других стран мира выполняли доработку отдельных глав Доклада, соответствующих сфере их компетенции. Мы искренне благодарны им за внесенные предложения и замечания.

Также, хотелось бы выразить особую благодарность Узакбаю Карабалину, Заместителю Председателя Ассоциации KAZENERGY, Болату Акчулакову, Генеральному директору Ассоциации KAZENERGY, Рустему Кабжанову, Исполнительному директору Ассоциации KAZENERGY, Талгату Карашеву, Исполнительному директору Ассоциации KAZENERGY и Рустаму Журсунову, Заместителю Председателя Правления Национальной палаты предпринимателей Республики Казахстан «Атамекен». Полноценное составление доклада было бы невозможным без их действенной помощи, поддержки и рекомендаций.

Своевременной публикации Доклада на двух языках в существенной мере способствовала работа высокопрофессионального переводчика, Марии Гавриловой. Мы также благодарим Малику Альжанову за помощь в переводе глав, посвященных электроэнергетике и экологии.

Помимо вышеупомянутых лиц и компаний, мы выражаем отдельную признательность большому числу организаций (промышленным предприятиям, энергетическим компаниям, электростанциям, и др.) и их сотрудникам, которые также внесли свой вклад в подготовку Доклада через активный личный диалог с главными экспертами, ответственными за его составление.

Министерство энергетики Республики Казахстан	Бозумбаев К.А. Магауов А.М., Кудайбергенов К.М., Киякбаев З.К.
Министр индустрии и инфраструктурного развития	Скляр Р.В
Министерство национальной экономики Республики Казахстан	Амрин А.К.
Комитет по регулированию естественных монополий, защите конкуренции и прав потребителей Министерства национальной экономики Республики Казахстан	Каинбердиев Д.А., Коккозова К.Т.
АО «Самрук-Энерго»	Жуламанов Б.Т. Тютеебаев С.С., Улданов М.А.
АО «НК «КазМунайГаз» (в т.ч. РД КМГ и КМГ ПМ)	Карабаев Д.С., Нурсеитов А.А., Марабаев Ж.Н., Кайрденев А.К., Коньсов Н.К., Дузбаев Б. К., Султанов О.М.

АО «Каспийский трубопроводный консорциум»	Кабылдин К.М.
АО «КазТрансГаз»	Сулейманов Р.Э.
АО «KEGOC»	Кажиев Б.Т., Куанышбаев А.Д.
Ассоциация «KAZENERGY»	Рабай Я., Нарынбаев Д.С.
«Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.» (НКОК)	Аллен М.
ТОО «КННК Интернационал в Казахстане»	Б. Дыжы, Ли Юн Хун
АО «Жасыл Даму»	Алимбаев А.Б., Сергазина Г.Х.
АО «НАК «Казатомпром»	Пирматов Г.О.
ТОО «РФЦ по ВИЭ»	Нурмагамбетов Ж.Д.
Комитет геологии Министерство экологии, геологии и природных ресурсов	Надырбаев А.А.
Управление экспертизы и фонда недр, Комитет геологии	Абытов Ф.Х.
АО «ЦАЭК»	Турганов Д.Н.
ОЮЛ «АГМП»	Радостовец Н.В., Кононов М.С.
АО «КазНИПИ Энергопром»	Медетов Ж.М., Васильев М.А.

В завершении нельзя не упомянуть о том, что при подготовке настоящего Доклада нам посчастливилось общаться и на постоянной основе сотрудничать со многими замечательными и талантливыми коллегами в Республике Казахстан, к которым мы испытываем самое искреннее уважение и признательность. Особой честью для нас является возможность представить Доклад в рамках проведения в Нур-Султане мероприятий Казахстанской энергетической недели и Евразийского форума KAZENERGY, посвященных актуальным вопросам будущего ТЭК Казахстана.

Подводя итог, хотелось бы еще раз отметить, что для нас было огромной честью принимать участие в выполнении такой ответственной задачи, как анализ будущего развития энергетического сектора Казахстана. Энергетика еще много лет будет оставаться центральным элементом экономики страны, обеспечивающим прочную основу для благосостояния ее народа. От имени IHS Markit авторы Доклада выражают свою искреннюю веру в самые благоприятные перспективы и огромные успехи Казахстана в будущем.

### **С глубокой признательностью,**

Мэтью Дж. Сейгерс, Старший директор (Matt.Sagers@ihsmarkit.com)  
Полина Миренкова, Директор и менеджер проекта (Paulina.Mirenkova@ihsmarkit.com)  
Дина Шолк, Глава офиса IHS Markit в Казахстане и старший аналитик (Dena.Sholk@ihsmarkit.com)  
Эндрю Р. Бонд, Старший консультант (Andrew.Bond@ihsmarkit.com)  
Джон Вебб, Директор (John.Webb@ihsmarkit.com)  
Гульзат Алтынова, Исследователь (Gulzat.Altynova@ihsmarkit.com)





# СОДЕРЖАНИЕ

1. ВВЕДЕНИЕ	10
1.1 Национальный энергетический доклад за 2019 год	12
1.2 Глобальные тенденции указывают на сохранение нестабильности в энергетике	13
1.3 Достижения и проблемы Казахстана	15
2. ОБЗОР ПОСЛЕДНИХ ТЕНДЕНЦИЙ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ	22
2.1 Ключевые моменты	22
2.2 Мировые рынки нефти: опасения по поводу объемов предложения приводят к колебаниям показателей в 2018 году, но краткосрочные сигналы остаются благоприятными для добывающих компаний	25
2.3 Природный газ: новые объемы предложения меняют ситуацию на рынке, где раньше наблюдался баланс	32
2.4 ВИЭ: выход на новые рубежи, несмотря на имеющиеся проблемы	36
2.5 Уголь: добыча и потребление продолжают расти, несмотря на меры по их сокращению в рамках борьбы с изменением климата	44
2.6 Выводы для Казахстана	48
3. НЕФТЕДОБЫВАЮЩАЯ ОТРАСЛЬ И ВНУТРЕННИЙ РЫНОК НЕФТЕПРОДУКТОВ КАЗАХСТАНА	52
3.1 Ключевые моменты	52
3.2 Влияние договоренностей ОПЕК+ 2017-2019 гг. и тенденций мирового рынка нефти на ситуацию в Казахстане	54
3.3 Недавние изменения в нефтяном балансе Казахстана и его перспективы на период до 2040 года	60
3.4 Динамика добычи нефти и газового конденсата	63
3.5 Транспортировка сырой нефти и газового конденсата	74
3.6 Динамика нефтепереработки и рынка нефтепродуктов	77
3.7 Основные различия рынков нефти отдельных стран-членов ЕАЭС	86
3.8 Влияние нормативно-правовой базы ЕАЭС на нефтяную	96
3.9 Рекомендации в отношении нефтяной политики Казахстана с учетом задач интеграции в рамках ЕАЭС Комментарии Ассоциации KAZENERGY	89
4. РЫНОК ПРИРОДНОГО ГАЗА В КАЗАХСТАНЕ И СЛОЖНОСТИ ГАЗИФИКАЦИИ	104
4.1 Ключевые моменты	104
4.2 Добыча, потребление и торговля	106
4.3 Основные цели государственной политики газификации	120
4.4 Внутреннее потребление газа: текущая ситуация и перспективы	121
4.5 Ценовая политика и ее роль	125
4.6 Общий рынок газа ЕАЭС и проблемы гармонизации	131
4.7 Рекомендации	137

<b>5. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА</b>	142
<i>Авангард и SEEPX Energy</i>	
5.1 Ключевые моменты	142
5.2 Общая характеристика электроэнергетики Казахстана	143
5.3 Формирование рынка мощности и возможности стимулирования чистой генерации	158
5.4 Эволюция механизмов поддержки ВИЭ в Казахстане	169
5.5 Переход на стимулирующее тарифное регулирование в электроэнергетике.	175
5.6 Регулирование рынка тепла	182
<b>6 ЭКОЛОГИЯ, КЛИМАТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ</b>	192
<i>Авангард</i>	
6.1 Ключевые моменты	192
6.2 Защита окружающей среды	199
6.3 Климатическая политика	199
6.4 Планируемые изменения в Экологическом законодательстве	201
6.5 Общие рекомендации по проекту Экологического кодекса.	203
6.6 Энергосбережение и повышение энергоэффективности	204





## 1. Введение

1.1. Национальный энергетический доклад за 2019 год

1.2. Глобальные тенденции указывают на сохранение нестабильности в энергетике

1.3. Достижения и проблемы Казахстана

# 1. Введение

Республика Казахстан входит в число крупнейших производителей энергоресурсов, что обеспечивает ей заметное присутствие на международной арене. Подознанным запасам нефти, угля и урана она находится примерно в первой десятке, а по запасам природного газа – в первой двадцатке стран мира. Помимо этого, Казахстан лидирует по добыче урана, а также ежегодно занимает одно из десяти первых мест по добыче угля и одно из двадцати первых мест по добыче нефти в глобальном масштабе. За период с 2010 года добыча нефти в Казахстане выросла более чем на 13%, а добыча коммерческих объемов газа – более чем на 50%, что существенно усилило позиции страны на мировом рынке углеводородов. При этом в течение ближайшего десятилетия наиболее существенный прирост добычи нефти среди стран СНГ ожидается именно в Казахстане, а не в России.

Несмотря на активное продвижение Казахстана по пути диверсификации, энергоресурсы сохраняют за собой первостепенную значимость для его экономики. На текущий момент нефтегазовый сектор обеспечивает 1/5 ВВП (21,3% в 2018 году), около 2/3 совокупной экспортной выручки (70% в 2018 году) и почти половину доходов государственного бюджета страны (44% в 2018 году). Топливо-энергетический комплекс также занимает лидирующие позиции по привлечению в Казахстан прямых иностранных инвестиций. При этом, чтобы обеспечить рациональное использование богатых запасов энергоресурсов и устойчивое развитие страны на долгосрочную перспективу, сегодня – как и всегда – чрезвычайно важно наличие основательной, согласованной и тщательно продуманной нормативно-правовой базы в сочетании с действенными механизмами реализации предусмотренных ей требований.

Многие составляющие ТЭК Казахстана (нефтегазодобывающая отрасль, нефтепереработка, электроэнергетика) находятся на этапе развития, требующем взвешенной и грамотной политики с акцентом на создание стимулов вместо взимания штрафов. В Национальном энергетическом докладе за 2019 год (НЭД-2019) неоднократно подчеркивается, что будущее успешное развитие ТЭК Казахстана во многом зависит от политики властей. Именно в их руках находятся рычаги, позволяющие максимально эффективно реализовать энергетический потенциал страны. При этом предстоит решить непростую задачу расстановки приоритетов, а также обдумать и проанализировать возможные последствия реализации различных стратегий и инициатив. В данной связи, в НЭД-2019 раскрываются основные проблемы, с которыми сталкивается каждая из рассматриваемых составляющих ТЭК Казахстана, и рекомендуются меры, которые можно принять для их решения. Мы искренне надеемся, что наши рекомендации окажутся полезными и послужат основой для достижения желаемых результатов.

Несомненно, одной из важнейших задач для большинства стран-экспортеров сырья, включая Казахстан, остается широкая диверсификация экономики. Однако при этом все же необходимо последовательно развивать и грамотно задействовать имеющиеся у страны преимущества в нефтегазовом секторе.

Соответственно, в НЭД-2019 сохраняются рекомендации в пользу инвестиций в разведку, добычу и экспорт углеводородных энергоресурсов, когда это экономически оправдано в текущих условиях и с учетом предполагаемого развития ситуации в перспективе, включая инвестиционную среду. Применительно к добывающей отрасли, данная рекомендация в равной мере распространяется на плановое расширение реализуемых в Казахстане «мега-проектов», на разработку новых перспективных участков недр, а также на меры по интенсификации добычи на зрелых месторождениях.

Казахстан является одним из государств-основателей ЕАЭС (и организаций, предшествующих его появлению) и активно участвует в инициативах по созданию общих энергетических рынков, включая рынок электроэнергии (официально начавший работу в 2019 году), а также рынки нефти, нефтепродуктов и природного газа (реализация которых намечена на 2025 год). Общие рынки объединят экономики пяти стран-участниц Союза (Армении, Беларуси, Казахстана, Кыргызстана и России), среди которых неоспоримыми лидерами по обеспеченности ресурсами являются Республика Казахстан и Российская Федерация. Однако, исходя из того, что масштабы российской экономики и ТЭК все же намного более внушительны, ожидается, что политика ЕАЭС будет во многом формироваться с учетом условий, сложившихся в России. Поскольку создание общих энергетических рынков предполагает гармонизацию цен, тарифов и налогов, а также равный доступ к рынкам и инфраструктуре, казахстанским властям необходимо будет принимать непростые решения для сохранения конкурентоспособности ТЭК страны на новых рынках ЕАЭС.

## 1.1. Национальный энергетический доклад за 2019 год

Настоящий Национальный энергетический доклад акцентирует внимание на основных проблемах, стоящих перед ТЭК Казахстана. Он является своего рода продолжением двух предыдущих документов – НЭД-2015 (в котором был представлен всесторонний анализ отраслей казахстанской энергетики) и НЭД-2017 (где приводились более предметные сведения для каждой из отраслей по четырем направлениям – обновленная информация, прогноз, инфраструктура и технологии). НЭД-2019 актуализирует данные, представленные в ранее опубликованных Докладах, раскрывая широкий спектр статистической информации в ходе оценки основных тенденций и обстоятельств, сложившихся после выхода НЭД-2017. Однако подход к его подготовке несколько отличается от применявшегося ранее. Во-первых, на этот раз Доклад ограничивается такими аспектами как нефть и нефтепродукты, природный газ, электроэнергетика, а также воздействие ТЭК на окружающую среду. Во-вторых, акцент делается на главных проблемах (стоящих перед энергетикой как всего мира, так и Казахстана), которые более отчетливо проявились в период после публикации предыдущих Докладов. Подобный подход не случаен. В частности, он объясняется тем, что с момента выхода НЭД-2017 фундаментальные параметры отраслей энергетики Казахстана не претерпели существенных изменений. В свою очередь, выбор аспектов для рассмотрения был обусловлен наличием в данных сферах острых вопросов структурного, ценового и нормативного характера, которые самым непосредственным образом влияют на перспективы их дальнейшего развития.

Как и в предыдущих Докладах, в НЭД-2019 дается новая оценка общих

перспектив каждой из основных отраслей ТЭК, исходя из последних целевых показателей, прогнозов и планов в области энергетики, представленных в официальных государственных документах (таких как концепции или стратегии). При этом во многих случаях официальные прогнозы сравниваются со сценариями IHS Markit, и при расхождении прогнозов – как, например, в отношении уровня спроса на природный газ для нефтехимического производства на базе метана – приводится объяснение таких расхождений.

Серьезное внимание в каждой из глав уделяется существующим и планируемым к принятию законодательным актам, непосредственно связанным с деятельностью в сфере энергетики. В частности, в НЭД-2019 представлен анализ ряда положений проекта Экологического кодекса – включая штрафы за сжигание газа на факеле, плату за выбросы от стационарных источников и стандарты внедрения наилучших доступных технологий (НДТ) – а также рассматривается, как они могут отразиться на производителях и потребителях энергоресурсов, если будут приняты в текущей форме. Помимо этого, рекомендуются пути повышения инвестиционной привлекательности, энергетической безопасности и эффективности работы энергетических рынков Казахстана.

Одна из ключевых тем Доклада – необходимость пересмотра существующей в Казахстане нормативно-правовой базы с целью создания системы, способствующей общему росту активности и обеспечению стимулов для всех участников производственно-сбытового цикла энергетики (включая разведку и освоение месторождений,

добывающую деятельность, переработку нефти и газа, а также производство и распределение электроэнергии). Одновременно требуются условия, содействующие появлению у конечных потребителей материальной заинтересованности в эффективном и экологически осознанном использовании энергоресурсов. Решение данных задач неразрывно связано с

ценообразованием и налоговой политикой. При этом широкий круг участников ТЭК придерживается мнения, что многим государственным инициативам и мерам не хватает продуманности и согласованности с общими социальными и экономическими целями страны.

## 1.2. Глобальные тенденции указывают на сохранение нестабильности в энергетике

Придерживаясь более предметного подхода к освещению отдельных сфер энергетики и существующих проблем, НЭД-2019 раскрывает новые глобальные тенденции и перспективы ТЭК с учетом изменений на международном рынке, произошедших с момента публикации предыдущего Доклада. Среди значимых для Казахстана моментов в данном контексте можно отметить следующие:

**Хотя по сравнению со спадом 2014-2016 гг. конъюнктура цен на нефть стала более благоприятной, в ней все же сохраняется нестабильность. В этой связи чрезвычайно важно обеспечить сокращение затрат и благоприятные условия для привлечения внешних инвестиций.** Согласно прогнозам IHS Markit, цены на нефть марки Brent составят в среднем лишь 66 долл. США/барр. в 3-м квартале 2019 года и 64 долл. США/барр. в 2020 году, что значительно ниже уровня, установившегося в период с 2011 года по начало 2014 года (100-120 долл. США/барр.). Тем не менее, в 2018 году крупнейшие международные нефтегазовые компании впервые за пять лет оказались в плюсе за счет применения высокоэффективных инновационных технологий (таких как «Big Data»,

облачные вычисления и искусственный интеллект), что позволило им добиться заметного сокращения расходов и расширить возможности добычи по низкой себестоимости. IHS Markit прогнозирует, что в период до 2040 года мировая цена на нефть (Dated Brent, в реальном выражении) будет в среднем составлять лишь около 67 долл. США/барр. При таких условиях новые проекты, скорее всего, будут вызывать у инвесторов меньше интереса, чем уже разведанные месторождения, и подобные изменения в международной конкурентной среде самым непосредственным образом отразятся на располагающих ресурсами странах, включая Казахстан.

**Нефтегазовые компании меняют подходы к работе на фоне обеспокоенности проблемами изменения климата.** С момента подписания в 2015 году Парижского соглашения по климату акционеры международных нефтегазовых компаний (МНК) настойчиво требуют установить целевые показатели сокращения выбросов парниковых газов от производственной деятельности и показывать в отчетности, как соблюдение договоренностей по борьбе с изменением климата отражается на балансовых показателях. В этой связи компании уделяют все больше



внимания диверсификации, расширяя свое участие в таких областях, как возобновляемая энергетика; улавливание, использование и хранение углекислого газа; а также распределение электроэнергии и газа. По оценкам IHS Markit, в период с 2019 г. по 2021 г. МНК будут тратить на меры по сокращению выбросов углекислого газа в среднем около 7 млрд. долл. США в год, что составляет 5% от общего объема их капиталовложений в указанный период.

**Ожидается рост мирового спроса на природный газ – и, прежде всего, на СПГ – а также инвестиций в возобновляемую энергетику.** В 2018 году доля природного газа в общемировом показателе роста спроса на энергоресурсы составила 40%. При этом в рамках газовой отрасли (в общемировом масштабе – и особенно в Азии) ожидается более быстрый прирост потребления СПГ, чем газа в целом. В то же самое время, на протяжении последнего десятилетия наблюдались поистине впечатляющие темпы расширения установленных мощностей ветровой и солнечной энергетики – порядка 20% и 49% в год, соответственно (хотя и с изначально низкого уровня).

Инвестиции в новые объекты ВИЭ будут увеличиваться и в дальнейшем, но уже не настолько активно. По прогнозам IHS Markit, совокупный объем ввода в эксплуатацию новых мощностей возобновляемой энергетики в период с 2019 г. по 2025 г. (1100 ГВт) будет примерно равен суммарному объему существующих мощностей ВИЭ по состоянию на 2018 год.

**Несмотря на обеспокоенность проблемами изменения климата, выбросы парниковых газов (равно как и мировые объемы добычи угля) растут.** После непродолжительного трехлетнего спада (в 2014-2016 гг.) непосредственно до и после заключения Парижского соглашения по климату – в 2017 и 2018 гг. выбросы парниковых газов вновь выросли. При этом не приходится удивляться, что мировая добыча угля следовала аналогичной траектории. Ее рост был обусловлен увеличением потребления в Азиатско-Тихоокеанском регионе – прежде всего, в Китае и Индии. На два последних рынка в 2018 году пришлось три четверти общемирового спроса на уголь, и они, несомненно, будут играть существенно важную роль в долгосрочном решении проблем изменения климата.

### 1.3. Достижения и проблемы Казахстана

Вышеуказанные изменения в мировой энергетике еще более ярко – чем на момент публикации НЭД-2017 – высветили ряд имеющихся в Казахстане проблем, требующих эффективных политических решений. Однако, в противовес этому, нельзя не отметить и ряд заметных достижений.

**Все три «мега-проекта» в настоящее время устойчиво продвигаются по пути роста.** Успешное наращивание добычи и снятие производственных ограничений на месторождении Кашаган, старт Проекта будущего расширения на месторождении Тенгиз, а также дружественное и полное урегулирование давнего разбирательства по проекту Карачаганак, позволили нефтяной отрасли Казахстана выйти на новые рубежи, заложив основу для дальнейшего развития не только трех крупнейших месторождений, но и других проектов.

**Восстановление мировых цен на нефть, достигнутое во многом благодаря инициативе ОПЕК+, меняет позицию Казахстана на глобальных нефтяных рынках.** Сложившийся в настоящее время более высокий уровень цен на нефть в очередной раз служит двигателем устойчивого экономического роста в Казахстане и вполне способен вызвать новый виток интереса к добывающим проектам и активизации деятельности в данной сфере. При этом для финансирования нового поколения проектов – особенно крупных, таких как совместное освоение месторождений Каламкас-Море и Хазар – компаниям, вероятнее всего, придется искать источники финансирования за

пределами страны. Правительство Республики Казахстан, в свою очередь, должно сделать все возможное для создания в стране максимально привлекательной инвестиционной среды.

**Одним из самых значительных достижений Казахстана является программа модернизации НПЗ, завершенная в 2018 году.** Модернизация стоимостью 6 млрд. долл. США, которая была проведена на трех основных нефтеперерабатывающих заводах – Атырауском, Павлодарском и Шымкентском – позволила стране снизить зависимость от импорта из России, повысить качество собственного бензина и расширить нефтеперерабатывающие мощности. В 2018 году совокупный объем переработки на НПЗ Казахстана вырос на 10,2%, а производство бензина увеличилось на 17,2%. Оптимизация ассортимента продукции НПЗ должна обеспечить покрытие внутреннего спроса на светлые нефтепродукты и, возможно, позволит экспортировать их на соседние рынки.

**Тем не менее, сохранение чрезмерно высокой степени регулирования в нефтяной отрасли Казахстана серьезно подрывает ее развитие.** Несмотря на официально проведенную либерализацию, регулирование розничных цен на нефтепродукты во многом сохраняется, а периодические запреты на их импорт и экспорт лишь усугубляют искажение рынка. Национальная нефтяная компания «КазМунайГаз» (КМГ) и другие ресурсодержатели (давальческие компании) поставляют сырье на три НПЗ страны по схеме

процессинга, которая обеспечивает нефтеперерабатывающим заводам высокий уровень прибыли, позволяя погашать займы на модернизацию.<sup>1</sup> Однако при такой схеме у поставщиков нефтедобывающего сектора практически отсутствуют стимулы для реализации сырой нефти на внутреннем рынке, поскольку выручка «нетбэк» при ее поставках внутри страны оказывается значительно ниже аналогичного показателя при поставках на экспорт.

**Необходимость гармонизации в ходе формирования общего рынка нефти ЕАЭС ставит перед страной новые проблемы.** Искусственно заниженные цены на нефтепродукты способствуют оттоку казахстанского автомобильного топлива к потребителям соседних государств. При этом ожидается, что в рамках общего экономического пространства цены будут приближаться к уровню экспортного паритета, аналогично сложившемуся в России, а также в странах, которые импортируют российскую нефть и нефтепродукты (таких как Белоруссия, Кыргызстан и Армения). Казахским НПЗ, которые в настоящее время изолированы от влияния рыночных сил за счет применения схемы процессинга, придется конкурировать с российскими заводами, которые осуществляют деятельность на базе рыночных механизмов. В этой связи IHS Markit рекомендует позволить ценам на сырую нефть на внутреннем рынке к 2025 году подняться до уровня экспортного паритета («нетбэк») и постепенно отходить от текущей схемы процессинга на НПЗ (превращая их в коммерческие предприятия, самостоятельно закупающие сырую нефть и продающие нефтепродукты). Казахстану также следует задуматься о том, чтобы

позволить внутренним оптовым ценам на нефтепродукты выйти на средний показатель по странам ЕАЭС (по сути, на уровень экспортного паритета), повысив при этом ставки акцизов в целях гармонизации с другими государствами-членами Союза и сведя к минимуму все ограничения на импорт и экспорт продукции нефтепереработки.

**Завершение строительства газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент в 2015 году заложило основы для увеличения экспорта в Китай (в 2018 г.) и для начала поставок газа в ранее необеспеченные им регионы (в 2021 г.).** В 2015 году газопровод Бейнеу-Бозой-Шымкент (ББШ) соединил газодобывающие западные регионы с газопотребляющими южными территориями страны. Благодаря этому, была заложена основа для увеличения внутреннего потребления газа не только на юге, но и в северной и центральной частях Казахстана – поскольку компрессорная станция «Караозек», расположенная вдоль маршрута ББШ, станет западной конечной точкой строящегося газопровода «Сарыарка», по которому планируется поставлять газ в такие крупные города, как Жезказган, Караганда, Нур-Султан, Кокшетау и Петропавловск. Вместе с тем резко вырос объем экспортных газопроводных поставок из Казахстана в Китай, поскольку ББШ соединяется с газопроводной системой Центральная Азия-Китай (ЦАК) в Шымкенте. Изначально пропускная способность газопровода ББШ составляла 10 млрд. м<sup>3</sup> в год, но в конце 2018 года, с завершением строительства двух дополнительных компрессорных станций, она увеличилась до 15 млрд. м<sup>3</sup> в год. При этом экспорт из Казахстана в Китай вырос с 0,6 млрд. м<sup>3</sup> в 2017 году до 5,2 млрд. м<sup>3</sup> в 2018 году, а

<sup>1</sup> Здесь и далее по тексту понятия «процессинг» и «толлинг» используются в качестве взаимозаменяемых и относятся к схеме, при которой поставщики сырой нефти платят НПЗ вознаграждение за ее переработку и сохраняют право собственности на полученные нефтепродукты, которые впоследствии продают.

заключенное между двумя странами в 2018 году соглашение предусматривает еще более существенное увеличение объемов экспорта – до 10 млрд. м<sup>3</sup> в год в 2019-2023 гг.

**Тем не менее, в связи с ограниченностью предложения газа в стране, Казахстану предстоит непростой выбор между наращиванием экспорта и расширением использования газа на внутреннем рынке.** Несмотря на возросшие возможности для увеличения как экспорта, так и внутреннего потребления, объемы предложения газа в Казахстане остаются ограниченными. Ожидается, что на протяжении ближайших лет коммерческие объемы добычи будут расти очень незначительно при более солидном росте внутреннего потребления и наличии благоприятных возможностей для увеличения экспорта. Таким образом, из-за ограниченности объемов коммерческой добычи Казахстан столкнется с необходимостью выбирать между активным наращиванием экспорта в Китай и расширением использования газа на внутреннем рынке. Основными источниками существующих проблем – низкие цены, выплачиваемые добывающим попутный газ предприятиям со стороны государственной компании «КазТрансГаз» (КТГ), наряду с низкими ценами для конечных потребителей, которые устанавливаются Комитетом по регулированию естественных монополий, защите конкуренции и прав потребителей (КРЕМиЗК). Такой уровень цен делает невыгодной добычу коммерческого газа и не способствует его эффективному использованию потребителями. То, как именно будет складываться данная ситуация в дальнейшем, имеет чрезвычайно важное значение для КТГ, поскольку в последние годы экспортная выручка компании позволяет ей

компенсировать убытки от поставок газа на внутренний рынок (при том, что помимо этого она осуществляет развитие газораспределительной инфраструктуры страны). Искусственно заниженные цены также затрудняют Казахстану задачу ценовой гармонизации с Россией в ходе подготовки к старту работы единого рынка газа ЕАЭС (намеченному на 2025 г.).

**В главе, посвященной электроэнергетике (которая была подготовлена компаниями Avantgarde и SEEPX Energy с последующим рассмотрением специалистами IHS Markit), отмечается, что внедрение рынка мощности, проведение аукционов по проектам ВИЭ и текущий переход на стимулирующее тарифное регулирование призваны обеспечить стабильное финансирование расширения, обслуживания и модернизации системы.**

Рынок мощности в Казахстане, начавший работу 1 января 2019 года, представляет собой рынок услуг, на котором Единый закупщик в лице Расчетно-финансового центра (РФЦ) KEGOC отбирает объемы мощности электростанций, в том числе в рамках аукциона, и продаёт отобранную мощность по единой цене оптовым покупателям – крупным потребителям и электросетевым компаниям. В результате расходы на создание новой генерации, расширение и модернизацию электростанций распределяются равномерно между всеми потребителями на длительный срок. Это должно обеспечить предприятиям электроэнергетики более стабильные финансовые условия для модернизации, реконструкции и расширения, а также для ввода в эксплуатацию новых активов.

В 2017 году в Закон «О поддержке

возобновляемых источников энергии» были внесены поправки, предусматривающие проведение аукционных торгов по новым проектам ВИЭ (что пришло на смену ранее существовавшей системе фиксированных тарифов). Инвестор, предложивший наименьшую стоимость электроэнергии, получает право на реализацию соответствующего проекта ВИЭ, а электроэнергия при этом продается по цене, определенной на аукционе.

С принятием в 2018 году нового Закона «О естественных монополиях» для части электросетевых компаний был утвержден переход на стимулирующий метод тарифного регулирования, хотя для большинства продолжает применяться затратный метод. Стимулирующий метод основан на доходности регулируемой базы капитала (RAB), которая обеспечивает более высокую предсказуемость деятельности электросетевых компаний за счет установления тарифов на длительный период (пять лет и более). При расчете тарифа на электроэнергию учитывается фактическая стоимость уже реализованных в активы инвестиций (базы капитала), операционные затраты на её поддержание и рост, а также доход за управление активами и произведённые новые инвестиции (в форме регулируемой прибыли).

**Однако новые механизмы в сфере электроэнергетики требуют дальнейшей отладки.**

Отсутствие конкретных технологических, технических и экологических требований к рынку мощности и ресурсам, обеспечивающим его функционирование, влечет риск «замораживания» уже существующей архитектуры сектора, препятствующей его инновационному развитию, и может привести к невозможности обеспечить требующийся стране объем маневренных генерирующих мощностей. Помимо этого,

действующий предельный тариф на мощность не отражает фактические постоянные затраты электростанций и необходимый уровень прибыли, а на рынке мощности отсутствует механизм, стимулирующий вытеснение технологически устаревших активов или объектов, работа которых не соответствует целям перехода к «зеленой» экономике.

Ожидается, что к 2021 году затраты традиционных электростанций на покупку электроэнергии ВИЭ стремительно вырастут – до уровня 15-30% от совокупного объема затрат – при условии достижения поставленных целей в области возобновляемой генерации. Данное обстоятельство, наряду с ростом затрат на топливо и другими расходами, способно привести к тому, что традиционная энергетика окажется в критическом финансовом положении. В результате может вырасти объем просроченной задолженности по оплате закупок электроэнергии ВИЭ, что негативно отразится на финансовой стабильности электроэнергетического сектора в целом.

Говоря о переходе к стимулирующему методу тарифного регулирования, следует отметить, что, несмотря на некоторые улучшения в работе электросетевых компаний за последние пять лет, существенным недостатком применения данного подхода в Казахстане – в отличие от мировой практики – является отсутствие четких принципов стимулирования энергоэффективности и повышения качества услуг в методике расчета тарифов.

**Экологический кодекс.** Наиболее значимым событием с точки зрения охраны окружающей среды, произошедшим с момента публикации НЭД-2017, является разработка нового Экологического кодекса, который должен быть представлен в Парламент Казахстана в сентябре 2019 года и принят в середине 2020 года. Следует

отметить, что принятие Экологического кодекса в его текущем виде не только увеличит финансовую нагрузку на энергетический сектор, но и, вероятнее всего, не будет способствовать достижению Казахстаном поставленных целей согласно Парижскому соглашению.

Общая политика в отношении климата, предусмотренная проектом Экологического кодекса, существенно не отличается от текущей практики. Так, система торговли квотами на выбросы углекислого газа, введенная в 2017 году, остается прежней, и при этом не предполагается никаких новых мер, направленных на увеличение ее ликвидности или на создание


эффективного рынка торговли квотами.

В целом экологические инициативы необходимо планировать и осуществлять в согласовании с общей социальной и экономической политикой правительства. Увеличение финансового бремени на отдельные отрасли (в частности, на электроэнергетику) без каких-либо изменений социального ракурса ценовой политики является примером непоследовательного подхода и может привести к широким негативным последствиям. Действия и планы государственных органов в экологической, социальной и экономической сферах должны быть четко скоординированы.



13579 1830 1350 13  
80 1380 1380 1331 13  
13889 12 1350 130 13  
80 1380 18

13579 1830 1350 13  
80 1380 1380 1331 13  
13889 12 1350 130 13  
80 1380 18



## 2. ОБЗОР ПОСЛЕДНИХ ТЕНДЕНЦИЙ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

### 2.1. Ключевые моменты

2.2. Мировые рынки нефти: опасения по поводу объемов предложения приводят к колебаниям показателей в 2018 году, но краткосрочные сигналы остаются благоприятными для добывающих компаний

2.3. Природный газ: новые объемы предложения меняют ситуацию на рынке, где раньше наблюдался баланс

2.4. ВИЭ: выход на новые рубежи, несмотря на имеющиеся проблемы

2.5. Уголь: добыча и потребление продолжают расти, несмотря на меры по их сокращению в рамках борьбы с изменением климата

2.6. Выводы для Казахстана



## 2. ОБЗОР ПОСЛЕДНИХ ТЕНДЕНЦИЙ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Настоящая глава Национального энергетического доклада за 2019 год посвящена анализу значимых политических и экономических тенденций, влияющих на производство и потребление энергоресурсов – прежде всего, углеводородов (нефти, нефтепродуктов и природного газа) – в общемировом масштабе, включая выявление основных различий в тенденциях и перспективах, складывающихся в крупных регионах мира. Хотя первоочередное внимание в анализе уделяется углеводородам, в главе также рассматриваются некоторые аспекты электроэнергетики и ВИЭ в контексте мировых тенденций энергопотребления – в том числе с точки зрения того, как прогресс в сфере электроэнергетических технологий и

изменения в экологической политике влияют на структуру конечного потребления энергоресурсов.<sup>1</sup> Анализ представленной тематики во многом выполняется в контексте проблем глобального изменения климата, включая направленные на их решение инициативы, реализуемые после подписания Парижского соглашения. Вышеупомянутые общемировые тенденции (включая перспективы производства и потребления энергоресурсов) обеспечивают актуальный ракурс для рассмотрения и контекстуального понимания представленного в следующих главах описания ситуации на рынках нефти, нефтепродуктов, природного газа и электроэнергии Казахстана.

### 2.1. Ключевые моменты

- В 2017 и 2018 гг. произошло заметное увеличение мирового потребления первичных энергоресурсов, обусловленное, прежде всего, значительным повышением спроса на газ в Северной Америке и выходом спроса на уголь – после наблюдавшегося спада – на траекторию роста (особенно в Азии).
- В последнее время акционеры крупных международных нефтегазовых компаний все активнее требуют установить целевые показатели сокращения выбросов парниковых газов при производстве и ведении деятельности в целом, а также раскрывать такую информацию – точнее, показывать в отчетности, как соблюдение договоренностей по борьбе

с изменением климата отражается на их балансовых показателях. В этой связи компании уделяют все больше внимания не наращиванию запасов, а диверсификации и повышению экономической эффективности, налаживая партнерские отношения с крупными фирмами сферы технологий в целях внедрения высокоэффективных инноваций (таких как системы обработки и анализа большого объема данных [«большие данные» или «big data»], облачные вычисления или искусственный интеллект) для сокращения затрат и повышения производительности.

- В 2018 году доля природного газа в общемировом показателе роста спроса на энергоресурсы составила

<sup>1</sup> Более подробная информация о мировых тенденциях в области электроэнергетики и охраны окружающей среды представлена в Главах 5 и 6 настоящего Доклада.

40%. Более четверти мировых объемов добычи/производства газа в настоящее время приходится на Северную Америку (Канаду, Мексику и США), где сланцевый бум привел к стремительному увеличению как производства газа, так и спроса на него. В рамках газовой отрасли ожидается гораздо более быстрый рост потребления СПГ, чем газа в целом (в общемировом масштабе – и особенно в Азии).

- На настоящий момент произошел ряд значимых достижений в возобновляемой энергетике. В частности, стоимость самого дешевого предложения солнечной (фотоэлектрической) и ветровой (производимой наземными ВЭС) энергии упала ниже 25 долл. США за мегаватт-час, что во многих случаях конкурентоспособно с ценой электроэнергии на ископаемом топливе. В секторе ВИЭ ожидается стремительный рост морской ветроэнергетики (мощность реализуемых в настоящее время проектов в данной области в два раза превышает показатель существующих установленных мощностей). При этом прогресс в области ВИЭ по-прежнему в основном приходится на производство электроэнергии, а рост использования возобновляемых источников для отопления и охлаждения, а также на транспорте, происходит гораздо менее активно.

- Несмотря на принимаемые в мире меры по свертыванию добычи и потребления угля в целях сокращения выбросов парниковых газов (ПГ) – после непродолжительного трехлетнего спада (в 2014-2016 гг.) непосредственно до и после заключения Парижского соглашения по климату 2015 года – в 2017 и 2018 гг. произошел рост обоих показателей. Неоспоримым лидером этих тенденций стал Азиатско-Тихоокеанский регион (где расположены два крупнейших в мире потребителя угля – Китай и

Индия), на долю которого в 2018 году пришлось три четверти общемирового объема потребления угля.

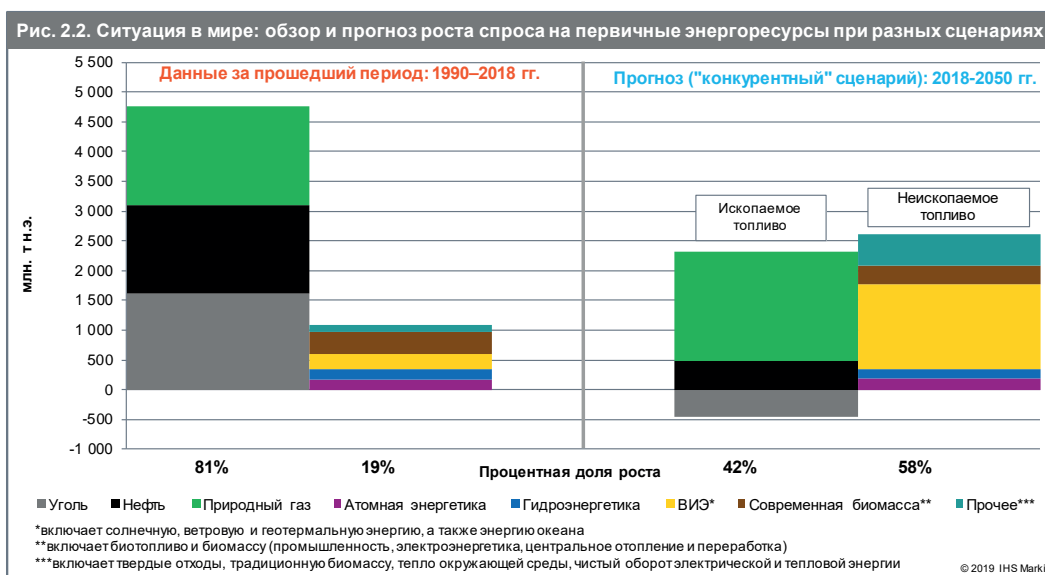
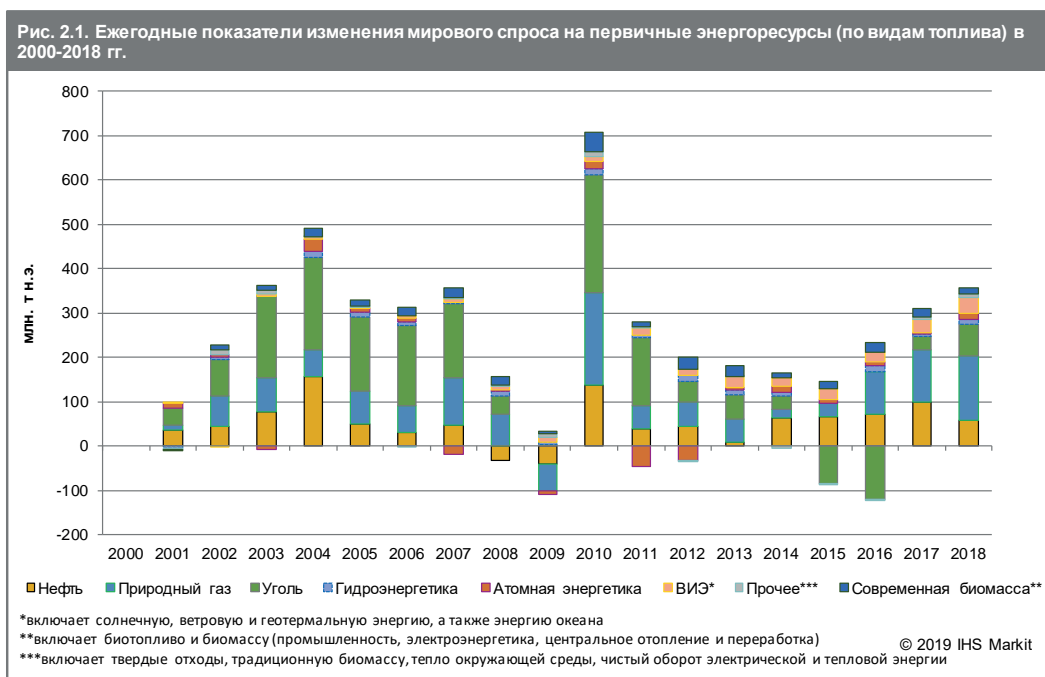
Мировую экономическую ситуацию, наблюдавшуюся с 2018 года по середину 2019 года, можно охарактеризовать как в целом позитивную (хотя на более поздних этапах данного периода – несколько в меньшей степени). Рост реального ВВП на мировом рынке в 2018 году составил 3,2%, при этом, согласно прогнозам IHS Markit, в дальнейшем его темпы снизятся до 2,9% в 2019 году и до 2,8% в 2020 и 2021 гг. Помимо этого, в ряде регионов мира присутствуют факторы неопределенности, которые могут сказаться на мировой экономике и привести к еще более существенному замедлению роста соразмерно степени их фактической реализации, а именно:

- Низкий уровень процентных ставок в развитых странах мира (который серьезно ограничивает возможности реализации политических стимулов для центральных банков);
- Высокая напряженность в торговых отношениях между США и Китаем и более широкие проблемы тарифообразования;
- Политический тупик в США;
- Нестабильная ситуация в ряде государств-производителей энергоресурсов – в частности, в Венесуэле, Ливии и странах Персидского залива (включая Иран);
- Неопределенность в отношении условий Brexit в Европе;
- Проблемные отношения между США и Россией;
- Относительно высокий (и все еще растущий) размер долга частного и государственного сектора во многих странах.

Тем не менее, несмотря на то, что в мировой экономике прослеживаются не самые оптимистичные перспективы, в 2017 и 2018 гг. потребление первичных энергоресурсов существенно выросло, более чем на 300 млн. т нефтяного эквивалента (н.э.), впервые с 2010 года

(см. Рис. 2.1. «Ежегодные показатели изменения мирового спроса на первичные энергоресурсы (по видам топлива) в 2000-2018 гг.»). Такой скачок был вызван заметным увеличением спроса на газ (в Северной Америке), а также возвратом спроса на уголь на траекторию роста после его недавнего снижения (прежде всего, в Азии). При этом в мировом спросе на первичные энергоресурсы все так же преобладают ископаемые виды топлива (13,8 трлн. т

н.э.), на долю которых приходится около 80% годового прироста. Недавнее значительное увеличение потребления газа совпадает с прогнозом роста мирового спроса на период до 2050 года, согласно которому ВИЭ также должны стать неотъемлемой и значимой частью общего объема предложения в будущем (см. Рис. 2.2. «Ситуация в мире: обзор и прогноз роста спроса на первичные энергоресурсы при разных сценариях»).<sup>2</sup> Согласно



<sup>2</sup> Рисунки 2.1. и 2.2 взяты из материалов, подготовленных группой специалистов с участием Сьюзан Фаррелл и Рика Видаля "Global Scenarios Workshop at CERA-Week," 11 March 2019, IHS Markit Global Scenarios Presentation [«Семинар по мировым сценариям на форуме CERAWEEK» в рамках презентации мировых сценариев IHS Markit 11 марта 2019 г.], стр. 7 и 30.

базовому («конкурентному») сценарию IHS Markit, который взят за основу для подготовки настоящего доклада, даже в конце прогнозного периода на ископаемые виды топлива по-прежнему будет приходиться более половины совокупного объема потребления первичных энергоресурсов (лидером среди которых будет природный

газ – по имеющимся оценкам, его объем вырастет примерно на 40% по сравнению с текущим показателем).

В следующих разделах настоящей главы рассматриваются ключевые мировые тенденции производства и потребления основных энергоресурсов, начиная с нефти.

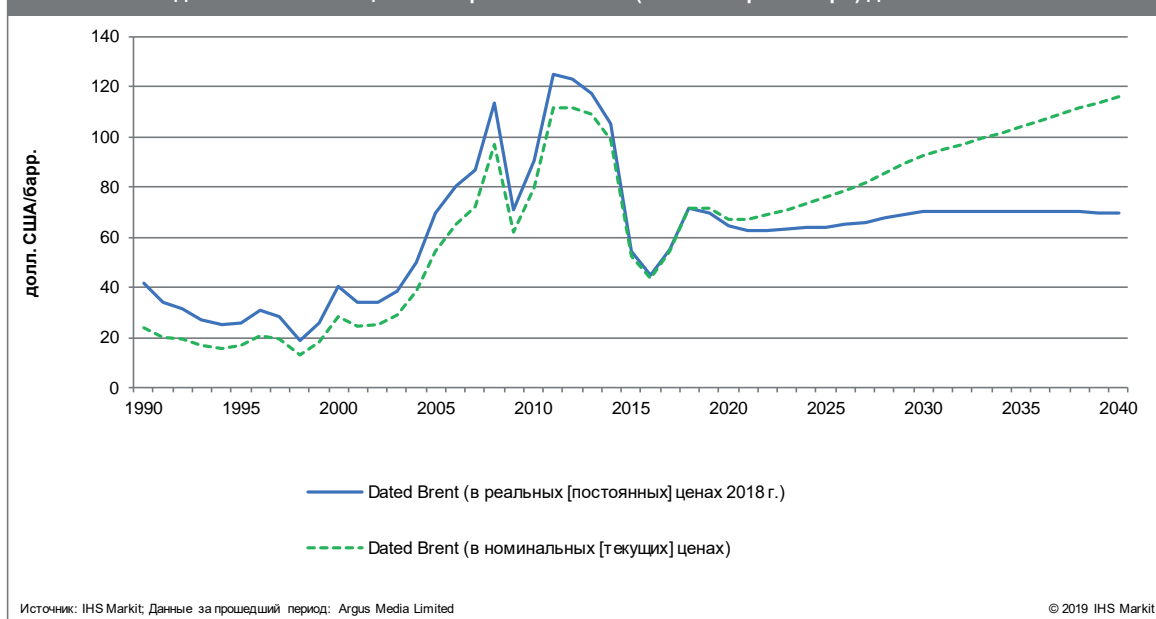
## 2.2. Мировые рынки нефти: опасения по поводу объемов предложения приводят к колебаниям показателей в 2018 году, но краткосрочные сигналы остаются благоприятными для добывающих компаний

### 2.2.1. Тенденции ценообразования и предложения

Первое соглашение ОПЕК+, заключенное в конце 2016 года между государствами-членами ОПЕК и крупными добывающими странами, не входящими в ОПЕК (включая, в первую очередь, Россию, а также Казахстан и Азербайджан) – которое вступило в силу в 2017 году и впоследствии было продлено до 2018 года – привело к снижению предложения на мировом рынке нефти в объеме приблизительно

1,8 млн. барр./сутки, к сокращению товарных запасов в нефтехранилищах и к повышению цен. В результате этого цены на нефть марки Brent складывались следующим образом: в начале 2017 года они составляли 56,82 долл. США, в начале 2018 года – 66,65 долл. США, после чего в середине 2018 года начали активно расти, достигнув максимума на отметке 86,07 долл. США в начале октября (см. Рис. 2.3. «Ежегодные показатели цен на нефть Dated Brent (FOB Северное море) до 2040 г.»).

Рис. 2.3. Ежегодные показатели цен на нефть Dated Brent (FOB Северное море) до 2040 г.



Непосредственным катализатором роста цен в середине 2018 года стал объявленный в мае администрацией Трампа выход США из соглашения по иранской ядерной программе (Совместного всеобъемлющего плана действий [СВПД или JCPOA]), заключенного летом 2015 года между Ираном и Группой 5+1.<sup>3</sup> Соглашение предусматривало снятие санкций в отношении иранского экспорта нефти в обмен на значительное сокращение запасов обогащенного урана в стране и согласие Ирана на международные инспекции его ядерных объектов. Впоследствии США заявили, что 5 ноября 2018 года они в одностороннем порядке вновь введут санкции в отношении иранского экспорта. Снятие санкций в рамках СВПД позволило Ирану постепенно увеличить экспорт с уровня около 1 млн. барр./сутки до 2,2 млн. барр./сутки в первой половине 2018 года, однако неопределенность в отношении того, какой объем рынок потеряет при возобновлении санкций, а также в отношении уровня добычи в Венесуэле, Нигерии и Ливии – наряду со снижением добычи в канадской провинции Альберта – привела к росту цен.<sup>4</sup>

Тем не менее, к концу лета 2018 года три события, способствующие увеличению объемов предложения на мировом рынке, стали оказывать понижающее давление на цены на нефть. Во-первых, продолжался активный рост добычи в Соединенных Штатах, которые не присоединялись ни к одной из договоренностей ОПЕК+. Это было связано с тем, что порог рентабельности [себестоимость в точке безубыточности] для добывающих компаний США (ведущих разработку

как сланцевых, так и шельфовых месторождений) стал значительно ниже, благодаря реализации мер по сокращению затрат и повышению эффективности во время ценового спада в 2014-2016 гг. (см. Рис. 2.4. «Индекс капитальных затрат добывающей отрасли в номинальных долларах [текущих ценах]»).<sup>5</sup> В 2018 году добыча жидких углеводородов в США увеличилась на 2,1 млн. барр./сутки, а экспорт американской сырой нефти на международные рынки вышел на уровень (2 млн. барр./сутки), сопоставимый с недавним пиком поставок из Ирана (2,7 млн. барр./сутки). Ожидается, что в 2019 году добыча в США вырастет на 1,2 млн. барр./сутки до уровня 12,0 млн. барр./сутки, а в 2020 году – предположительно, до 13,9 млн. барр./сутки (если цены будут благоприятными).

Во-вторых, летом 2018 года в ответ на уговоры Президента США Дональда Трампа об увеличении объемов добычи, обращенные к Саудовской Аравии и другим странам ОПЕК, в целях снижения финансовой нагрузки на американских потребителей бензина<sup>6</sup> – а также отчасти из-за того, что конъюнктура высоких цен в преддверии повторного введения санкций против Ирана оказала несколько «расслабляющее» воздействие на страны ОПЕК и другие добывающие государства – в июне участники инициативы ОПЕК+ начали смягчать ограничения добычи, что привело к появлению на рынке дополнительных объемов (около 1 млн. барр./сутки) нефти неамериканского происхождения. К декабрю 2018 года добыча в мире выросла до 100,6 млн. барр./сутки, что на 2,8 млн. барр./сутки выше аналогичного показателя

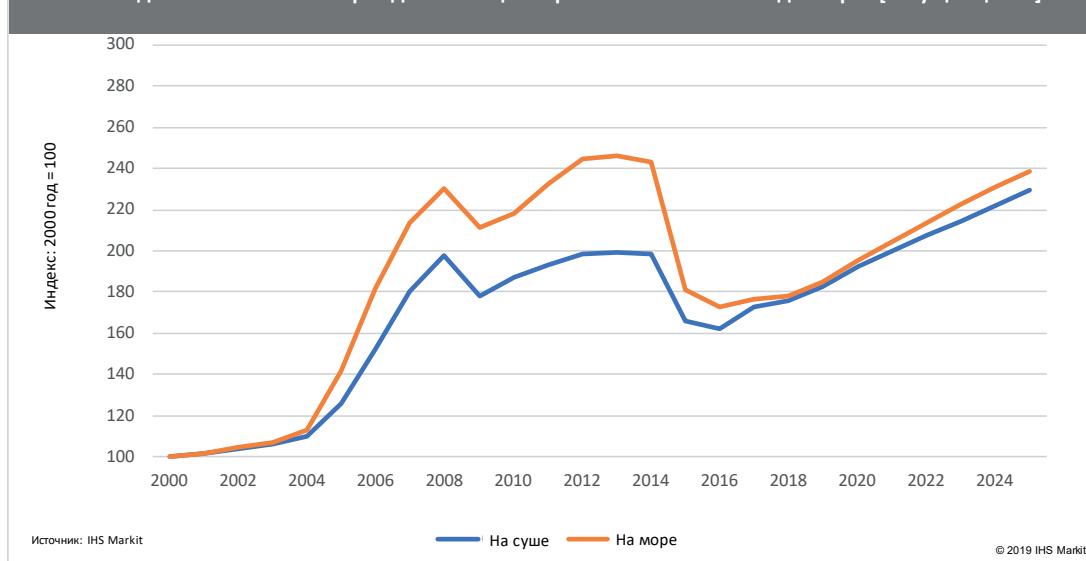
<sup>3</sup> Группа 5+1 включает Китай, Францию, Россию, Великобританию, США [пять стран, являющихся постоянными членами СБ ООН] и Германию.

<sup>4</sup> В преддверии возобновления санкций иранский экспорт, по имеющейся информации, в ноябре 2018 года упал до 1,1 млн. барр./сутки, однако в декабре вырос до 1,3 млн. барр./сутки. Снижение объемов добычи в Канаде было связано с нехваткой нефтепроводных мощностей для поставки нефти на экспортные рынки.

<sup>5</sup> По оценкам IHS Markit, порог рентабельности [себестоимость в точке безубыточности] для 80% новых объемов добычи в рамках проектов, предусмотренных к вводу в эксплуатацию в 48 континентальных штатах США в 2019 и 2020 гг., составит ниже 50 долл. США/барр. (WTI).

<sup>6</sup> Хотя повышение цен было выгодным для американских добывающих компаний, по политическим причинам приоритет в США отдается потребителям, учитывая первостепенную роль потребления в экономике страны.

Рис. 2.4. Индекс капитальных затрат добывающей отрасли в номинальных долларах [текущих ценах]



прошлого года. В целом за год мировое потребление увеличилось на 1,5%, до уровня 9,9 млн. барр./сутки.

И, наконец, когда в ноябре США все-таки вновь ввели санкции в отношении импортеров иранской нефти, они предусмотрели временные исключения для восьми крупных импортеров (Китая, Индии, Японии, Южной Кореи, Турции, Тайваня, Греции и Италии), чтобы предоставить этим странам возможность скорректировать систему закупок. В результате экспорт из Ирана не упал настолько, насколько ожидало большинство экспертов. Такая ситуация в части предложения, а также признаки замедления синхронного роста мировой экономики и спроса на сырую нефть осенью вернули рынок к перенасыщению, что привело к снижению цены на нефть марки Brent на 37% по сравнению с пиковым уровнем – до 53,80 долл. США к 31 декабря 2018 года.<sup>7</sup>

7 декабря 2018 года участники инициативы ОПЕК+ вернулись к привычной для себя роли компенсирующего производителя,

объявив о новой договоренности по сокращению добычи – на 1,2 млн. барр./сутки от уровня октября 2018 года (0,8 млн. барр./сутки со стороны стран ОПЕК и 0,4 млн. барр./сутки со стороны других участников).<sup>8</sup> Сокращение объемов добычи в рамках достигнутой договоренности, которое началось 1 января 2019 года и должно было продлиться шесть месяцев, способствовало повышению цен – наряду с заявлением администрации США в апреле 2019 года о том, что она не намерена продлевать ранее введенные исключения из санкций по импорту нефти из Ирана после 1 мая. По оценкам IHS Markit, санкции в отношении Ирана и Венесуэлы, напряженная ситуация в Ливии и сокращение добычи тяжелой нефти в Канаде из-за нехватки нефтепроводных мощностей могут привести к потере объема мирового предложения в размере до 3 млн. барр./сутки в течение 2019 года.<sup>9</sup> В начале июля 2019 года срок действия договоренности ОПЕК+ по сокращению добычи был продлен еще на девять месяцев – до марта

<sup>7</sup> Базовый прогнозный сценарий предполагает, что рост спроса снизится с 2,0 млн. барр./сутки в 2017 году до 1,5 млн. барр./сутки в 2018 году и 1,4 млн. барр./сутки в 2019 году, после чего немного повысится – до 1,5 млн. барр./сутки в 2020 году.

<sup>8</sup> Среди стран, не входящих в ОПЕК, Россия согласилась сократить добычу на 230 000 барр./сутки, Казахстан – на 40 000 барр./сутки, а Азербайджан – на 20 000 барр./сутки. Влияние сокращения добычи в рамках данной договоренности на ситуацию в казахстанской нефтедобывающей отрасли в целом более подробно рассматривается далее – в Главе 3.2 настоящего Доклада.

<sup>9</sup> Согласно оценкам IHS Markit, в мае 2019 года объемы экспорта из Ирана упали примерно до 490 000 барр./сутки (что представляет собой резкий спад по сравнению с уровнями марта и апреля, которые в среднем составили 1,6 млн. барр./сутки, поскольку импортеры стремились максимально обеспечить себя объемами иранской нефти до отмены предусмотренных для них исключений).

2020 года включительно. Это может отразиться на ценах, учитывая прогнозы устойчивого (хотя и небольшого) роста спроса. Принимая во внимание вышеизложенное, ожидается, что цены на нефть марки Brent составят в среднем 66 долл. США/барр. в 3-м квартале 2019 года и 64 долл. США/барр. в 2020 году.

Объем предложения нефти на мировом рынке в первую очередь зависит от уровня спроса, но на него также влияют технологический прогресс и уровень цен. При этом в более долгосрочной перспективе заметную роль в приросте предложения в общемировом масштабе будет играть «большая пятерка» стран Персидского залива (Саудовская Аравия, Кувейт, ОАЭ, Иран и Ирак). По мере замедления роста в Северной Америке в конце 2020-х годов на эти ближневосточные страны будет приходиться основная часть долгосрочного увеличения поставок на мировой рынок в 2030-х и 2040-х годах.

- Сейчас и на протяжении значительной части 2020-х годов рост предложения на мировом рынке будет зависеть от добычи трудноизвлекаемой нефти в США – прежде всего, в Пермском бассейне страны [бассейне Пермьян], на который в период до 2023 года будет приходиться более 40% прироста поставок нефти.

- Цена на нефть на уровне 60–70 долл. США/барр. (в реальных долларах США [постоянных ценах] 2017 года) обеспечивает достаточные объемы предложения в долгосрочной перспективе, исходя из нашей текущей расчетной кривой цен и предложения на мировом рынке. Каждый ее последующий пересмотр<sup>10</sup> в основном демонстрирует увеличение объемов предложения по более низким ценам,

что обусловлено ростом поставок со стороны более низкочастотных поставщиков и снижением общего уровня затрат (стоимости) в целом. В результате основная часть совокупного объема предложения, необходимого согласно нашему долгосрочному прогнозу спроса, может быть обеспечена по цене 70 долл. США или ниже, и, соответственно, на этой основе мы делаем вывод об уровне равновесных цен на мировых рынках в долгосрочной перспективе.

- Однако, несмотря на длительную стабилизацию спроса, чрезвычайную важность для обеспечения достаточных объемов предложения в долгосрочной перспективе имеет продолжение геологоразведочной деятельности в добывающей отрасли. Прогнозируется, что к 2040 году около 11 млн. барр./сутки добычи нефти будет поступать с месторождений, которые пока не открыты. Помимо этого, с учетом снижения среднего базового уровня добычи примерно на 3%, потребность в новых объемах сырой нефти и газового конденсата к 2030 году составит примерно 31 млн. барр./сутки или почти 40% от совокупного показателя добычи сырой нефти в прошлом году.

Хотя ситуация в области предложения, исходя из вышеизложенного, в целом является позитивной для производителей – в 2018 году крупнейшие международные нефтяные компании впервые за пять лет оказались в плюсе, получив положительный баланс денежных потоков – перед ними остро стоят задачи увеличения прибыли для акционеров, а также обеспечения максимально рационального и эффективного управления капиталом. Это способно привести к ограничению капиталовложений (в результате чего

<sup>10</sup> См. IHS Energy, Ahead of the Curve: The oil cost curve and what it tells us [IHS Energy, «Заглядывая вперед: кривая цен на нефть – о чем она говорит?», октябрь 2015 г.; IHS Strategic Horizons: The New Global Cost Curves for Oil, [IHS – Стратегические горизонты, «Сырая нефть на мировом рынке: новые кривые цен», 18 сентября 2017 г.; Global Oil: Cost curve for crude in 2018 shows marginal inflation from 2017 [«Мировой рынок нефти: кривая цен на сырую нефть в 2018 году свидетельствует о незначительной инфляции с 2017 года», 17 июля 2019 г.; IHS Markit, Crude Oil Markets, Global Crude Oil Cost Curve: July 2019 update [Обзор рынков сырой нефти IHS Markit «Кривая мировых цен на сырую нефть: данные по состоянию на июль 2019 года», 2 июля 2019 г.

объемы добычи могут потерять целый 1 млн. барр./сутки) – по крайней мере, в среднесрочной перспективе. Однако еще более важно то, что это неизбежно отразится на инвестициях в реализацию новых проектов, приведя к еще более жесткой конкурентной обстановке для таких стран, как Казахстан.

### **2.2.2. Крупные нефтегазовые компании вынуждены уделять все более серьезное внимание диверсификации и мерам по борьбе с изменением климата**

Потенциально еще более существенным фактором, способным повлечь кардинальные перемены, являются адресованные к интегрированным нефтегазовым компаниям (BP, Chevron, Eni, Equinor, ExxonMobil, Repsol, Shell и Total) призывы крупных институциональных инвесторов (таких как пенсионные фонды, страховые компании, фонды взаимных инвестиций) установить целевые показатели сокращения выбросов парниковых газов при производстве и ведении деятельности в целом – точнее, показывать в отчетности, как соблюдение договоренностей по борьбе с изменением климата отражается на их балансовых показателях.<sup>11</sup> Более радикально настроенные из таких инвесторов утверждают, что для достижения амбициозной цели Парижского соглашения по климату 2015 года, предполагающей ограничение роста средней глобальной температуры величиной не более 1,5°C по сравнению с доиндустриальным уровнем, потребление углеводородов должно выйти на максимальный уровень вскоре после 2020 года, после чего сократиться на 20% к 2030 году и

вдвое к 2050 году.<sup>12</sup> В случае реализации такого сценария балансовая стоимость запасов крупных нефтяных компаний резко упадет, поскольку значительная их часть никогда не будет извлечена, так и оставшись «в земле». В этой связи инвесторы утверждают, что, с точки зрения задач добросовестного управления, привычная цель компаний – наращивать запасы – утратила актуальность, и на смену ей должны придти более дальновидные стратегии.

И действительно, большинство крупных международных нефтяных компаний, судя по всему, в определенной мере прислушались к критике и начали предпринимать попытки по диверсификации своей деятельности в таких областях, как: возобновляемая энергетика; улавливание, использование и хранение углерода (CCUS); а также распределение электроэнергии и газа. Помимо этого, делается акцент на увеличение добычи природного газа и происходит сдвиг в сторону добычи нефти по более низкой себестоимости. Среди последних инициатив в данной области можно отметить следующие:

- Совместные инвестиции Chevron, Occidental и BHP в канадскую компанию Carbon Engineering, которая занимается улавливанием из атмосферы CO<sub>2</sub> для повторной закачки на нефтяном промысле или для производства синтетического топлива;
- Планы компании Equinor по увеличению капиталовложений в возобновляемую энергетику с текущих 5% до 15-20% (к 2030 году);
- Заявления Royal Dutch Shell и BP о том, что размер вознаграждения их руководства будет зависеть от показателей сокращения выбросов ПГ, связанных с деятельностью компаний;

<sup>11</sup> В число компаний, которые попытались оперативно отреагировать на это в своих годовых отчетах, вошли Total, Shell и BHP; см. IHS Climate and Carbon Insight, Climate-Related Financial Disclosure Continues to Gain Momentum [Аналитический обзор IHS по климату и выбросам CO<sub>2</sub> «Раскрытие финансовой информации, относящейся к мерам по борьбе с изменением климата, продолжает набирать обороты»], 5 апреля 2019 г.

<sup>12</sup> Большинство прогнозов фактического уровня спроса на нефть и газ предполагают, что он продолжит расти на 1-2% ежегодно, по крайней мере, до 2030 года.



- Покупка компанией Royal Dutch Shell британской First Utility – розничного поставщика электроэнергии и природного газа;
- Инвестиции BP в размере 200 млн. долл. США в компанию Lightsource, которая занимается развитием (строительством и эксплуатацией) объектов солнечной энергетики.

Инвестиции глобальных интегрированных нефтегазовых компаний в возобновляемую энергетику и другие низкоуглеродные технологии в последние годы становятся все более существенными. В настоящее время IHS Markit прогнозирует, что с 2019 г. по 2021 г. среднегодовой объем расходов этой группы компаний на низкоуглеродные инициативы составит около 7 млрд. долл. США или примерно 5% от общей суммы их капитальных затрат (CAPEX) за этот период.<sup>13</sup> Подобное повышение затрат привело к возникновению вопросов о прибыльности инвестиций в сферы, выходящие за пределы традиционных подходов к ведению деятельности в нефтегазовой отрасли.

Чтобы лучше понять прибыльность таких направлений и увидеть, как это соотносится с нефтегазовым сегментом, эксперты IHS Markit рассчитали показатели рентабельности для ряда сегментов применения низкоуглеродных технологий и энергоснабжения на базе общемировой выборки, в которую вошли 97 предприятий первого направления и 64 предприятия второго направления.<sup>14</sup> Анализ показателей коэффициента рентабельности средней величины задействованного капитала (ROACE) вышеуказанных сегментов за период с 2010 года показывает, что нефтегазовая

отрасль продемонстрировала один из самых высоких уровней доходности в течение этого времени – медиана ее годовой операционной рентабельности (ROACE) составила 8,5%. Показатели рентабельности данного сегмента выглядят благоприятно на фоне аналогичных показателей других сегментов, куда некоторые из глобальных интегрированных компаний вкладывали значительные объемы инвестиций, включая преобразование энергии и энергоэффективность (8,2%), энергоснабжение (6,8%), системы хранения и накопления энергии (6,1%), низкоуглеродные технологии производства и распределения электроэнергии (5,3%) и солнечная энергетика (4,2%).

В то же самое время, с 2010 года в нефтегазовом сегменте наблюдался самый высокий уровень волатильности показателей рентабельности – со стандартным (среднеквадратическим) отклонением в размере 7,8% (что выше аналогичного показателя (7,5%) для солнечной энергетики и значительно выше по сравнению с каждым из остальных рассматриваемых сегментов). Эти результаты согласуются с общими ожиданиями, предполагающими более низкий уровень доходности, но более высокий уровень стабильности для предприятий сегментов низкоуглеродных технологий и энергоснабжения. В целом представляется, что низкоуглеродные проекты способны сыграть определенную позитивную роль в портфелях глобальных интегрированных компаний, обеспечивая такие плюсы как существенная (пусть и не слишком высокая) доходность, низкая

<sup>13</sup> Расходы на меры по снижению уровня выбросов CO<sub>2</sub> включают капиталовложения и деятельность в сфере НИОКР по следующим направлениям: строительство объектов ВИЭ и производство возобновляемой энергии; биотопливо; системы накопления и хранения энергии; транспорт на альтернативных видах топлива / электромобили; водород и топливные элементы; энергоэффективность; декарбонизация; природный газ в сфере производства, передачи и распределения электроэнергии; улавливание, использование и хранение углерода; а также сокращение выбросов при нефтегазовых операциях.

<sup>14</sup> См. IHS Markit Companies & Transactions, Upstream Competition Insight, Can Low-Carbon Be Profitable? Understanding the Value Proposition of Alternative Businesses for Oil and Gas Companies [IHS Markit: Компании и операции – аналитический обзор конкурентной среды добывающей отрасли «Могут ли низкоуглеродные технологии быть прибыльными? Понимание выгоды от альтернативных подходов к ведению деятельности для нефтегазовых компаний»], 3 июня 2019 г.

волатильность и диверсификация. Среди сегментов низкоуглеродных технологий и энергоснабжения, вошедших в представленный анализ, большинство демонстрируют незначительную или обратную корреляцию с доходами нефтегазовой отрасли – за исключением сегмента электромобилей, который показывает корреляцию на уровне 78% по коэффициенту ROACE с 2010 года, что может объясняться выгодой, которую оба вышеуказанных сектора получают от повышения цен на нефть.

### 2.2.3. Технологические инновации

В свете того, что основной акцент в последнее время делается на повышение экономической эффективности, а не на наращивание запасов, наблюдается расширение партнерских отношений между международными нефтяными компаниями (МНК) и крупными фирмами сферы технологий (как в Силиконовой [Кремниевой] долине, так и за ее пределами) в целях применения высокоэффективных инноваций (таких как «большие данные» [«big data»], облачные вычисления, искусственный интеллект) для сокращения отраслевых затрат, повышения безопасности и увеличения объемов добычи. Изначально обе стороны относились друг к другу с определенной долей взаимного скептицизма в том, что касается вопросов устойчивого развития и борьбы с изменением климата, в результате чего нефтегазовая отрасль «запоздала» с внедрением этих инноваций. По некоторым оценкам, из-за склонности предприятий нефтегазовой отрасли узко обособлять данные, храня их по отдельности, а не стремиться к комплексному подходу, предполагающему их интеграцию и объединение, они фактически

используют лишь 1–5% из потенциально доступной им информации.<sup>15</sup> Сейчас эта ситуация начинает меняться, благодаря реализации целого ряда инициатив:

- В настоящее время BP объединяет информацию, поступающую в реальном времени с датчиков, расположенных на устье скважин и в других точках, с собственными моделями и аналитикой компании, что, по ее оценкам, в 2018 году позволило увеличить добычу на 30 000 барр./сутки;
- ExxonMobil сотрудничает с Microsoft Cloud в целях повышения эффективности подбора персонала и контроля за утечками метана;
- Amazon сейчас работает с нефтесервисными компаниями (такими как Halliburton) и с крупными нефтяными компаниями (такими как Shell) над обеспечением решений для хранения данных;
- Головная компания Google – Alphabet – создала новую группу по энергетике, которая заключила контракты с Total и Anadarko Petroleum;
- Благодаря достижениям в сфере вычислительных технологий и «больших данных», крупные нефтяные компании в ходе деятельности по разведке и добыче теперь могут выполнять важные виды сейсморазведочных работ (в частности, картирование смещений и разломов) за несколько часов, а не месяцев, задействуя при этом минимальный объем ресурсов;
- В компании «Тенгизшевройл» (ТШО) транспортные средства оснащены датчиками контроля лица, которые могут определить, когда водитель засыпает, и отправить ему специальный сигнал через ремень безопасности, что способствует снижению рисков, связанных с фактором усталости персонала. ТШО также использует центры интегрированного управления операциями (ИОС) компании Wipro для

<sup>15</sup> Освещение форума IHS Markit CERAWEEK 2019 года, состоявшегося в Хьюстоне (штат Техас, США), в материале "Oil Rush" [«Нефтяная лихорадка»], The Economist, 16 марта 2019 г.

сбора, организации и распространения данных по структурным подразделениям.

#### **2.2.4. Введение новых требований Международной морской организации (ИМО) в 2020 году**

На мировую ситуацию в отрасли также влияет развитие событий в сфере переработки и сбыта. Одним из значимых событий, уже отражающихся на работе НПЗ, является введение требований ИМО-2020, предусматривающих использование более экологически безвредного транспортного (бункерного) топлива в международных морских перевозках. 1 января 2020 года Международная морская организация введет запрет на использование топлива с содержанием серы свыше 0,5% (сейчас этот лимит установлен на уровне 3,5%), за исключением случаев, когда суда оснащены специальными системами очистки («скрубберами») для удаления серы. Введение новых требований потенциально приведет к сокращению спроса на бункерное топливо с высоким содержанием серы в объеме до 2,5 млн. барр./сутки. При этом до конца не ясно, окажутся ли

НПЗ способны своевременно увеличить производство мазута с очень низким содержанием серы (VLSFO), чтобы полностью покрыть спрос, учитывая существенную стоимость технического перевооружения. Также присутствуют опасения по поводу того, как отразится на судовых двигателях возможное смешивание различных сортов бункерного топлива в целях обеспечения соблюдения лимита на уровне 0,5%, если в небольших портах не окажется в наличии топлива необходимого качества в достаточном объеме. Когда речь идет о топливе, «соответствие требованиям» (к предельно допустимому уровню содержания серы) совсем не обязательно означает «пригодность к использованию» (с точки зрения теплоты сгорания или химического состава). Данные факторы неопределенности, а также возможность введения ИМО новых нормативов (например, в отношении выбросов CO<sub>2</sub>), способны привести к снижению спроса на мазут в будущем, если перевозчики решат перейти на использование судов, работающих на СПГ, когда старые суда будут выведены из эксплуатации.

## **2.3. Природный газ: новые объемы предложения меняют ситуацию на рынке, где раньше наблюдался баланс**

### **2.3.1. Обзор и ценовые тенденции**

В 2018 году потребление природного газа в мире составило порядка 3,85 трлн. м<sup>3</sup>, что на 5,3% больше, чем в 2017 году; при этом среднегодовое увеличение потребления за предшествующий 10-летний период (2007-2017 гг.) составило 2,2%. Природный газ обеспечил целых 40% прироста мирового спроса на энергоресурсы. Более четверти (27,2%) мирового объема добычи/производства пришлось на Северную Америку (Канаду, Мексику и США),

где (прежде всего) сланцевый бум привел к увеличению добычи на 9,8% в 2018 году, что почти вдвое превысило темпы роста в регионе, находящемся на втором месте по увеличению добычи (Ближний Восток – 5,7%).

На фоне наличия значительных объемов предложения, с ноября 2018 года наблюдалось существенное снижение основных мировых индикаторов цен [«бенчмарков»] на газ (в Азии, Европе и Северной Америке) в общемировом

масштабе. В апреле 2019 года спотовые цены на СПГ в Азии упали ниже 4,30 долл. США/млн. БТЕ – это самый низкий уровень с апреля 2016 года и чуть более одной трети уровня шестимесячной давности. Такая ситуация в первую очередь связана с ослаблением роста спроса на СПГ в Китае из-за общего замедления темпов экономического роста в стране, а также с наличием избытка предложения, обусловленного сезонными факторами (в результате чрезмерного пополнения запасов в хранилищах в ожидании дефицита прошедшей зимой). Спотовые цены в Европе также снизились – причем с сентября 2018 года по март 2019 года их уровень упал вдвое. В других странах Северо-Восточной Азии, а именно в Японии и Южной Корее (которые занимают первое и третье место в мире по объемам импорта СПГ, соответственно), краткосрочные перспективы роста спроса также являются неопределенными, поскольку возвращение атомной энергетики в структуру топливно-энергетического баланса может уменьшить роль газа (и угля) в производстве электроэнергии.

Снижение цен в Азии также является следствием растущего перенасыщения мирового рынка СПГ – поступление новых объемов предложения сжиженного газа из разных стран мира (особенно из США и Австралии) опережает рост мирового спроса, традиционным лидером которого является Азия.<sup>16</sup> Некоторые партии СПГ, предназначенные для поставки в Азию, были перенаправлены на реализацию на балансирующий рынок Северо-Западной Европы, поскольку надбавка к цене в Азии по сравнению с европейским уровнем цен снизилась. В результате, в период с октября 2018 года по март 2019 года импорт СПГ в Европу вырос до среднего показателя на уровне 6,7 млн. т в месяц (тогда как

в период с октября 2017 года по март 2018 года данный показатель составил 4,0 млн. т) – несмотря на то, что в 2018 году поставки газа из России по газопроводу в Европу третий год подряд вышли на рекордный уровень. Таким образом, конкуренция между российским трубопроводным газом и СПГ на данном рынке, судя по всему, будет играть огромную роль в мировой торговле газом в ближайшей перспективе. Предполагается, что значительные объемы импорта СПГ в Европу (в среднем 7,3 млн. т в месяц) будут и далее конкурировать с традиционными поставками по газопроводу за открывающиеся возможности реализации на европейском рынке в связи с поступательным сокращением внутренних объемов добычи/производства. В более долгосрочной перспективе мы ожидаем, что цены в Европе будут следовать динамике долгосрочных предельных издержек (ДСПИ) [на СПГ из] США, поскольку США являются маргинальным поставщиком СПГ на мировом рынке.

Цены на природный газ США, ориентиром («бенчмарком») для которых, как правило, является индекс Henry Hub (НН), в 2019 году также снизились после повышения в осенне-зимнем сезоне (в ноябре 2018 года), когда чрезвычайно холодная погода привела к росту спроса при относительно низких уровнях запасов в хранилищах. К первому кварталу 2019 года добыча газа в США значительно увеличилась, что привело к улучшению ситуации с предложением на рынке и вылилось в падение цен до уровня ниже 3,00 долл. США/млн. БТЕ к концу января и приблизительно до 2,95 долл. США/млн. БТЕ (в среднем) в марте. Разработка новых месторождений и увеличение объемов попутного газа привели к беспрецедентному росту добычи природного газа в США за последнее десятилетие. Добыча газа в

<sup>16</sup> В 2019 году в мире ожидается ввод в эксплуатацию новых мощностей по производству СПГ в объеме 49 млн. т.

48 континентальных штатах США увеличилась с 52 млрд. кубических футов в сутки (фут<sup>3</sup>/сутки) (что, согласно Статистическому обзору BP [BP Statistical Review], эквивалентно 546,1 млрд. м<sup>3</sup> в год) в 2007 году до 83 млрд. фут<sup>3</sup>/сутки (831,8 млрд. м<sup>3</sup> в год) в 2018 году. Хотя темпы роста к сентябрю 2018 года уже начали снижаться, ожидается, что в США сохранятся высокие уровни добычи природного газа (около 90 млрд. фут<sup>3</sup>/сутки [902 млрд. м<sup>3</sup> в год]) до 2020-х годов и на их протяжении. В настоящее время Соединенные Штаты являются чистым экспортером газа (в объеме 3 млрд. фут<sup>3</sup>/сутки [31,5 млрд. м<sup>3</sup> в год]) – тогда как десять лет назад почти 20% от объема внутреннего спроса покрывалось за счет импорта – что существенно изменило глобальную картину поставок.

### 2.3.2. Потребление СПГ будет расти намного быстрее, чем потребление газа в целом

В более долгосрочной перспективе (как отражено в приведенных выше прогнозах потребления первичных энергоресурсов) ожидается активный рост объемов добычи/производства и потребления газа, обусловленный консолидацией глобального рынка природного газа в связи с расширением торговли СПГ. Продолжающийся рост экспорта СПГ из США и общее увеличение спотовых поставок СПГ привели к тому, что в 2018 году объемы мировой торговли сжиженным природным газом вышли на рекордный уровень пятый год подряд, достигнув, по данным Международного газового союза, показателя 316,5 млн. т (что эквивалентно 431 млрд. м<sup>3</sup> согласно Статистическому обзору BP).<sup>17</sup> Это знаменует существен-

ный прирост – на 28,2 млн. т или на 9,8%, по сравнению с 2017 годом – который занимает третье по величине место среди показателей ежегодного прироста за всю историю (уступая только результатам 2010 и 2017 годов). IHS Markit прогнозирует увеличение мирового спроса на СПГ с уровня около 320 млн. т в 2018 году до 465 млн. т (~625 млрд. м<sup>3</sup>/год) к середине 2020-х годов и более чем до 630 млн. т (~850 млрд. м<sup>3</sup>/год) к середине 2030-х годов. При этом ценовая конкуренция будет ключевым фактором продвижения реализации проектов в будущем. Учитывая существенный потенциал экспорта из США (как из-за большого количества конкурирующих проектов, так и из-за наличия значительных запасов недорогого газа), ожидается, что СПГ США станет ключевым индикатором («бенчмарком»), с которым придется конкурировать всем будущим объемам предложения (т.е. США в данном случае будут маргинальным поставщиком).

На мировой торговле сжиженным природным газом не должно существенно отразиться повышение китайских тарифов на импорт СПГ из США (с 10% по состоянию на 24 сентября 2018 года до 25% по состоянию на 1 июня 2019 года). Такие тарифы – один из ответных шагов Китая в рамках текущего торгового конфликта между двумя странами.<sup>18</sup> В настоящее время Соединенные Штаты не поставляют крупных объемов СПГ в Китай, и ожидается, что США легко найдут альтернативные рынки, учитывая высокий спрос на СПГ в мире. Аналогично, Китай также может легко найти других поставщиков для покрытия этих объемов, поскольку они составляют лишь небольшую часть

<sup>17</sup> <https://www.igu.org/news/igu-releases-2019-world-lng-report>.

<sup>18</sup> 10 мая 2019 года администрация Трампа, сославшись на то, что Китай отказался от исполнения обязательств по предыдущим переговорам, объявила о повышении пошлин на импорт продукции из Китая на сумму 200 млрд. долл. США с 10% (введенных в сентябре 2018 года) до 25%. 13 мая 2019 года Министерство финансов Китая объявило, что с 1 июня 2019 года Китай повысит пошлины на американские товары общей стоимостью 60 млрд. долл. США. Это уже четвертый случай с середины 2018 года, когда Китай повышает пошлины на ряд американских товаров в ответ на повышение Соединенными Штатами пошлин на импорт из Китая.

потребностей страны в импорте. В 2018 году на долю США приходилось лишь 4,1% импорта СПГ в Китае, и в первом квартале 2019 года этот показатель снизился до 1,4%.<sup>19</sup>

### **2.3.3. Внутренняя добыча газа на ключевых рынках снижается, а недостающие объемы покрываются за счет импорта**

Мировая торговля природным газом растет, чему способствует не только увеличение объемов реализации СПГ, но и появление новых международных газопроводов (особенно из России). На фоне этого роста внутренняя добыча газа (имеются в виду объемы, добываемые и потребляемые внутри одной страны) теряет долю рынка на мировом уровне – по крайней мере, за пределами Северной Америки. В авангарде текущей тенденции – рост спроса на газ в Китае и Индии, объемы которого превысили возможности этих стран полностью удовлетворять внутренние потребности в газе за счет собственных ресурсов. В случае Китая такое повышение спроса приводит к резкому увеличению зависимости от импорта.<sup>20</sup>

Во-вторых, зрелые рынки с долгой историей добычи природного газа – такие как Нидерланды и Великобритания – уже прошли этап стабилизации на максимальном уровне [«полки» добычи] и вышли на стадию долгосрочного естественного спада. То же самое можно сказать и о ряде стран с развивающейся экономикой (таких как Пакистан и Таиланд), где объемы добычи, по всем признакам, вышли на максимум как раз на пороге стремительного роста внутреннего спроса. Помимо этого, многим традиционным экспортерам

СПГ становится все труднее сохранять экспорт на том же уровне, одновременно обеспечивая покрытие растущего внутреннего спроса – к ним, в частности, относятся Алжир, Индонезия, Малайзия и Тринидад. Как Малайзия, так и Индонезия сейчас начинают прибегать к импорту СПГ.

Сокращение внутренних объемов добычи на многих из вышеупомянутых рынков является следствием двух факторов – геологии и политики. Если говорить о геологии, то во многих странах либо существует нехватка ресурсов, либо месторождения вышли на ту стадию разработки, когда неизбежно наступает спад. Однако во многих случаях недостаточность объемов добычи усугубляется политическими решениями, которые не обеспечивают действенных стимулов для активного инвестирования. С нашей точки зрения, влияние последнего фактора особенно заметно в Казахстане, и в этой связи в последующих главах, посвященных нефти и природному газу, мы рассматриваем возможные политические меры, направленные на улучшение ситуации. Для добычи углеводородов, прежде всего – безусловно – необходимо наличие их запасов, но не стоит забывать и о роли экономических стимулов в качестве катализатора процесса. При этом нельзя не отметить, что влияние ценовых сигналов на добывающую деятельность слишком часто недооценивается. В большинстве стран, включая Казахстан, формирование цен на газ и электроэнергию для конечных потребителей является политически деликатным вопросом, и перенос на них растущих затрат является проблематичным. В странах с развивающейся экономикой

<sup>19</sup> См. IHS Markit Regional Power, Gas, Coal, and Renewables Insight, New Tariffs on US Energy and Petrochemical Products into China [IHS Markit: Газ, уголь, электроэнергетика и ВИЭ – региональный обзор «Новые тарифы на импорт энергоносителей и продукцию нефтехимии США в Китае»], 24 мая 2019 г.

<sup>20</sup> См. IHS Markit, Global Gas Strategic Report, Under Our Feet: Lessons in how to spur indigenous gas production [IHS Markit, Глобальный стратегический обзор рынка газа «Прямо под ногами: как активизировать внутреннюю добычу газа?»], 2 апреля 2019 г. Объем потребления в Китае в 2018 году составил 280 млрд. м<sup>3</sup>, (на 18% больше, чем в 2017 году), 125,7 млрд. м<sup>3</sup> из которых было импортировано.

политическим лидерам необходимо решать непростые вопросы, связанные с ценовой доступностью. Причем данную проблему не следует путать или смешивать

с вопросом эффективных ценовых стимулов, как это очень часто происходит.

## 2.4. ВИЭ: выход на новые рубежи, несмотря на имеющиеся проблемы

По сравнению с традиционными энергоносителями прошлого века (нефтью, газом и углем), темпы роста и ввода в эксплуатацию мощностей ВИЭ<sup>21</sup> в новом столетии – начиная с 2000 года – были поистине впечатляющими (хотя наращивание происходило с изначально невысокого уровня). В 2018 году установленная мощность солнечной фотоэлектрической генерации во всем мире в совокупности достигла показателя 505 ГВт (при этом среднегодовые темпы прироста мощностей в течение 10-летнего периода с 2006 г. по 2016 г. составляли 49%). Установленная мощность ветряных турбин в 2018 году была несколько больше (591 ГВт), при этом наращивание мощностей шло темпами примерно вдвое ниже по сравнению с показателями солнечной энергетики (20% в год в 2006–2016 гг.).<sup>22</sup> Если взять в качестве параметра выработку, а не мощность, тенденции будут в целом схожими: в 2018 году общемировой объем производства солнечной энергии составил 584,6 ТВт\*ч, а ежегодные темпы его роста в 2007-2017 гг. находились на уровне 28,9%; при этом производство ветровой энергии составило 1270,0 ТВт\*ч, продемонстрировав темпы роста на уровне 12,6% в год. Прогнозируется, что совокупный объем новых мощностей возобновляемой энергетики, которые будут введены в эксплуатацию в

общемировом масштабе в течение следующих шести лет – в 2019-2025 гг. – будет примерно эквивалентен общему показателю существующих мощностей в 2018 году и составит 1100 ГВт.

В 2018 году произошло несколько важных достижений в развитии возобновляемой энергетики:

- Стоимость самого дешевого предложения солнечной (фотоэлектрической) и ветровой (производимой наземными ВЭС) энергии (заявок, отобранных в рамках аукционов) упала ниже 25 долл. США/МВт\*ч, что во многих случаях конкурентоспособно с ценами мощностей, работающих на ископаемом топливе;
- Число стран, вырабатывающих электроэнергию на морских ВЭС, увеличилось до 15, и в 2019 году к ним должны присоединиться другие государства (в частности, Португалия);
- По результатам декабрьских аукционов на право аренды морских участков для объектов морской ветроэнергетики у северо-восточного побережья США был установлен рекорд по совокупным объемам;
- Германия объявила о планах полностью отказаться от угля к 2038 году;
- Если говорить только о мощностях по производству электроэнергии с использованием ВИЭ (не включая гидроэнергетические), то, по меньшей

<sup>21</sup> Если не указано иное, термин «ВИЭ» (или «возобновляемая энергия») здесь означает солнечную, ветровую и геотермальную энергию, а также биоэнергетику.

<sup>22</sup> См. REN21, Renewables 2019, Global Status Report, Paris: REN21 Secretariat [REN21, «Отчет о глобальном состоянии возобновляемой энергетики за 2019 год», Париж: Секретариат REN21]; BP Statistical Review of World Energy 2018 [Статистический обзор мировой энергетики компании BP за 2018 год] <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>; и BP Statistical Review of World Energy 2019 [Статистический обзор мировой энергетики компании BP за 2019 год] <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>.

мере, 45 стран превысили отметку в 1 ГВт, а в 17 странах суммарная мощность объектов ветровой, солнечной, биоэнергетической и геотермальной энергетики превысила 10 ГВт. Как минимум 9 стран производят более 20% электроэнергии на ВЭС и СЭС.

Тем не менее, несмотря на все эти достижения и продемонстрированные быстрые темпы роста, на долю ВИЭ в совокупном объеме увеличения выработки электроэнергии в 2018 году пришлось лишь одна треть (хотя их доля в приросте новых мощностей составила более трех пятых).<sup>23</sup> При этом прогресс в области ВИЭ по-прежнему в основном приходится на производство электроэнергии, а рост использования возобновляемых источников для отопления и охлаждения, а также на транспорте, происходит гораздо медленнее (например, менее чем в трети стран мира действуют обязательные правила (кодексы) энергосбережения в зданиях, предусматривающие нормы энергоэффективности отопления и охлаждения). В то же время, объем новых инвестиций в использование ВИЭ для производства электроэнергии и в качестве топлива (включая – в данном случае – проекты гидроэнергетики мощностью не более 50 МВт) в 2018 году во всем мире составил 288,9 млрд. долл. США, что на 11% ниже показателя предыдущего года.<sup>24</sup>

#### **2.4.1. Пример Китая: политика, направленная на экономию за счет масштаба, обеспечивает снижение затрат**

В основе быстрого глобального наращивания мощностей возобновляемой энергетики лежит – в немалой мере – снижение стоимости за счет эффекта масштаба, что возможно только при

реализации согласованной политики, направленной на поддержку широкого распространения ВИЭ. Одним из лучших примеров в данном отношении является Китай.<sup>25</sup> В настоящее время на его долю приходится одна треть от совокупного мирового объема мощностей ВИЭ – только в 2018 году к активам страны прибавилось 44 ГВт мощностей солнечной энергетики (фотоэлектрических установок) и 21 ГВт мощностей ветровой энергетики (что составило половину общемирового объема прироста для обеих технологий за год). В настоящее время существующая в Китае база объектов ВИЭ вырабатывает достаточно электроэнергии, чтобы обеспечить Германию – четвертую по величине экономику мира. Но всего лишь 10 лет назад в Китае почти отсутствовали фотоэлектрические установки, и было лишь несколько тысяч ветровых турбин, 80% которых – зарубежного производства.

Катализатором развития возобновляемой энергетики стало стремление снизить уровень загрязнения воздуха в восточных городах Китая – и особенно в Пекине, которому предстояло стать местом проведения летних Олимпийских игр 2008 года (и в этом статусе привлечь к себе внимание всего мира). Правительство страны понимало, что стоимость производства электроэнергии с использованием возобновляемых источников в основном обусловлена стартовыми инвестициями в оборудование и строительство. Так, капитальные затраты на объекты солнечной и ветровой энергетики составляют 85-90% от стоимости. Соответственно, чтобы повысить конкурентоспособность ВИЭ, основная задача заключается в сокращении

<sup>23</sup> В настоящее время на возобновляемую электроэнергию приходится треть генерирующей мощностей мира (<https://www.irena.org/newsroom/pressreleases/2019/Apr/Renewable-Energy-Now-Accounts-for-a-Third-of-Global-Power-Capacity>).

<sup>24</sup> Капиталовложения в солнечную энергетику, которые в 2018 году составили 139,7 млрд. долл. США, сократились на 22% по сравнению с 2017 годом – во многом из-за снижения удельных затрат на производство солнечной энергии и из-за изменений на рынке фотоэлектрических установок в Китае. Инвестиции в ветроэнергетику в 2018 году выросли на 2% до 134,1 млрд. долл. США.

<sup>25</sup> См. IHS Markit Strategic Report, Renewable Cost Reductions: China at Scale in New World of Rivalries: Reshaping the energy future [Стратегический обзор IHS Markit «Сокращение стоимости ВИЭ: масштабы Китая» в материалах «Новый мир конкуренции: меняя будущее энергетики», 18 апреля 2019 г.



капиталовложений.

Одним из уроков, которые Китай хорошо усвоил на пути к превращению в сверхдержаву-производителя, заключается в том, что массовое производство стандартизированной продукции, полностью обеспеченное цепочкой поставок, позволяет реализовать экономию за счет масштаба и быстрое снижение затрат. А чтобы выйти на такие масштабы в сфере возобновляемой энергетики, требуется более высокий спрос. В этой связи правительство страны ввело политику стимулирования инвестиций и развития направления ВИЭ, начав с энергии ветра. В государственные пятилетние планы были включены соответствующие обязательные целевые показатели, а органы власти провинций разработали программу налоговых льгот в отношении ВИЭ. В 2009 году Пекин ввел льготные тарифы для ветровой энергетики. В результате, в течение следующего десятилетия произошел двадцатикратный рост мощностей.

Развитие солнечной энергетики началось позже, но ее рост оказался более быстрым – отчасти потому, что в Китае уже было налажено производство солнечных панелей для поставок на мировой рынок. Власти страны объявили о введении льготных тарифов для солнечных фотоэлектрических установок крупного ( сетевого) масштаба в 2011 году, и за два года их установленная мощность в Китае выросла в семь раз – до 15 ГВт – выйдя на второе место в мире по величине (после Германии). Затем правительство объявило о введении стимулов для распределенной солнечной фотоэлектрической генерации, чтобы способствовать установке солнечных панелей на крышах зданий предприятий и жилых домов. В 2018 году половина новых фотоэлектрических установок в стране приходилась на распределенную генерацию. К концу

2018 года установленная мощность солнечной генерации в Китае достигла уровня 175 ГВт, а ветровой – 184 ГВт; оба этих показателя на сегодняшний день лидируют с большим отрывом по сравнению с аналогичными показателями других стран мира.

Для обеспечения средств на субсидирование наращивания мощностей ВИЭ, правительство создало фонд возобновляемой энергетики на базе надбавок к розничным тарифам на электроэнергию. Иными словами, часть затрат на субсидирование возобновляемой энергетики ложилась на потребителей. Сбор за ВИЭ вырос с уровня 0,001 юаня за кВт\*ч в 2006 году до 0,019 юаня за кВт\*ч к концу 2018 года, но темпы его повышения были ничтожными по сравнению со стремительным распространением возобновляемой энергетики. Это привело к накоплению дефицита средств фонда, сумма которого, по оценкам IHS Markit, к концу 2018 года составила 150 млрд. юаней (21,8 млрд. долл. США).

Ввиду снижения себестоимости ветряной и солнечной энергии, а также для решения проблемы дефицита фонда возобновляемой энергетики, в течение последнего десятилетия китайское правительство начало сворачивать программу стимулирования. В период с 2009 г. по 2018 г. власти Китая снизили тарифные льготы для ветроэнергетики на целых 22% так, чтобы к 2020 году её тарифы сравнялись с тарифами угольных электростанций. Помимо этого, в период с 2011 г. по 2018 г. были урезаны льготы по тарифам крупных (сетевых) проектов солнечной энергетики на 40-56%. Это подтолкнуло поставщиков оборудования к дальнейшему совершенствованию технологий и сокращению расходов. В связи с тем, что Китай переходит на аукционы (тендеры; см. ниже) в качестве механизма финансирования новых мощностей ВИЭ, ожидается,

что цены на вырабатываемую с их использованием электроэнергию будут продолжать падать.<sup>26</sup>

Хотя на первых этапах наращивания мощностей ВИЭ во всем мире предпочтение отдавалось субсидированию (включая льготные тарифы), в настоящее время наиболее широко распространенным механизмом финансирования развития возобновляемой энергетики являются аукционы (тендеры). Основное преимущество тендеров заключается в том, что конкурентные торги способствуют снижению цен за счет повышения прозрачности затрат и, как следствие, позволяют снизить закупочную стоимость для потребителей и суммы субсидий для правительства. Страны, на долю которых приходится 80% прироста мировых мощностей в период до 2025 года, уже начали проводить тендеры в качестве одного из средств обеспечения ввода в эксплуатацию новых объектов или объявили о планах их проведения.

В Китае важный шаг в данном направлении был сделан в апреле 2019 года, когда Национальная энергетическая администрация Китая (NEA) опубликовала два проекта политических документов – «Рабочий план развития ветровой и солнечной фотоэлектрической энергетики с обеспечением сетевого паритета без субсидирования» и «Уведомление о требованиях к управлению строительством объектов ветровой и солнечной фотоэлектрической энергетики». Эти документы делят рынок ВИЭ на два сегмента – несубсидируемые (с обеспечением сетевого паритета) и субсидируемые проекты – а также дают подробные указания по развитию рынка возобновляемой энергии. В качестве стимулов для проектов с обеспечением

сетевого паритета предусмотрены: приоритетный доступ к национальной энергосистеме, гарантированное полное распределение (диспетчирование) объемов произведенной электроэнергии в течение 20-ти лет, упрощенное получение прав землепользования, сниженная плата за подключение к сети и дешевое финансирование.

Политические директивы будут способствовать стабилизации процесса наращивания мощностей ветровой и солнечной энергетики (и, соответственно, затрат на финансирование) в каждом из сегментов рынка в течение следующих нескольких лет и в более долгосрочной перспективе.<sup>27</sup> При этом для солнечных фотоэлектрических мощностей на 2019 год правительство предусмотрело бюджет субсидирования в размере 3 млрд. юаней (440 млн. долл. США), средства из которого будут предоставляться по результатам рассмотрения заявок по проектам солнечной энергетики, нуждающимся в субсидиях. Определяющим фактором при тендерном отборе является указанная в заявке цена на электроэнергию, а с победителями заключаются контракты сроком на 20 лет. Правительство сейчас во многом приостановило новые инвестиции в солнечную энергетику на северо-западе и на севере страны, где объем сокращения избыточной выработки электроэнергии является самым высоким. Что касается энергии ветра, то, в соответствии с политикой, объявленной в апреле 2019 года, китайское правительство ввело целевые показатели установленной мощности объектов ветровой генерации на 2020 год для сдерживания ее прироста. В 2019 году в провинциях, где объем установленных, строящихся

<sup>26</sup> См. IHS Markit: Regional Power, Gas, Coal, and Renewables Insight, China's Renewables Policies: Paving the road toward a subsidy-free market [IHS Markit: Газ, уголь, электроэнергетика и ВИЭ – региональный обзор, «Политика Китая в области ВИЭ: на пути к рынку без субсидирования»], 27 мая 2019 г.

<sup>27</sup> По прогнозам IHS Markit, в 2019–2020 гг. прирост мощностей ветровой и солнечной энергетики в Китае стабилизируется в диапазоне 20-21 ГВт и 41-43 ГВт, соответственно.

и утвержденных мощностей превышает предусмотренные для них целевые показатели на 2020 год, будут утверждаться только новые проекты, для которых не предусмотрено субсидирование. Помимо этого, фиксированные государственные льготные тарифы для морских проектов будут действовать только в том случае, если они были утверждены до 18 мая 2018 года и их строительство началось до 11 апреля 2019 года.

Продвижение проектов с обеспечением сетевого паритета и проведение тендеров в отношении проектов, нуждающихся в субсидиях, должно помочь снизить объем субсидирования ВИЭ и обеспечить устойчивый долгосрочный рост. Согласно прогнозам IHS Markit на долгосрочную перспективу, к 2050 году объем мощностей ветровой и солнечной энергетики в Китае достигнет показателей 1279 ГВт и 891 ГВт, соответственно. Однако при этом все же неясно, является ли опыт Китая – когда в первую очередь применяются административные меры (поступающие «сверху» директивы) и только впоследствии осуществляется переход к механизмам более рыночного характера – полезным примером и действенным подходом для всех стран, стремящихся к наращиванию мощностей возобновляемой энергетики.

#### **2.4.2. Электромобили: на пороге эффекта масштаба?**

Эффект экономии за счет масштаба – аналогичный наблюдающемуся в возобновляемой энергетике Китая – ожидается и в мировой отрасли производства автомобилей на электроаккумуляторах (электро-мобилей). До недавнего времени автомобили такого типа рассматривались как нишевый

«элитный» продукт, выпускаемый небольшими партиями, и соответствующим образом оценивались – даже «доступная» модель Tesla Model 3 продавалась в США за 35 000 долларов (в 2018 году было выпущено 250 000 единиц данной марки).<sup>28</sup> Тем не менее, в мире ожидается масштабное расширение производства электромобилей – к их массовому выпуску активно готовятся такие крупные компании, как General Motors, Mercedes, Nissan, VW Group, Renault и Hyundai. Возникающая в результате этого конкуренция и экономия за счет масштаба должны привести к снижению цен на многие модели до уровней, обеспечивающих повышение спроса со стороны потребителей. В 2018 году количество электромобилей в мире превысило 5,1 миллионов единиц, что на 63% больше, чем в 2017 году, но все же составляет очень незначительную долю общемирового парка. Прежде чем использование электромобилей заметно отразится на мировом спросе на моторное топливо, пройдет еще немало лет. Факторами, играющими решающее значение в данной сфере, по-прежнему являются общий объем парка, запас хода и – особенно – топливная эффективность транспортных средств.<sup>29</sup> При этом рынки электромобилей до сих пор отличаются высокой степенью концентрации – на долю одного Китая приходится почти 50% их общемирового количества.

#### **2.4.3. Ожидается стремительный рост морской ветроэнергетики**

Хотя из-за более высокого уровня необходимых капитальных затрат развитие морской ветроэнергетики стартовало позднее по сравнению с наземными ВЭС, она быстро наверстывает упущенное. За последние пять лет установленная мощность морских ВЭС в мире выросла более чем

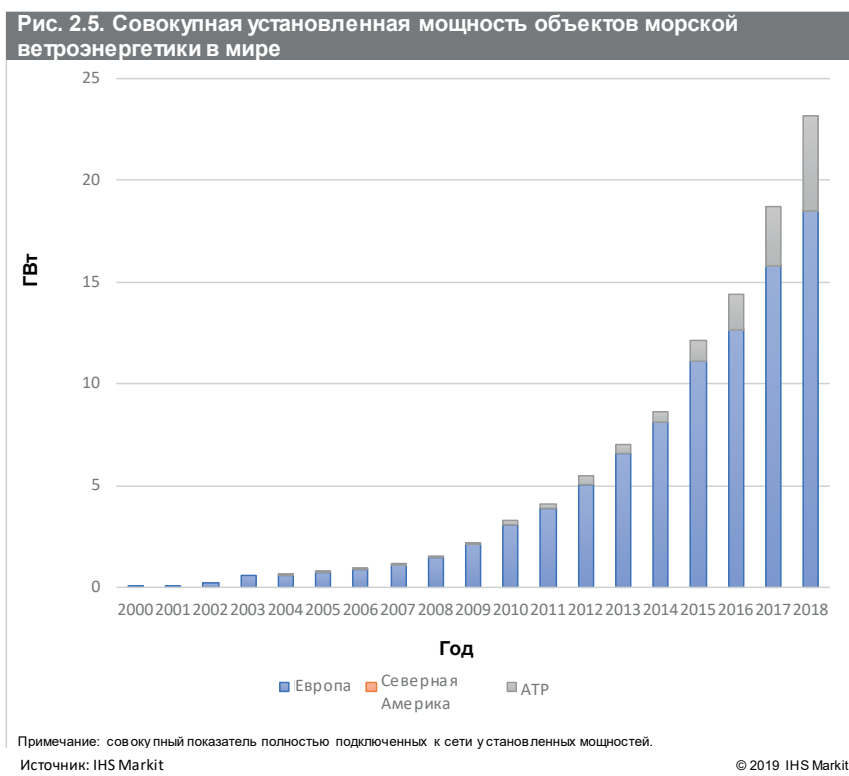
<sup>28</sup> В 2018 году в мире было продано порядка 2 миллионов электромобилей (электромобилей только на аккумуляторах и плагин-гибридных электромобилей [подключаемых гибридов]) – примерно 1 на каждые 50 легковых транспортных средств.

<sup>29</sup> См. IHS Markit Oil Market Briefing The Truth about EVs and Gasoline Demand [Краткий обзор нефтяного рынка IHS Markit «Правда об электромобилях и спросе на бензин»], 14 февраля 2018 г.

второе, а среднегодовой объем ввода в эксплуатацию новых мощностей превысил 3 ГВт (см. Рис. 2.5. «Совокупная установленная мощность объектов морской ветроэнергетики в мире»)<sup>30</sup>. Высокая степень концентрации объектов такого типа наблюдается в Европе, и более 80% суммарной установленной мощности морских ВЭС в мире приходится только на три страны – Великобританию, Германию и материковый Китай. Таким образом, потенциал дальнейшего расширения достаточно высок.

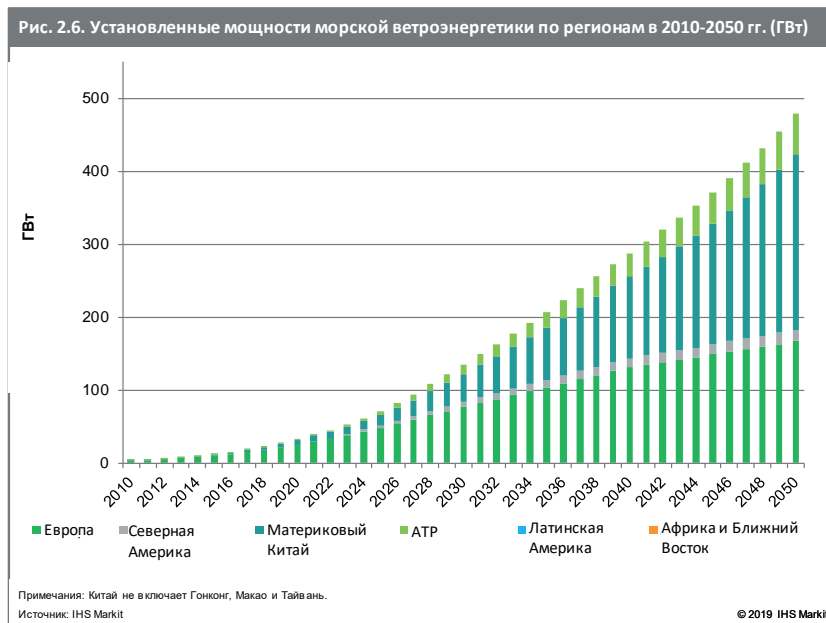
Свыше 61 ГВт мощностей в настоящее время находится на стадии развертывания (в объеме вдвое большем, чем имеется на сегодняшний день). При этом ожидается, что конкурентоспособность морской ветроэнергетики продолжит расти: к 2050 году стоимость технологий должна снизиться вдвое (с удельной стоимости производства электроэнергии на

уровне более 80 долл. США/МВт\*ч до 40 долл. США/МВт\*ч), благодаря текущим инновациям (включая производство более крупных турбин), которые позволяют увеличить выработку электроэнергии в расчете на одну турбину, а также повысить эффективность и производительность ВЭС. Согласно прогнозам, в период с 2019 г. по 2050 г. объем ввода в эксплуатацию новых мощностей ветровой энергетики составит 450 ГВт, и на это будет потрачено около 1 трлн. долл. США. При этом после 2040 года материковый Китай опередит Европу и станет лидером по объему мощностей. В Северной Америке данное направление развито не очень сильно, хотя интерес к нему растет – например, на северо-востоке США, как отмечалось выше (см. Рис. 2.6. «Установленные мощности морской ветроэнергетики по регионам в 2010-2050 гг.»)<sup>31</sup>.



<sup>30</sup> В 2018 году семь стран в Европе и две страны в Азии в общей сложности ввели в эксплуатацию 4,5 ГВт мощностей (как и в 2017 году), увеличив совокупный объем мощностей в мире на 24% – до 23,1 ГВт. По состоянию на конец года морские ветряные турбины составляли лишь 4% от общемирового объема мощностей ветроэнергетики, но на новые морские ВЭС в 2018 году пришлось 8% всех новых мощностей.

<sup>31</sup> См. IHS Markit Event, Power and Renewables, Global Offshore Wind: Trends and outlook to 2050 [Материалы мероприятия IHS Markit «Электроэнергетика и ВИЭ»: «Морская ветроэнергетика в мире: тенденции и перспективы в период до 2050 г.»], 16 мая 2019 г., стр. 3 и 11.



#### 2.4.4. Перспективные инновации в сфере аккумуляторных технологий способны значительно повысить мощность систем накопления и хранения энергии

Основными недостатками энергии солнца и ветра является ее нестабильность: она вырабатывается лишь тогда, когда светит солнце или дует ветер. В этой связи серьезный прорыв в технологиях хранения и накопления электроэнергии способен значительно повысить общую эффективность (удобство и целесообразность) использования ВИЭ. На сегодняшний день в качестве накопителей – как для электромобилей, так и для объектов ВИЭ – в основном используются литий-ионные аккумуляторы, на долю которых приходится почти 85% всех новых установленных аккумуляторных мощностей, ежегодно вводимых в эксплуатацию.<sup>32</sup> Их широкому распространению в определенной мере препятствует нехватка природных запасов лития, высокая воспламеняемость и взрывоопасность (требующая внешнего охлаждения), а также (как следствие) относительно высокая цена.

Однако развитие технологий позволило снизить стоимость литий-ионных аккумуляторов в расчете на единицу хранения на 80% за период с 2010 г. по 2017 г. (их общая стоимость с учетом установки [и эксплуатации] варьируется в диапазоне от 250 до 400 долларов США за кВт\*ч), а мировой объем производственных мощностей в 2018 году составил чуть более 130 ГВт\*ч (при этом основная часть объема производства сосредоточена в Азии – и почти 60% в Китае).

В сентябре 2018 года американская компания NantEnergy представила менее дорогую альтернативу – перезаряжаемый воздушно-цинковый аккумулятор. Плюсами нового решения стали: использование цинка (который является относительно более широко распространенным в природе минералом), отсутствие необходимости во внешнем охлаждении), а также более низкая стоимость накопления/хранения энергии – до 100 долл. США/кВт\*ч.<sup>33</sup> При этом такой аккумулятор может держать заряд целых 72 часа.

Новый аккумулятор в течение шести

<sup>32</sup> Другие основные технологии твердотельных аккумуляторов (на основании данных о новых установленных мощностях в 2016 году) включают свинцовые аккумуляторы (5% от общего показателя), натрий-серные аккумуляторы (4%) и «прочие» (2%). Общая стоимость натрий-серных аккумуляторов варьируется в диапазоне от 263 до 735 долл. США за кВт\*ч. См. <https://www.iea.org/tcep/energyintegration/energystorage/>

лет проходил испытания в двух областях применения, таких как: (а) финансируемый Всемирным банком проект, в рамках которого блоки воздушно-цинковых аккумуляторов в сочетании с системой солнечных панелей использовались в целях создания микросети для 110 деревень в девяти странах Азии и Африки; и (б) обеспечение системы накопления и хранения электроэнергии для более 1000 вышек сотовой связи в США и Юго-Восточной Азии. При этом компания планирует в конечном итоге расширить сферу применения таких аккумуляторов и использовать их в бытовых целях (начиная с Калифорнии и Нью-Йорка), а в перспективе – на транспорте (электромобилях, автобусах, поездах и мотороллерах). Немаловажно отметить, что внедрение аккумуляторных технологий – это долгосрочный процесс, в котором не избежать проб и ошибок, так что производителям электроэнергии и политическим лидерам следует учитывать данное обстоятельство при рассмотрении возможностей их применения.

#### **2.4.5. Распределенная возобновляемая энергетика (аккумуляторная сеть и другие технологии) обеспечивает современный уровень энергоснабжения в странах как с развитой, так и с развивающейся экономикой**

Еще одним недавним направлением исследований в области аккумуляторных технологий стало использование сетей аккумуляторов для балансирования энергосистем (в развитых странах) или для электроснабжения отдаленных территорий, не подключенных к общей энергосистеме. Пример первого варианта применения можно найти в Германии, где немецкая сетевая компания

TenneT в 2018 году одобрила результаты испытаний комплексного аккумулятора мощностью 1 МВт, состоящего из нескольких индивидуальных аккумуляторов бытового назначения, который будет применяться для балансирования энергосистемы страны.<sup>34</sup> При этом поставлена цель увеличения объема данного «виртуального» накопителя с включением в него 30 000 бытовых (домашних) систем хранения энергии, которые устанавливаются главным образом параллельно с мощностями солнечной энергетики.

Примером второго варианта (энергообеспечение отдаленных территорий) является растущее применение систем распределенной возобновляемой энергетики для энергоснабжения (DREA) в целях поставок электроэнергии в отдаленные районы. В 2017 году более 122 миллионов человек впервые получили доступ к электроснабжению – в основном за счет использования автономной солнечной генерации. К тому времени население планеты, не обеспеченное электроэнергией, сократилось до уровня менее миллиарда человек, и 96% из них (проживающих в странах Африки к югу от Сахары и в развивающихся странах Азии) по-прежнему не имеют доступа к электроснабжению. По имеющимся оценкам, 5% населения Африки и 2% населения Азии снабжаются электричеством с помощью автономных солнечных фотоэлектрических систем. В 2018 году организации, финансирующие проекты развития, увеличили вложение средств в системы DREA, направив около 7% от общего объема своих инвестиций в энергетику на обеспечение автономных систем.

Твердотельные аккумуляторы – это лишь одна из многих перспективных технологий накопления (хранения)

<sup>33</sup> Природных запасов цинка в двадцать раз больше, чем лития.

<sup>34</sup> См. REN21, Renewables 2019, Global Status Report, Paris: REN21 Secretariat [REN21, «Отчет о глобальном состоянии возобновляемой энергетики за 2019 год», Париж: Секретариат REN21], стр. 162.

энергии. Помимо этого, существует целый ряд других, постоянно развивающихся, технологических решений для управления электроснабжением с целью повышения стабильности и надежности энергетической инфраструктуры, а также сокращения затрат для поставщиков и потребителей энергии. К ним относятся такие специализированные технологии, как: проточные аккумуляторы, предполагающие использование энергии, хранящейся в растворах электролитов, что позволяет увеличить срок службы аккумуляторов и повысить оперативность (скорость) реагирования; маховики (накопители энергии маховика), которые аккумулируют энергию вращения, что позволяет мгновенно получать электричество; технологии накопления энергии сжатого воздуха; технологии накопления тепловой энергии, которые вырабатывают тепло из вещества, вибрация молекул которого

ускоряется при повышении его температуры; а также гидроаккумулирующие электростанции, предполагающие использование крупных водохранилищ (или резервуаров с другими веществами) и силу гравитации для выработки электроэнергии.<sup>35</sup> В целом, стоимость хранения энергии при использовании таких технологий, как правило, выше, чем у литий-ионных аккумуляторов: от 315 долл. США/кВт\*ч до 1680 долл. США/кВт\*ч для различных типов проточных батарей и от 1500 долл. США/кВт\*ч до 6000 долл. США/кВт\*ч для маховиков; стоимость хранения энергии для технологий накопления энергии сжатого воздуха и гидроаккумулирующих электростанций рассчитать сложно, поскольку она зависит от конкретного объекта эксплуатации и – в значительной мере – от экологических характеристик резервуара (с воздухом или водой).<sup>36</sup>

## 2.5. Уголь: добыча и потребление продолжают расти, несмотря на меры по их сокращению в рамках борьбы с изменением климата

Несмотря на меры по сокращению добычи и потребления угля во всем мире в целях сокращения выбросов ПГ, в 2017 и 2018 гг. оба этих показателя фактически увеличились – после снижения на протяжении трех лет (2014–2016 гг.). Хотя базисные цены на основные сорта угля в течение этого периода имели тенденцию к росту (до спада в середине 2018 года), стоимость угля как топлива для производства электроэнергии во многих странах остается конкурентоспособной, и на его долю по-прежнему приходится 40% мощности (и 38% выработки) во всем мире. В 2018 году общемировые объемы добычи угля составили 3916,8 млн. тонн нефтяного эквивалента (млн. т н.э.; или

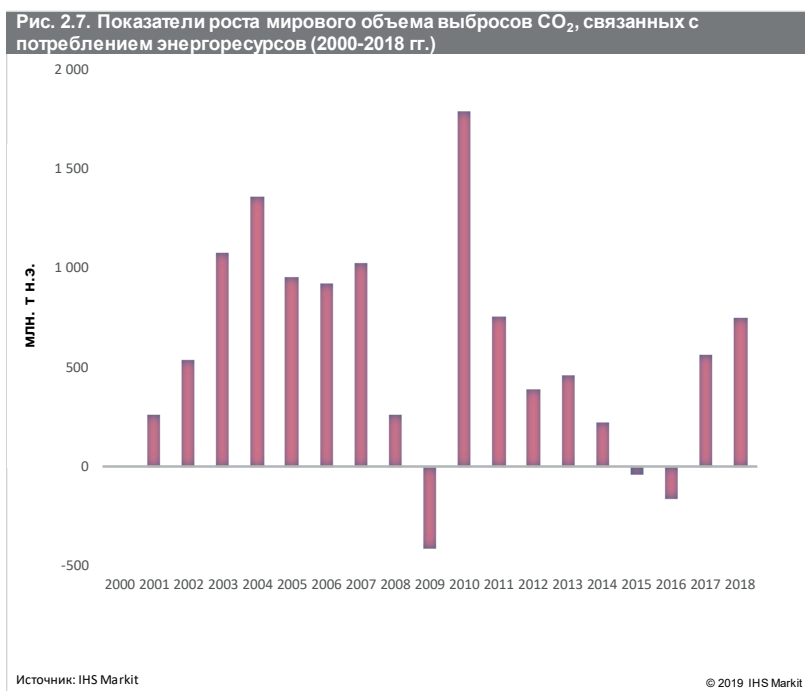
порядка 7,7 млрд. метрических тонн), что на 4,3% больше, чем в 2017 году, а темпы их роста за предшествующий 10-летний период (2007–2017 гг.) в среднем находились на уровне 1,3% в год. Потребление угля составило 3772,1 млн. т н.э. (около 7,65 млрд. метрических тонн), что на 1,4% больше, чем в 2017 году. Неоспоримым лидером этих тенденций стал Азиатско-Тихоокеанский регион (где расположены два крупнейших в мире потребителя угля – Китай и Индия), на долю которого в 2018 году пришлось 75,3% от общемирового объема потребления данного вида топлива. В этой связи совсем не случайно, что в 2017 и 2018 гг. также наблюдался рост выбросов ПГ (на 2%

<sup>35</sup> Более подробная информация об этих технологиях представлена на сайте Ассоциации по хранению энергии [Energy Storage Association] (<http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-technologies>).

<sup>36</sup> International Renewable Energy Agency (IRENA), Electricity Storage and Renewables: Costs and markets to 2030, October 2017 [Международное агентство по возобновляемым источникам энергии (IRENA), Хранение электроэнергии и ВИЭ: стоимость и рынки в период до 2030 года, октябрь 2017 г.] ([https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA\\_Electricity\\_Storage\\_Costs\\_2017\\_Summary.pdf?la=en&hash=2FDC44939920F8D2BA29CB762C607BC9E882D4E9](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017_Summary.pdf?la=en&hash=2FDC44939920F8D2BA29CB762C607BC9E882D4E9)).

в 2018 году), который прервал аналогичный упомянутому выше (2014-2016 гг.) трехлетний период их сокращения во всем мире (см. Рис. 2.7. «Показатели

роста мирового объема выбросов CO<sub>2</sub>, связанных с потреблением энергоносителей (2000-2018 гг.)».<sup>37</sup>



### 2.5.1. Производство электроэнергии в Китае и Индии – определяющий фактор динамики потребления угля

Учитывая такую очевидную связь между мировыми объемами потребления угля и выбросами парниковых газов, ключевым вопросом с точки зрения глобальных усилий по борьбе с изменением климата является следующий: насколько быстро Китай, на долю которого приходится 50,5% общемирового потребления угля, сможет существенно снизить объемы его использования – особенно в производстве электроэнергии (см. Рис. 2.8 «Установленные мощности угольных электростанций в мире в

2018 году»)?<sup>38</sup> Проблемным моментом в данном отношении является то, что угольные электроэнергетические активы Китая являются фактически одними из самых новых в мире: 87% из них было построено за последние 15 лет, а 55% – за последние 10 лет. Если предположить, что срок эксплуатации этих электростанций составляет 30 лет, то угольные генерирующие активы Китая общей мощностью 1000 ГВт – что достаточно для снабжения электроэнергией 28-ми стран Евросоюза – могут работать до 2035-2050 гг.<sup>39</sup> При этом их вывод из эксплуатации способен открыть широчайшие новые возможности для применения других видов топлива и технологий.

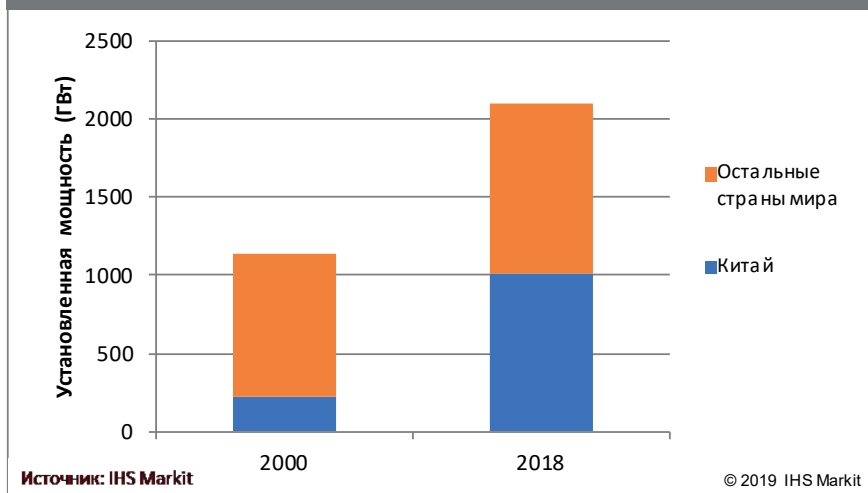
<sup>37</sup> См. IHS Markit Global Scenarios Presentation, Global Scenarios Workshop at CERA-Week [Презентация мировых сценариев IHS Markit, Семинар по мировым сценариям на форуме CERAWEEK], 11 марта 2019 г., стр. 33.

<sup>38</sup> См. IHS Markit Regional Power, Gas, Coal, and Renewables Event, China's Coal-Fired Power Retirement: Transforming the long-term future of energy, [IHS Markit: Газ, уголь, электроэнергетика и ВИЭ – региональный обзор «Вывод из эксплуатации угольных электростанций Китая: метаморфозы долгосрочного будущего энергетики»], 9 мая 2019 г., стр. 5.

<sup>39</sup> 794 ГВт мощностей угольной генерации Китая – или 79% существующих угольных электроэнергетических активов – достигнут срока окончания эксплуатации в период с 2030 г. по 2045 г. Однако зачастую работа угольных электростанций не прекращается строго по истечении срока эксплуатации, а продляется с помощью замены части оборудования. Например, в США более половины находящихся в эксплуатации угольных электростанций работают уже 40 лет или более.



Рис. 2.8. Установленные мощности угольных электростанций в мире в



Тем не менее, если такой большой объем генерирующих мощностей, являющихся надежным источником энергоснабжения и обеспечивающих возможность диспетчеризации, будет выведен из эксплуатации за короткое время, могут возникнуть беспрецедентные проблемы с поставками электроэнергии. Причем, в случае замены этих активов в основном объектами ВИЭ, Китаю потребовалось бы не только 2000 ГВт новых мощностей ветровой и солнечной энергетики, но и значительный объем средств накопления и хранения энергии в качестве резерва. Такой масштаб работы – непростая задача для любой страны. Помимо вопроса о том, располагает ли Китай достаточными объемами ресурсов возобновляемой энергетики для наращивания мощностей в таких масштабах, не менее актуален вопрос о том, как это отразится на мировом спросе на материалы, необходимые для обеспечения систем накопления и хранения энергии (аккумуляторов). Судя по всему, определенное место в предполагаемой замене мощностей должно быть отведено и другим безуглеродным технологиям (в частности, атомным) а также, возможно, некоторым технологиям, предполагающим наличие выбросов CO<sub>2</sub> (в частности, с использованием

трубопроводного газа и СПГ).<sup>40</sup>

Между тем, происходящий в последние годы ввод в эксплуатацию новых, более эффективных, мощностей добычи угля в Китае привел к тому, что к концу 2018 года совокупный объем угледобывающих мощностей в стране вырос примерно на 200-300 млн. т в год. В Китае начинает складываться ситуация переизбытка предложения. В связи с оптимизацией транспортного сообщения между угледобывающими регионами и основными центрами спроса, с 2019 года на внутреннем рынке Китая ожидается перенасыщение. Это должно привести к снижению внутренних цен на уголь.

В Индии, которая занимает второе место в мире по объемам потребления угля, импорт данного вида топлива на электростанции в 2018-2019 финансовом году (заканчивающемся 31 марта 2019 года), по данным Центрального управления электроэнергетики страны (CEA), после трехлетнего спада вырос на 9% (с 56,4 млн. т до 61,7 млн. т). Главным фактором роста послужило резкое увеличение закупок государственными электростанциями для покрытия внутреннего дефицита предложения в связи с повышением спроса на электроэнергию.

### **2.5.2. Спрос на уголь в Европе падает: способны ли ВИЭ восполнить дефицит производства электроэнергии?**

В отличие от большинства стран Азии (и Африки), где складываются условия, способствующие росту потребления угля, спрос на данный вид топлива в Европе неуклонно снижается, поскольку текущие политические инициативы все в меньшей мере благоприятствуют его использованию. Так, в начале 2019 года угольная комиссия Германии разработала схему поэтапного отказа от использования угля для производства электроэнергии. Предполагается, что к 2038 году на рынке электроэнергии совсем не должно остаться угольных мощностей – и это, несомненно, является кардинальным сдвигом, поскольку уголь играет ведущую роль в электроэнергетике (43 ГВт мощностей, на долю которых в 2018 году пришлось 35% от общего объема выработки). Примерно половину (20 ГВт) выбывающей угольной генерации заменят новые газовые мощности – в основном ТЭЦ. Также вырастет объем использования возобновляемых источников: ожидается, что к 2050

году будет введено в эксплуатацию 175 ГВт мощностей ВИЭ и хранения энергии. Однако темпы появления новых объектов, предположительно, будут недостаточно быстрыми, чтобы полностью выйти на предусмотренный для Германии целевой показатель (65%) в 2030 году: по прогнозам IHS Markit, к тому времени ВИЭ будут покрывать 62,6% совокупного спроса на электроэнергию. Несмотря на намеченные инвестиции, в результате поэтапного отказа от угля (наряду с прекращением производства атомной энергии в конце 2022 года) Германия станет чистым импортером электроэнергии – причем данное обстоятельство отразится на 10 других европейских странах, которые в настоящее время импортируют электроэнергию из Германии.

Примеру Германии следует Испания, где к 2020 году планируется наполовину сократить текущий объем угольных генерирующих мощностей (11 ГВт) и перейти на выработку электроэнергии с использованием газа для восполнения основной части выбывшей генерации. Франция, в свою очередь, к 2022 году планирует закрыть оставшиеся в стране четыре угольные электростанции.

<sup>40</sup> См. IHS Markit Event: Regional Power, Gas, Coal, and Renewables, China's Coal-Fired Power Retirement: Transforming the long-term future of energy [IHS Markit: Газ, уголь, электроэнергетика и ВИЭ – региональный обзор «Вывод из эксплуатации угольных электростанций Китая: метаморфозы долгосрочного будущего энергетики»], 9 мая 2019 г.

## 2.6. Выводы для Казахстана

Хотя тенденции мировой энергетики носят разноплановый характер и их нельзя назвать однозначными, все же можно выделить несколько ключевых моментов, представляющих особую значимость для Казахстана в свете проблематики, которая более подробно рассматривается в дальнейшем, а именно:

- В сфере инвестирования в добывающие проекты во всем мире наблюдается высокий уровень конкуренции. Перед крупными международными нефтегазовыми компаниями как никогда остро стоят задачи увеличения прибыли для акционеров, обеспечения максимально рационального и эффективного управления капиталом, а также отчета о реализации политики по борьбе с изменением климата в балансовых показателях. При этом делается акцент на диверсификацию портфелей энергетических активов (ВИЭ; улавливание, использование и хранение углерода (CCUS); производство и распределение электроэнергии и природного газа), и на первый план выходит не столько наращивание запасов, сколько повышение экономической эффективности. Ожидается, что все эти инициативы по диверсификации и меры по обеспечению соблюдения требований приведут к ограничению или сокращению капиталовложений – особенно в новые (реализуемые «с нуля») проекты. В сложившейся ситуации Казахстану необходимо неуклонно следовать политике, способствующей созданию благоприятных и привлекательных условий для инвестирования в разработку новых проектов со стороны МНК.

- На фоне того, что МНК уделяют основное внимание повышению экономической эффективности, а не наращиванию запасов, они все более

активно налаживают партнерские отношения с крупными фирмами сферы технологий в целях внедрения высокоэффективных инноваций для сокращения отраслевых издержек и увеличения производительности. Для казахстанских компаний, включая КМГ, чрезвычайно важно идти в ногу с этими тенденциями, чтобы обеспечить увеличение объемов добычи на существующих месторождениях и – прежде всего – затормозить спад на старых участках. В определенной мере Казахстан может использовать партнерство с МНК в рамках разработки «большой тройки» (и других) месторождений в целях внедрения и освоения таких технологий (в том числе для добычи нетрадиционных запасов).

- Во многих странах формирование цен на углеводороды и электроэнергию для конечных потребителей является политически деликатным вопросом, и перенос на них растущих затрат является проблематичным. В странах с развивающейся экономикой политическим лидерам необходимо уделять самое серьезное внимание решению непростых вопросов, связанных с ценовой доступностью. В частности, для Казахстана эти проблемы сейчас имеют особую актуальность, поскольку цены, выручаемые добывающими компаниями внутри страны, в настоящее время недостаточно высоки, чтобы стимулировать поставки нефти на НПЗ или природного газа на внутренний рынок. Помимо этого, цены для конечных потребителей также недостаточно высоки, чтобы стимулировать рост эффективности в сфере переработки, транспортировки и потребления энергоресурсов. Текущие административные меры, призванные направить имеющиеся объемы предложения на покрытие спроса на внутреннем рынке Казахстана, следует заменить политикой, в большей степени

ориентированной на рынок с тем, чтобы привести ее в соответствие с подходами, которые будут действовать на единых рынках нефти/нефтепродуктов и газа в рамках ЕАЭС к 2025 году.





## 3. НЕФТЕДОБЫВАЮЩАЯ ОТРАСЛЬ И ВНУТРЕННИЙ РЫНОК НЕФТЕПРОДУКТОВ КАЗАХСТАНА

3.1. Ключевые моменты

3.2. Влияние договоренностей ОПЕК+ 2017-2019 гг. и тенденций мирового рынка нефти на ситуацию в Казахстане

3.3. Недавние изменения в нефтяном балансе Казахстана и его перспективы на период до 2040 года

3.4. Динамика добычи нефти и газового конденсата

3.5. Транспортировка сырой нефти и газового конденсата

3.6. Динамика нефтепереработки и рынка нефтепродуктов

3.7. Основные различия рынков нефти отдельных стран-членов ЕАЭС

3.8. Влияние нормативно-правовой базы ЕАЭС на нефтяную отрасль Казахстана и других входящих в Союз государств

3.9. Рекомендации в отношении нефтяной политики Казахстана с учетом задач интеграции в рамках ЕАЭС

Комментарии Ассоциации  
KAZENERGY

## 3. НЕФТЕДОБЫВАЮЩАЯ ОТРАСЛЬ И ВНУТРЕННИЙ РЫНОК НЕФТЕПРОДУКТОВ КАЗАХСТАНА

В настоящей главе рассматриваются основные изменения и сохранившиеся тенденции нефтяной отрасли Казахстана с момента публикации Национального энергетического доклада за 2017 год, анализируются общие перспективы развития казахстанской нефтяной промышленности в период до 2040 года и даются рекомендации в отношении достижения ряда главных задач, стоящих перед страной – в первую очередь, таких как привлечение новых

инвестиций и создание общего рынка нефти Евразийского экономического союза (ЕАЭС) к 2025 году. В начале главы дается обзор основных заключений и результатов выполненного аналитического исследования, а затем более подробно рассматриваются такие аспекты как влияние сделки ОПЕК+ на ситуацию в Казахстане, динамика изменений в нефтяном балансе страны и роль процесса интеграции в рамках ЕАЭС.<sup>1</sup>

### 3.1. Ключевые моменты

- Одним из наиболее важных аспектов для рассматриваемой отрасли в целом является необходимость оптимизации подходов к ценообразованию и проведения иных реформ в нормативно-правовой сфере – как для привлечения новых инвестиций в условиях чрезвычайно высокого уровня конкуренции на мировом рынке, так и для того, чтобы проложить путь к успешной интеграции в рамках ЕАЭС. В программе реформ следует предусмотреть полную отмену регулирования цен на сырую нефть и нефтепродукты, либерализацию и внедрение рыночных механизмов распределения ресурсов, а также доработку и дальнейшее совершенствование действующего налогового законодательства и законодательства о недрах.

- Казахстан официально присоединился к инициативам ОПЕК+ («Венского соглашения»), направленным на сдерживание добычи нефти в целях перебалансировки мировых рынков в 2017-2019 гг., и последовавшее за этим повышение

мировых цен на нефть имело благоприятные последствия для страны. При этом Казахстан вдвое повысил взятые на себя обязательства по целевому сокращению добычи в рамках второго раунда договоренности ОПЕК+, реализация которого началась в январе 2019 года. Однако решающим фактором в структуре добычи нефти в Казахстане все же остаются плановые графики реализации «мега-проектов» (Кашаган, Тенгиз и Карачаганак), на которые в совокупности приходится значительная (и постоянно растущая) доля в общем объеме добычи по стране (в 2018 году она составила около 60%), а не конкретные меры казахстанских властей, направленные на поддержку инициатив «Венского соглашения».

- При этом в 2017-2018 гг. добыча нефти в Казахстане (включая сырую нефть и газовый конденсат) вернулась на траекторию роста после трехлетнего спада, и в 2018 году вышла на показатель 90,4 млн. т (1,90 млн. барр./сутки) – во многом благодаря наращиванию добычи на месторождении Кашаган. Прогнозируется, что в 2019-2035 гг.

<sup>1</sup> Более ранняя (а также более подробная) информация по данным вопросам представлена в главе 7 Национального энергетического доклада за 2015 год, а также в главах 3 и 4 Национального энергетического доклада за 2017 год.

совокупный объем добычи нефти в стране вырастет примерно на 39% (прежде всего, за счет месторождений Тенгиз и Кашаган), после чего ожидается стагнация, переходящая в спад. К ключевым факторам, определяющим предполагаемые перспективы добычи, относятся реализация второй фазы разработки месторождения Кашаган и новые шельфовые проекты Каспия («первой ласточкой» среди которых должно стать совместное освоение месторождений Каламкас-Море и Хазар), а также масштаб и эффективность доработки зрелых участков на суше.

- Менее крупные независимые нефтедобывающие компании Казахстана, несомненно, могли бы играть более весомую роль в нефтяном балансе страны и при этом обеспечивать частичное смягчение колебаний объемов добычи, связанных с неопределенностью сроков и прочих факторов, сопряженных с продвижением разработки «мега-проектов». Однако реализация данного потенциала требует значительного улучшения условий ведения бизнеса для небольших компаний.

- Экспорт сырой нефти из Казахстана в 2017-2018 гг. вырос, в прошлом году составив 70,2 млн. т (1,46 млн. барр./сутки). Ожидается, что дальнейшая динамика экспорта нефти будет следовать тенденциям ее добычи в стране (учитывая ограниченный прирост внутреннего спроса на нефть), и в период с 2019 г. по 2035 г. совокупное увеличение экспорта казахстанской сырой нефти составит около 50%, а затем последует умеренный спад.

- В последнее время наблюдается рост доли экспорта казахстанской нефти по нефтепроводу КТК (который идет через территорию России к Черному морю), благодаря инвестициям в его расширение (в 2018 году на КТК пришлось около 75% от

совокупного показателя). Ожидается, что данный нефтепровод останется главным маршрутом экспорта нефти из Казахстана как минимум до 2040 года. Однако ограниченность пропускной способности и реализуемая в стране «многовекторная» экспортная стратегия означают, что часть казахстанской нефти будет идти по другим маршрутам. Например, ожидается, что в период с 2019 г. по 2040 г. Казахстан будет наращивать объемы транспортировки по Казахстанско-Китайскому Трубопроводу (ККТ), а также, возможно, со временем возобновит поставки по нефтепроводу Баку-Тбилиси-Джейхан (БТД). Казахская нефть занимает благоприятные конкурентные позиции на растущих нефтяных рынках Азии, и спрос на нее на европейском рынке также должен сохраниться.

- Завершение программы модернизации НПЗ Казахстана стоимостью 6 млрд. долл. США на трех основных нефтеперерабатывающих заводах страны – Атырауском, Павлодарском и Шымкентском – в 2018 году позволило увеличить совокупный объем казахстанской нефтепереработки на 10,2% до 16,4 млн. т (341 000 барр./сутки). Наряду с этим произошло повышение доли светлых нефтепродуктов в среднем объеме выпускаемой НПЗ продукции, результатом чего в прошлом году стал рост производства бензина в Казахстане на 17,2%. Базовый сценарий предполагает лишь умеренное увеличение объемов переработки в будущем. При этом прогнозируется, что повышение качества продукции НПЗ позволит удовлетворить растущий спрос на светлые нефтепродукты – такие как бензин и дизельное топливо (более того, возможно даже образование небольшого излишка светлых нефтепродуктов, который будет экспортироваться на рынки соседних стран).

- Модернизация НПЗ позволила



значительно уменьшить традиционную зависимость Казахстана от импорта российских светлых нефтепродуктов, заметно повысив обеспеченность страны собственной продукцией нефтепереработки. Существующих мощностей НПЗ должно быть достаточно для удовлетворения внутреннего спроса на нефтепродукты как минимум до 2030 года. Перспективы крупномасштабного экспорта казахстанских светлых нефтепродуктов не представляются многообещающими, но Казахстан вполне может претендовать на нишевые доли на ряде региональных рынков (например, в Кыргызстане или Узбекистане).

- Сохраняющаяся чрезмерно высокая степень регулирования нефтеперерабатывающей отрасли Казахстана серьезно мешает ее развитию. Национальная нефтяная компания «КазМунайГаз» (КМГ) и другие ресурсодержатели (давальцы) поставляют сырье на нефтеперерабатывающие заводы по схеме процессинга (давальческой схеме), которая позволяет покрыть расходы на модернизацию и обеспечивает НПЗ высокий уровень прибыли, но не стимулирует нефтеперерабатывающие предприятия к дальнейшему повышению эффективности и оптимизации ассортимента выпускаемой продукции. При текущей схеме процессинга у поставщиков нефтедобывающего сектора имеется недостаточно стимулов для поставок нефти на

внутренний рынок – особенно с учетом искусственного занижения цен на рынках нефтепродуктов Казахстана, в результате чего выручка «нетбэк» при поставках сырой нефти внутри страны оказывается значительно ниже аналогичного показателя при поставках на экспорт. Несмотря на официально проведенную либерализацию, регулирование розничных цен на нефтепродукты во многом сохраняется, а периодические запреты на их импорт и экспорт лишь усугубляют искажение рынка.

- В преддверии запланированного на 2025 год начала работы общего рынка нефти ЕАЭС, IHS Markit рекомендует Казахстану последовать примеру России и полностью отменить экспортные пошлины на сырую нефть, позволив внутренним ценам на нее подняться до уровня экспортного паритета («нетбэк»). Также рекомендуется постепенно отходить от текущей схемы процессинга на НПЗ (заменяя ее системой, при которой они становятся коммерческими предприятиями, самостоятельно закупающими сырую нефть и продающими нефтепродукты) и позволить внутренним оптовым ценам на нефтепродукты выйти на средний показатель по странам ЕАЭС (по сути, на уровень экспортного паритета («нетбэк»)), повысив при этом ставки акцизов в целях гармонизации с другими государствами-членами ЕАЭС и сведя к минимуму ограничения на импорт и экспорт продукции нефтепереработки.

### **3.2. Влияние договоренностей ОПЕК+ 2017-2019 гг. и тенденций мирового рынка нефти на ситуацию в Казахстане**

Последний раунд сокращения добычи нефти в рамках договоренности ОПЕК+, начавшийся в январе 2019 года, во многих отношениях является продолжением первой совместной инициативы аналогичной направленности (реализация которой

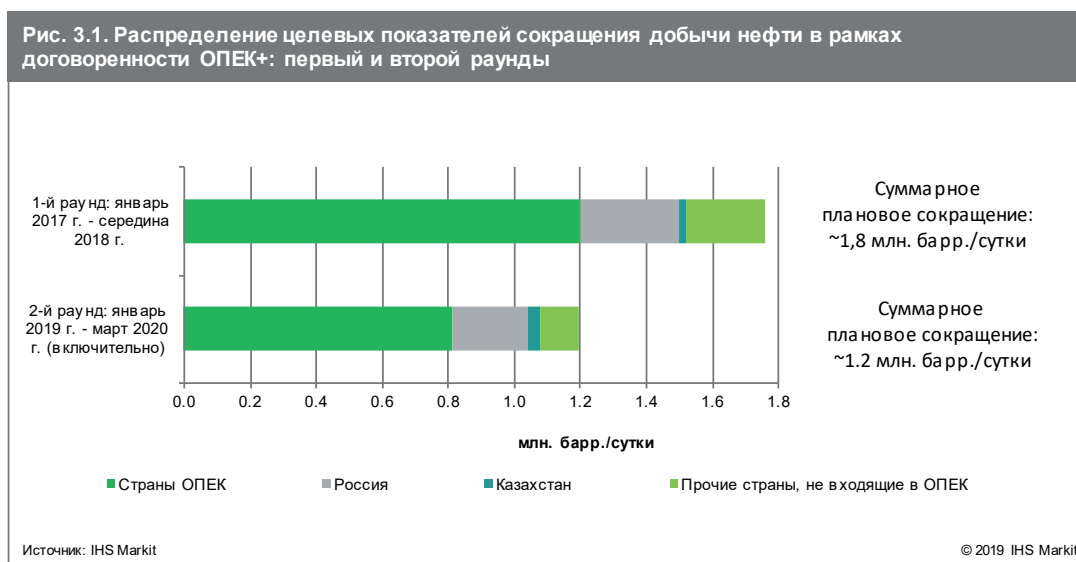
стартовала в начале 2017 года и продолжалась до середины 2018 года). Тем не менее (как во время первого раунда сокращений, так и сейчас), гораздо более существенное влияние на общую картину добычи нефти в стране, чем конкретные меры

казахстанских властей по реализации целевых показателей ОПЕК+, оказывают графики добычи трех «мега-проектов» – «Тенгизшевройл» (ТШО), «Норт Каспиан Оперейтинг Компани» (НКОК) и «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.» (КПО). Однако на этот раз ставки потенциально более высоки (учитывая решение Казахстана удвоить свой официальный вклад в программу сокращений ОПЕК+ по сравнению с ее первым раундом), а значительные изменения в широком макроэкономическом контексте и глобальной ситуации на нефтяном рынке означают появление нового комплекса рисков и возможностей для Казахстана.

### 3.2.1. Обзор договоренностей ОПЕК+

Второй раунд сокращений в рамках Венского соглашения в целом меньше по масштабу, чем первый: тогда как программа первой половины 2017 года (впоследствии продленная до середины 2018 года) предполагала снижение добычи на 1,8 млн. барр./сутки, программа первой половины

2019 года (которая предположительно продлится до марта 2020 года) ставит цель ее суммарного снижения на 1,2 млн. барр./сутки. Однако Казахстан пошел вразрез с общей тенденцией, удвоив свои плановые показатели сокращения во втором раунде по сравнению с первым в совокупности до 40 000 барр./сутки (см. Рис. 3.1: «Распределение целевых показателей сокращения добычи нефти в рамках договоренности ОПЕК+: первый и второй раунды»). В результате, доля Казахстана в суммарном целевом объеме сокращения ОПЕК+ во втором раунде также существенно выросла (с 1% до 3%), равно как и доля страны в аналогичном показателе среди основных категорий участников данной инициативы, включая нефтедобывающие государства постсоветского пространства (с 6% до 14%) (см. Рис. 3.2: «Изменение доли Казахстана в целевых показателях сокращения добычи в рамках договоренности ОПЕК+ среди основных категорий нефтедобывающих государств-участников инициативы»).



<sup>2</sup> Объемы добычи (и экспорта) «нефти» включают сырую нефть и газовый конденсат (под последним понимаются жидкие фракции природного газа, добываемые на месторождениях). В статистической отчетности Казахстана и бывших республик СССР данные об объемах добычи нефти обычно приводятся в [метрических] тоннах, однако в рамках договоренности ОПЕК+ количественные показатели изменения объемов добычи устанавливаются в баррелях в сутки. Указанные в настоящей главе расчетные показатели казахстанских объемов сырой нефти и газового конденсата, выраженные в баррелях, в основном приводятся с применением среднего коэффициента пересчета в размере 7,6 баррелей на тонну, но при этом они являются приближительными.



### 3.2.2. Влияние Венского соглашения на добычу жидких углеводородов и цены на мировом рынке по состоянию на сегодняшний день

Договоренности ОПЕК+ в целом обеспечили ограничение объемов добычи в странах, присоединившихся к Венскому соглашению, что позитивно отразилось на мировых ценах в ходе каждого раунда сокращений. При этом в течение первого раунда (в 2017-2019 гг.) суммарная добыча нефти в Казахстане фактически выросла, но в первой половине 2019 года объемы казахстанской добычи все же снизились, что, в частности, было обусловлено изменениями динамики добычи на месторождении Кашаган. Во время предыдущего раунда сокращений на Кашагане шло активное

наращивание добычи, которое с лихвой перекрыло объемы ее снижения на старых месторождениях. В отличие от этого, в ходе второго раунда (в первой половине 2019 года) программа капитального ремонта, проводившаяся на месторождении Кашаган в апреле-мае, позволила Казахстану на начальном этапе выполнить свои обязательства по сокращению объемов добычи на 40 000 барр./сутки (и даже фактически значительно превысить целевой показатель за этот период) (см. Рис. 3.3: «Ежемесячные показатели добычи сырой нефти и газового конденсата в Казахстане в 2016-2019 гг.» и Рис. 3.4: «Ежемесячные изменения в добыче нефти в Казахстане относительно базовых уровней планового сокращения в периоды действия договоренности ОПЕК+»).

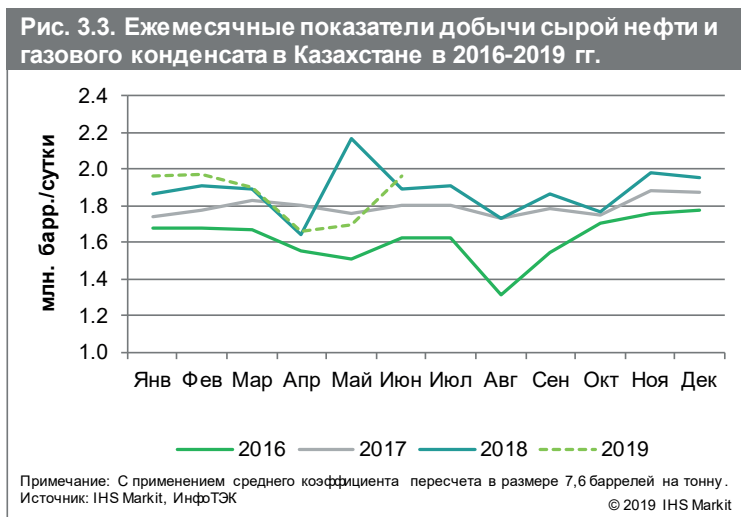
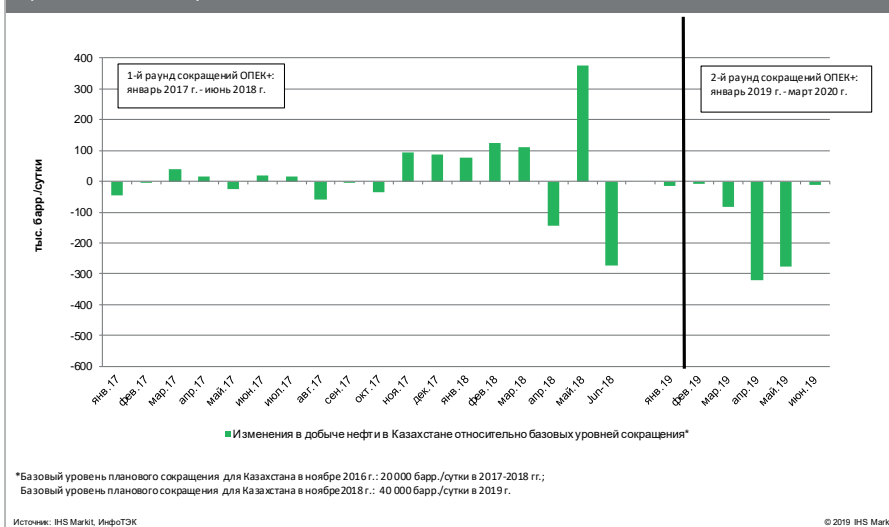


Рис. 3.4. Ежемесячные изменения в добыче нефти в Казахстане относительно базовых уровней планового сокращения в периоды действия договоренности ОПЕК+



Динамика цен на основные экспортные сорта нефти Казахстана – CPC Blend [смесь КТК] и Urals Export Blend (Urals) [экспортная смесь Юралс (Юралс)], представляющие собой смеси казахстанской и российской нефти в разных сочетаниях – в основном соответствовала вышеупомянутой ценовой траектории нефти марки Brent в период реализации договоренностей ОПЕК+. Так, среднегодовая цена сорта CPC Blend – на долю которого в настоящее время приходится основная часть казахстанского экспорта сырой нефти – в период с 2017 г. по 2018 г. выросла примерно на 61% по сравнению со средним показателем

2016 года, составив около 70 долл. США/барр. в 2018 году. Чистым результатом такого повышения цен в 2017–2018 гг. для Казахстана стал рост совокупной выручки от экспорта сырой нефти и нефтепродуктов на 18,7 млрд. долл. США в 2018 г. по сравнению с 2016 г. – при этом основная часть от общего показателя пришлась на выручку от реализации сырой нефти (см. Рис. 3.5: «Экспорт нефти и нефтепродуктов Казахстана в 2014-2018 гг.: объемы и выручка»). 38,9 млрд. долл. США, полученные от экспорта нефти в 2018 году, составили 63,8% от суммарной экспортной выручки Казахстана.

Рис. 3.5. Экспорт нефти и нефтепродуктов из Казахстана в 2014-2018 гг.: объемы и выручка



### 3.2.3. Перспективы продления соглашения ОПЕК+ и его долгосрочный эффект

У стран, присоединившихся к Венскому соглашению, есть серьезные основания для сохранения действующих в настоящее время ограничений добычи (которые были согласованы в июле 2019 года) – по крайней мере, до конца текущего года – поскольку в противном случае имеется немалый риск снижения цен на нефть. Существенное и затяжное снижение мировых цен на нефть непозволительно ни для одной из стран альянса ОПЕК+, поскольку доходы от углеводородов играют чрезвычайно важную роль в их экономике и государственном бюджете, а в случае снятия текущих ограничений высока вероятность возврата к ситуации переизбытка предложения на мировых рынках нефти – особенно во второй половине 2019 года.<sup>3</sup>

Однако среднесрочные и долгосрочные перспективы сотрудничества между странами-участницами Венского соглашения омрачаются конфликтом приоритетов, что наглядно иллюстрирует пример самого Казахстана. С одной стороны, реализация инициативы ОПЕК+ в целом принесла стране очевидную выгоду в виде увеличения выручки от экспорта нефти в результате повышения цен. Казахстанские власти также неоднократно подчеркивали важность поддержания стабильности мировых цен на нефть (чему, несомненно, способствует сдерживание добычи странами альянса ОПЕК+), поскольку их резкие колебания усложняют бюджетное планирование для правительства еще в большей мере, чем для нефтяных компаний. Таким образом, в ближайшем будущем тактическое сотрудничество Казахстана с

другими странами-участницами Венского соглашения, вероятнее всего, продолжится. Тем не менее, для Казахстана первостепенное значение все же имеют графики реализации казахстанских «мега-проектов». К тому же, нет весомых причин для участия в более сдерживающих инициативах, чем текущая свободная коалиция ОПЕК+. Расширение программы сокращения добычи в поддержку инициативы ОПЕК+ со стороны Казахстана теоретически возможно, но оно может помешать развитию нефтяной отрасли страны. При таком сценарии небольшим независимым добывающим компаниям Казахстана, вероятнее всего, также придется сократить добычу, что отрицательно скажется на долгосрочных перспективах роста данного сегмента отрасли. При этом ожидается, что добыча на «большой тройке» месторождений, будет оставаться относительно стабильной (и, возможно, даже расти), учитывая инвестиционные решения, принятые международными консорциумами, которые осуществляют реализацию этих проектов.

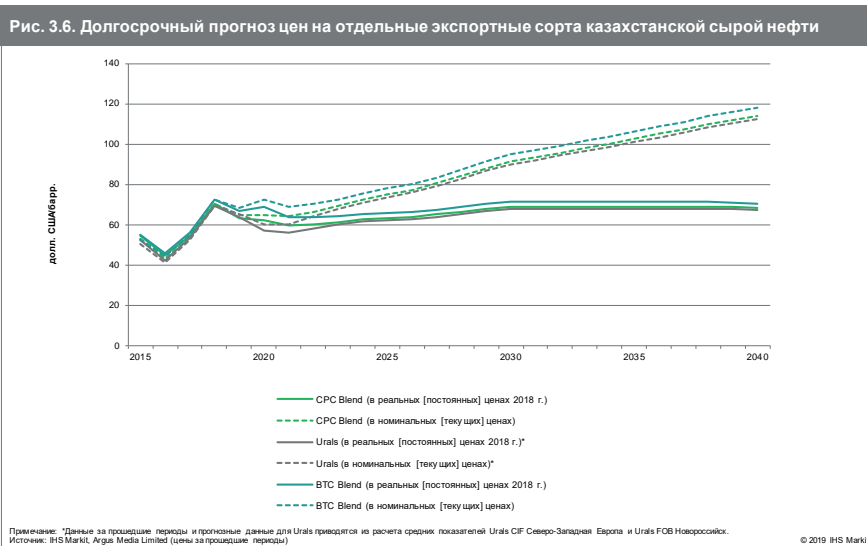
Влияние инициатив ОПЕК+ на профиль добычи нефти в Казахстане, а так же желание продолжать сотрудничество с другими странами-участницами Венского соглашения, в конечном итоге, зависят от того, как будет складываться динамика мирового спроса и предложения на жидкие углеводороды в долгосрочной перспективе. Если возникнет ситуация перенасыщения, участники Венского соглашения, скорее всего, будут вынуждены продолжать ограничение объемов добычи, чтобы предотвратить падение цен. В таком случае Казахстану будет уже не так просто неуклонно соблюдать взятые

<sup>3</sup> Повышенный риск перенасыщения рынка во второй половине текущего года частично связан с плановым увеличением пропускной способности нефтепровода, по которому осуществляются поставки из Пермского бассейна (бассейна Пермлян) Соединенных Штатов, что будет способствовать очередному витку роста добычи сланцевой нефти на их территории: согласно прогнозам IHS Markit, по новым нефтепроводам большого диаметра, введенным в эксплуатацию ко второй половине 2019 года, в конечном итоге будет поставляться 2,3 млн. барр./сутки нефти дополнительно.

на себя обязательства, не говоря уже о дополнительных сокращениях.<sup>4</sup>

Базовый сценарий предполагает, что реальная цена на нефть марки Brent в перспективе будет оставаться на относительно неизменном уровне, и аналогичная динамика прогнозируется для марок CPC Blend, Urals Blend и BTC

Blend (см. Рис. 3.6: «Долгосрочный прогноз цен на отдельные экспортные сорта казахстанской сырой нефти»). А Казахстан еще некоторое время будет продолжать поддерживать инициативу ОПЕК+ по регулированию объемов добычи.



### 3.2.4. Перспективы рынка нефти в основных регионах мира

Базовый сценарий (сценарий «Конкуренция») предусматривает следующую ключевую динамику основных рынков нефти в период до 2040 года:<sup>5</sup>

- **Главным центром роста мирового спроса на нефть остаются рынки АТР, поставки на которые осуществляются в основном из-за пределов региона.** Ожидается, что чистый прирост спроса на нефть в АТР в период с 2019 г. по 2040 г. составит 34,8% и выйдет на уровень 48,6 млн. барр./сутки. При этом внутри региона прогнозируется неоднородная

динамика. Так, спрос в странах Азии, не входящих в ОЭСР, должен вырасти на 50,1% до уровня 41,7 млн. барр./сутки, что будет прежде всего обусловлено повышением спроса в Индии и Китае. В странах Азии, входящих в ОЭСР, напротив, предполагается снижение спроса за тот же период на 16,5% до уровня 6,9 млн. барр./сутки, главной причиной чему послужит сокращение спроса на нефть в Японии в силу структурных факторов. В то же самое время, добыча нефти в АТР в целом в период с 2019 г. по 2040 г. сократится на 23,1% до 4,99 млн. барр./сутки.

- **Спрос и объемы добычи на внутреннем рынке Европы будут падать, вследствие чего**

<sup>4</sup> Согласно текущему базовому сценарию (сценарию «Конкуренция») IHS Markit на период до 2050 года, мировой спрос на нефть вырастет с отметки около 101 млн. барр./сутки (в 2018 году) до стабильного уровня около 116 млн. барр./сутки в конце 2030-х – начале 2040-х годов, после чего снизится приблизительно до 113 млн. барр./сутки к 2050 году. При этом уровень цен должен быть достаточным, чтобы обеспечить добычу в объемах, позволяющих удовлетворить растущий спрос (согласно нашему базовому сценарию, цены на нефть марки Brent в долгосрочной перспективе будут колебаться в диапазоне 67–70 долл. США/барр. в реальных долларах США [постоянных ценах] на 2018 год). Наш анализ кривой затрат по мировому рынку показывает, что данный ценовой диапазон обеспечивает наличие достаточных объемов предложения для удовлетворения прогнозируемого спроса. Однако в течение более краткосрочных отрезков на протяжении охватываемого сценарием периода довольно высока вероятность отклонения фундаментальных показателей рынка и цен от предполагаемой траектории. На практике всегда существует некоторый риск неоднократной разбалансировки рынка, и тогда для восстановления баланса может потребоваться оперативная корректировка политики стран-участниц ОПЕК+ в отношении объемов добычи.

<sup>5</sup> См. IHS Markit Strategic Report Rivalry: The IHS Markit view of the energy future (2019-50) [Стратегический отчет IHS Markit «Конкуренция: взгляд IHS Markit на будущее энергетики (2019-2050 г.)»], июль 2019 г.

**суммарные объемы импорта останутся относительно стабильными.** Предполагается, что европейский спрос в совокупности упадет на 15,9% до уровня 13,2 млн. барр./сутки. При этом ожидается, что добыча в Европе (прежде всего, в Северном море) за рассматриваемый период сократится на 1,23 млн. барр./сутки (или на 41,2%), и в 2040 году ее совокупный объем составит лишь 1,76 млн. барр./сутки.

- В Северной Америке в целом

ожидается медленное снижение спроса на нефть, а объемы добычи должны выйти на максимальный показатель в 2030 году. В период с 2019 г. по 2040 г. прогнозируется сокращение спроса на 7,3% до уровня 23,0 млн. барр./сутки. Предполагается, что объем добычи в регионе достигнет максимума на уровне 24,2 млн. барр./сутки в 2030 году, а затем снизится до 23,1 млн. барр./сутки к 2040 году. Тем не менее, чистый прирост добычи увеличится на 33,3% в 2019-2040 гг.

### **3.3. Недавние изменения в нефтяном балансе Казахстана и его перспективы на период до 2040 года**

Одним из главных событий нефтяной отрасли Казахстана за последние несколько лет, является возврат роста добычи и экспорта нефти в 2017-2018 гг. Согласно базовому сценарию, на протяжении большей части периода до 2040 года увеличение объемов добычи и экспорта казахстанской нефти продолжится, при этом совокупные объемы внутреннего спроса на нефтепродукты и (особенно) внутренней нефтепереработки также будут увеличиваться, но более умеренными темпами.

#### **3.3.1. Обзор динамики нефтяного баланса**

В 2018 году добыча нефти вышла на рекордный уровень (см. Таблицу 3.1: «Баланс сырой нефти и газового конденсата в Казахстане», в которой представлены подробные данные о

нефтяном балансе страны в 2010-2018 гг.; а также Рис. 3.7: «Нефтяная отрасль Казахстана»). Позитивная динамика добычи была обусловлена, прежде всего, ее наращиванием на месторождении Кашаган, при этом основная часть дополнительных объемов шла на мировые рынки через КТК. Помимо этого, с 2015 года продолжал восстанавливаться видимый внутренний спрос на нефтепродукты, что стимулировало рост нефтепереработки в стране. Знаменательным событием стало увеличение доли светлых нефтепродуктов в среднем объеме производства казахстанских НПЗ (благодаря завершению программы модернизации на трех основных нефтеперерабатывающих заводах страны), что снизило зависимость Казахстана от импорта нефтепродуктов из России.

**Таблица 3.1**  
**Баланс сырой нефти и газового конденсата в Казахстане**  
(млн. т)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Изменение в % 2017-2018
<b>Добыча</b>	79.7	80.0	79.2	81.8	80.8	79.5	78.0	86.2	90.4	4.8
<b>Видимое потребление</b>	19.7	17.5	17.2	16.7	11.6	14.7	14.7	16.7	20.2	21.5
Объем переработки на НПЗ	13.7	13.7	15.1	15.3	16.4	15.0	14.9	14.9	16.4	10.2
Непосредственное использование сырой нефти/ прочее*	6.0	3.8	2.1	1.4	-4.8	-0.3	-0.2	1.8	3.8	116.1
<b>Экспорт**</b>	67.5	69.6	68.1	72.2	69.7	64.8	63.4	69.6	70.2	0.8
Кроме стран бывшего СССР (постсоветского пространства)	65.8	67.9	67.4	71.4	68.3	62.0	62.6	68.7	69.5	1.1
По российской трубопроводной системе (кроме Махачкалы)	15.5	15.4	15.4	15.4	14.6	13.5	15.0	15.9	14.8	-7.3
По КТК	28.5	28.3	25.3	28.7	35.2	39.0	42.4	49.4	54.3	9.9
По нефтепроводу Атасу- Алашанькоу	10.1	10.8	10.4	11.8	4.8	4.4	2.8	2.7	1.4	-47.7
По железной дороге	5.7	7.3	6.1	8.7	1.8	0.3	0.5	0.4	0.3	-15.1
По железным дорогам России (в Финляндию и т.п.)	5.7	7.3	6.1	8.7	1.8	0.3	0.5	0.4	0.3	-15.1
По железным дорогам Казахстана в Китай	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
По Каспию	9.3	5.8	7.6	6.0	5.2	3.2	2.2	1.2	0.9	-21.3
через Азербайджан/Грузию	5.2	2.3	3.8	3.2	3.5	1.6	0.6	0.7	0.0	-100.0
в Баку-Тбилиси-Джейхан	0.0	0.0	0.0	0.6	2.4	1.1	0.0	0.0	0.0	
в Иран (включая прямые поставки по железной дороге)	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
в Новороссийск (через Махачкалу)	3.6	3.4	3.8	2.8	1.7	1.6	1.6	0.5	0.9	83.3
Бывшие советские республики***	1.7	1.7	0.7	0.9	1.4	2.8	0.8	0.9	0.7	-21.4
Россия****	1.2	1.2	0.7	0.9	1.4	2.8	0.8	0.6	0.5	-20.0
По трубопроводу Карачаганак- Оренбург	1.2	1.2	0.7	0.9	0.7	0.7	0.8	0.6	0.5	-20.0
<b>Импорт</b>	7.4	7.1	6.1	7.2	0.5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Кроме стран бывшего СССР (постсоветского пространства)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Бывшие советские республики***	7.4	7.1	6.1	7.2	7.0	7.0	7.0	10.1	10.0	-0.7
Россия****	7.4	7.1	6.1	7.2	7.0	7.0	7.0	10.1	10.0	-0.7
в Казахстанско-Китайский трубопровод (встречные поставки [обменно-транзитная схема])	2.6	0.2	0.0	0.0	7.0	7.0	7.0	10.1	10.0	-0.7

\*Остаток, включающий потери при стабилизации на месторождении Карачаганак, прочие потери на промысле, изменения в запасах, переработку на мини-НПЗ, а также незарегистрированные (неучтенные) поставки.

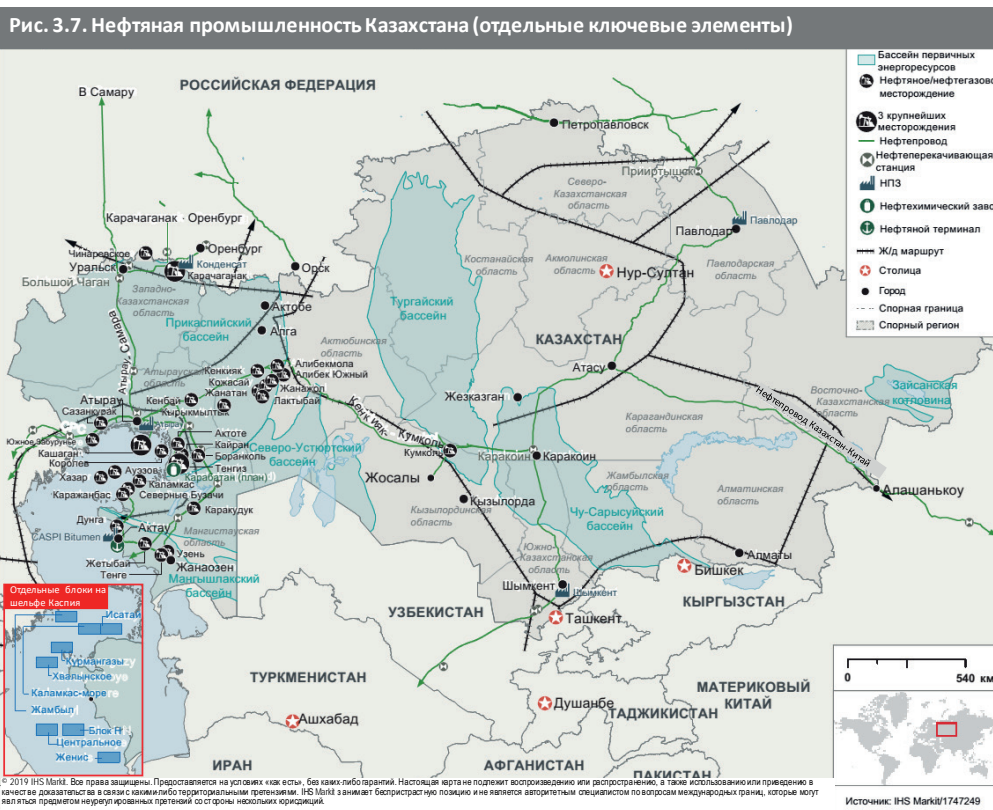
\*\*Совокупный объем экспорта сырой нефти в таблице приводится согласно официальным данным торговой статистики Казахстана и включает как сырую нефть, так и конденсат. При этом по ряду причин имеются расхождения с другими аналогичными совокупными отчетными показателями (в частности, с данными Министерства энергетики). Так, данные Минэнерго, не включают «компенсационные» поставки сырой нефти в Россию, которые осуществлялись в 2014-2015 гг. Совокупные заявленные (отчетные) объемы экспорта могут отличаться от суммы заявленных объемов экспорта по отдельным маршрутам из-за различий в исходных данных: данные по экспортной торговле на общегосударственном уровне основаны на таможенной статистике, а данные об экспорте по отдельным маршрутам основаны на статистических данных транспортировки и логистики.

\*\*\*Без учета поставок в Украину по Черному морю.

\*\*\*\*Объемы по нефтяным своп-операциям (встречным поставкам) с Россией в 2014 году (7 млн. т) включены в данные по импорту и экспорту Казахстана для целей сравнения с 2013 г.

Источник: IHS Markit, Министерство энергетики РУ и Комитет по статистике РК.





IHS Markit ожидает, что Казахстан продолжит принимать активные меры, направленные на сохранение привлекательности страны для инвесторов добывающей отрасли. Несомненно, это было основной целью принятия нового Кодекса «О недрах и недропользовании» и внесения изменений в Налоговый кодекс, однако необходимость дальнейшей оптимизации все же сохраняется. До настоящего времени значительный объем дополнительных капиталовложений в основном приходился на существующие проекты (в отношении которых действовали схемы, обеспечивающие стабильность инвестиций – такие как СП), хотя некоторые успехи в данной области были достигнуты и в рамках новых контрактов на разведку морских месторождений (но последние пока находятся только на самых ранних стадиях). В этой связи крайне важно отметить, что нефтяная отрасль Казахстана нуждается в последовательном реформировании

для сохранения ее привлекательности при текущем высоком уровне мировой конкуренции в сфере нефтедобычи – особенно для новых проектов.

• **Основным фактором роста объемов добычи и экспорта является дальнейшее расширение «мегапроектов», однако, согласно базовому сценарию, где-то после 2035 года этот процесс подойдет к концу.** В период с 2019 г. по 2035 г. наш базовый сценарий предполагает увеличение казахстанских объемов добычи и экспорта нефти примерно на 39% и 49%, соответственно. При этом в 2035 г. объем добычи достигнет максимальной отметки на уровне около 126 млн. т (2,65 млн. барр./сутки), а экспорт выйдет на показатель около 105 млн. т (2,18 млн. барр./сутки). Затем последует спад, как добычи, так и экспорта, поскольку дальнейшее сокращение объемов добычи на зрелых месторождениях перевесит прирост на более новых участках. При этом, согласно текущим прогнозам, после 2035 года сокращение добычи в рамках

проекта ТШО будет происходить несколько быстрее чем предполагалось ранее. Тем не менее, совокупные темпы спада добычи в Казахстане в 2035-2040 гг. в целом должны оставаться довольно умеренными (ежегодные темпы снижения добычи в течение рассматриваемого периода составят в среднем около 1,1%), поскольку ожидается, что спад на старых месторождениях будет менее резким, благодаря применению новых технологий, уже доказавших свою эффективность на аналогичных объектах в других странах мира. Прогнозируется, что контракты в отношении «большой тройки» месторождений удастся продлить на приемлемых условиях на период после 2035 года.<sup>6</sup>

**• Ожидание роста потребления более светлых нефтепродуктов в Казахстане лежит в основе нашего базового сценария, в котором происходит увеличение внутреннего спроса на продукцию**

### 3.4. Динамика добычи нефти и газового конденсата

В 2017-2018 гг. добыча нефти в Казахстане вернулась на траекторию роста после спада, продолжавшегося три года – в основном благодаря ее наращиванию на месторождении Кашаган. IHS Markit прогнозирует, что в период с 2019 г. по 2035 г. в стране продолжится солидный рост добычи нефти (прежде всего, на месторождениях Кашаган и Тенгиз), после чего начнется естественный спад. Среди ключевых факторов неопределенности, отражающихся на перспективах добычи, следует отметить ход реализации новых шельфовых проектов Каспия («первой ласточкой» среди которых должно стать совместное освоение месторождений Каламкас-Море и Хазар), старт второго этапа

**нефтепереработки и объемов производства на НПЗ страны.** Составленные IHS Markit прогнозы потребления нефтепродуктов в Казахстане предполагают дальнейший рост совокупного спроса на нефтепродукты – на 29,5% до уровня 18,5 млн. т (360 000 барр./сутки) к 2040 году, что обусловлено повышением потребления бензина, дизельного топлива и авиационного топлива. Это является ключевым фактором, способствующим увеличению объемов нефтепереработки примерно на 17,5% до уровня 21 млн. т в год (429 000 барр./сутки) к 2040 году. Иными словами, мы ожидаем сохранения зависимости потребления сырой нефти (и объемов ее переработки на НПЗ) от тенденций спроса на светлые нефтепродукты. При этом также имеется ограниченный потенциал для увеличения экспорта излишков продукции нефтепереработки на региональные рынки.

разработки месторождения Кашаган, а также масштаб новых инвестиций в доработку зрелых месторождений и растущую роль небольших независимых добывающих компаний. В этой связи еще предстоит выяснить полный эффект изменений, внесенных в Налоговый кодекс и в законодательство о недрах и недропользовании, которые вступили в силу в 2018 году, а также нового Экологического кодекса, введение которого ожидается в январе 2020 года.

#### 3.4.1. Запасы жидких углеводородов

Казахстан располагает богатыми запасами нефти. В стране открыт целый

<sup>6</sup> Наглядной иллюстрацией высокой значимости своевременного продления контрактов по долгосрочным инвестициям является недавнее развитие событий по проекту освоения месторождения Дунга в Мангистауской области. В июле 2019 года оператор проекта, компания Total, объявила о планах начать третий этап [Фазу 3] разработки данного месторождения совместно со своими партнерами после продления соответствующего СРП на 15 лет – до 2039 года.

ряд крупных месторождений, а также имеются перспективы обнаружения значительных запасов нефти в будущем – особенно на казахстанском шельфе Каспийского моря. Согласно данным Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан (ГКЗ) по состоянию на 1 января 2019, запасы жидких углеводородов (нефти и газового конденсата) на государственном балансе составляли 4,95 млрд. т (37,6 млрд. барр.).<sup>7</sup> Из этого объема 4,5

млрд. т приходится на сырую нефть, а остальная часть (420 млн. т) – на газовый конденсат (см. Таблицу 3.2: «Доказанные запасы нефти и газового конденсата в Казахстане по состоянию на 2019 год (тыс. т)»). Таким образом, по сравнению с совокупным показателем запасов на 1 января 2016 года, указанным в Национальном энергетическом докладе за 2017 год, объем балансовых запасов сократился на 342,6 млн. т.

**Таблица 3.2**  
Доказанные и вероятные запасы нефти и газового конденсата в Казахстане по состоянию на 1 января 2019 года (тыс. т)

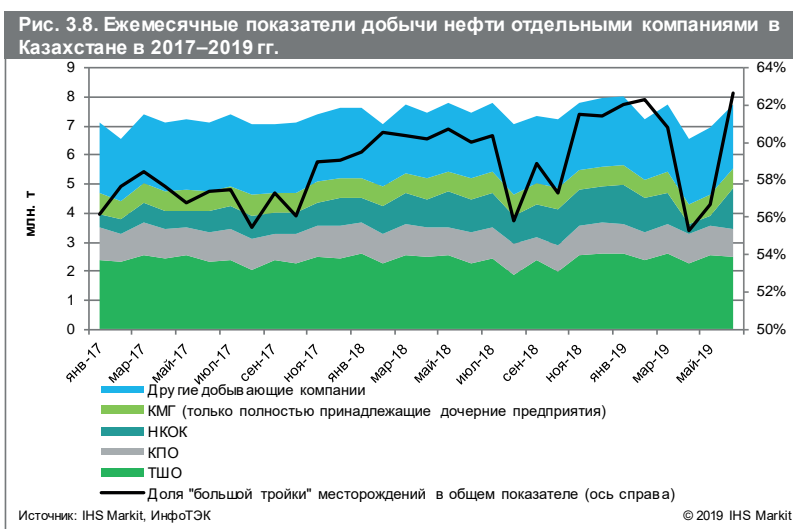
	A+B+C1	C2	A+B+C1+C2
Сырая нефть	2,899,783.2	1,630,194.2	4,529,977.4
Конденсат	332,650.2	87,846.0	420,496.2
Всего	3,232,433.4	1,718,040.2	4,950,473.6

Источник: Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан (ГКЗ)

### 3.4.2. Текущие тенденции добычи и перспективы на период до 2040 года

Увеличение добычи нефти в Казахстане в 2018 году на 4,8% до 90,4 млн. т (1,90 млн. барр./сутки) произошло, прежде всего, за счет проекта Кашаган. При этом добыча на «большой тройке» казахстанских месторождений в 2018 году в

совокупности выросла на 8,8% до 54 млн. т (1,12 млн. барр./сутки), что составляет 60% от общего объема по стране (тогда как в 2017 г. на их долю пришлось 57%) (см. Рис. 3.8: «Ежемесячные показатели добычи нефти отдельными компаниями в Казахстане в 2017–2019 гг.»; и Таблицу 3.3: «Большая тройка» казахстанских проектов добычи: отдельные ключевые показатели»).



<sup>7</sup> Данные приводятся согласно принятой в Казахстане классификации для категорий A+B+C1+C2. При этом остаточные запасы Казахстана, относящиеся к категориям A+B+C1 (что приблизительно соответствует международной категории доказанных и вероятных запасов (категории «2P»)), составляют 3,2 млрд. т (или 24,6 млрд. барр.).

Таблица 3.3  
 "Большая тройка" казахстанских проектов добычи (отдельные ключевые показатели)

Проект	Акционеры	Срок действия контракта	Объем капиталовложений на сегодняшний день	Месторождения и извлекаемые запасы жидких углеводородов	Запасы жидких углеводородов	Добыча жидких углеводородов в 2018 г.	Местное содержание
ТШО*	Chevron (50%), ExxonMobil (25%), КМГ (20%) и LukArco (5%)	1993-2033	свыше 135 млрд. долл. США	Тенгиз, Королев [им. Королева]	3,4 млрд. т (27,1 млрд. барр.) извлекаемых запасов, 3,2 млрд. т (25,4 млрд. барр.) из которых - на месторождении Тенгиз	28,6 млн. т (623 000 барр./сутки) нефти	Доля местного персонала: 81% сотрудников ТШО и 91% работников ПБР
НКОК**	КМГ (16,88%); Eni, ExxonMobil, Shell и Total по 16,81% каждая; CNPC (8,33%) и INPEX (7,56%)	1997-2041	свыше 60 млрд. долл. США	Кашаган, Юго-Западный Кашаган, Актоты, Кайран и Каламкас-Море	1-2 млрд. т (8-15 млрд. барр.) запасов сырой нефти категории 2Р	13,22 млн. т (281 000 барр./сутки) нефти	46% товаров и услуг приобретены у местных юридических лиц (с численностью работников-граждан Казахстана свыше 95%)
КПО**	Shell (29,25%), ENI (29,25%), Chevron (18%), LUKOIL (13,5%) и КМГ (10%)	1995-2037	свыше 22 млрд. долл. США	Карачаганак	1,2 млрд. т (10,0 млрд. барр.) газового конденсата	12,2 млн. т (278 000 барр./сутки) газового конденсата	95% штата технических специалистов и 77% руководителей проекта - граждане Казахстана

\*Технически, ТШО является совместным предприятием, однако его структура аналогична схеме СРП, хотя и не находится под управлением государственного ТОО «PSA» (представляющего интересы государства в проектах, реализуемых в рамках СРП).

\*\*Проект, реализуемый в рамках СРП  
 Источник: IHS Markit

В перспективе также ожидается ощутимый рост, во многом связанный с продолжающимся расширением Тенгизского месторождения, а также с мероприятиями по снятию ограничений и увеличению имеющегося потенциала в рамках текущей первой фазы проекта Кашаган (мы также полагаем, что со временем будет реализована и вторая фаза данного проекта). В то же самое время ожидается, что в перспективе КПО будет

сохранять относительно стабильный уровень добычи на месторождении Карачаганак после утверждения осенью 2018 года очередной фазы его разработки и урегулирования длительного разбирательства с Правительством Республики Казахстан по коммерческим вопросам (см. Рис. 3.9: «Перспективы добычи нефти в Казахстане при разных сценариях»; и Рис. 3.10: «Перспективы добычи нефти в Казахстане при базовом сценарии»).

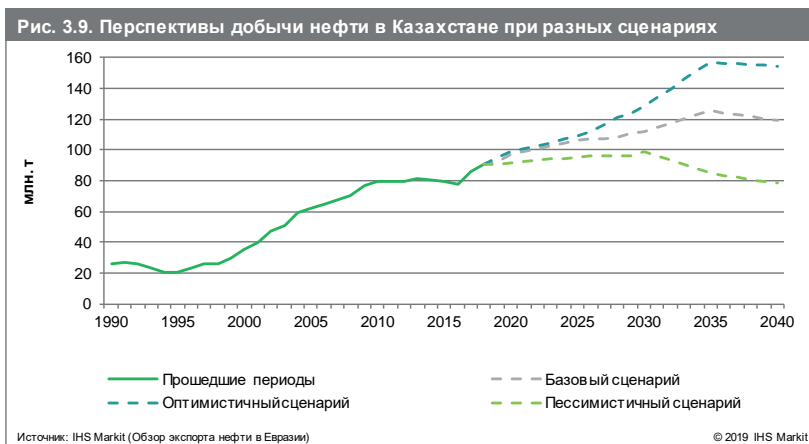
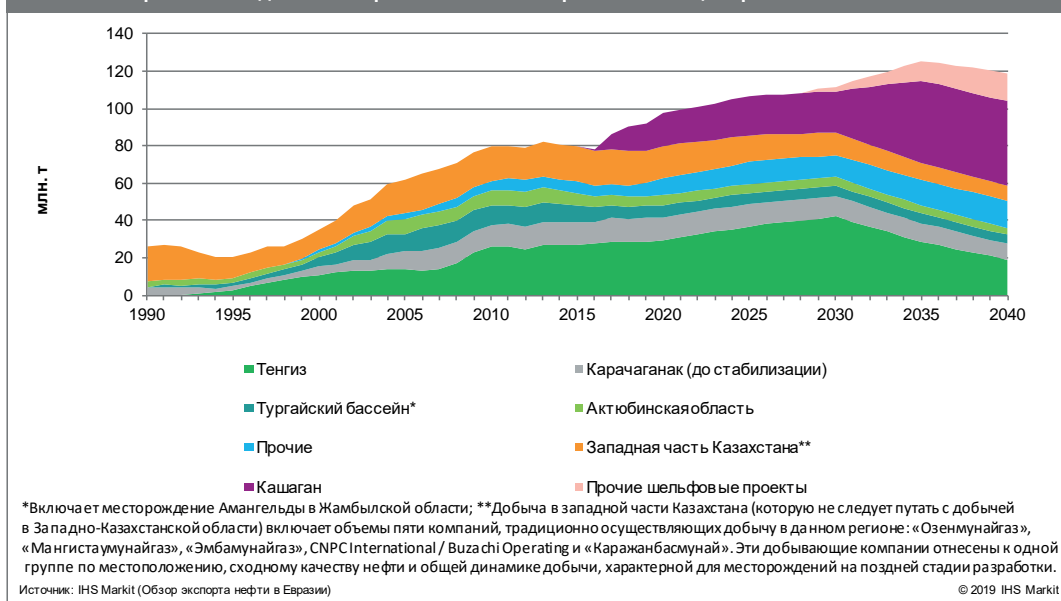


Рис. 3.10. Перспективы добычи нефти в Казахстане при базовом сценарии



### Консорциум по разработке месторождения Тенгиз (ТШО)

Расположенное в Атырауской области месторождение Тенгиз – это крупнейшее месторождение Казахстана по объемам добычи, и, вероятнее всего, оно сохранит за собой этот статус как минимум еще на десятилетие. Несмотря на то, что добыча на данном месторождении в 2018 году снизилась на 0,3% до уровня 28,6 млн. т (623 000 барр./сутки), ТШО в настоящее время осуществляет масштабное расширение, реализация которого позволит увеличить объем добычи более чем на 40%. В 2016 году ТШО был одобрен Проект будущего расширения и Проект управления устьевым давлением (ПБР-ПУУД), суммарная расчетная сумма капиталовложений в которые составляет 36,8 млрд. долл. США. В настоящее время ожидается, что первая нефть от ПБР поступит примерно в 2021-2022 гг., в результате чего в следующем десятилетии совокупный добывающий потенциал месторождения должен увеличиться в общей сложности на 12 млн. т в год (260 000 [барр./сутки]). Основной объем оборудования для ПБР производится в Казахстане, Италии

и Южной Корее с предварительной сборкой в модули для последующей транспортировки на месторождение Тенгиз для окончательного монтажа.

### Консорциум по разработке месторождения Кашаган (НКОК)

Месторождение Кашаган, расположенное на шельфе примерно в 80 км от Атырау, после стартового наращивания добычи вступило в фазу более умеренного роста. Объем добычи в 2017 году – первом полном году работы после возобновления эксплуатации Кашагана осенью 2016 года – составил 8,3 млн. т (в среднем 176 000 барр./сутки), а в 2018 году – 13,2 млн. т (в среднем 281 000 барр./сутки), что ознаменовало годовой рост почти на 60%. На протяжении части апреля и мая 2019 года НКОК приостанавливала добычу на месторождении для проведения масштабного капитального ремонта (технических проверок и планового техобслуживания оборудования) – что стало первым перерывом в добыче после перезапуска 2016 года. В июне, вскоре после возобновления работ, НКОК объявила, что месторождение

вышло на проектный уровень добычи первой фазы (370 000 барр./сутки). Благодаря оптимизации мощностей в ходе капитального ремонта, ежедневные объемы добычи с тех пор иногда превышали 400 000 барр./сутки (среднесуточный показатель добычи в июне составлял 365 000 барр./сутки, а в июле – 375 000 барр./сутки). Предполагается дальнейший рост с превышением стартового проектного уровня первой фазы (до показателя около 450 000 барр./сутки) ранее 2025 года – прежде всего, за счет увеличения мощностей компримирования и обратной закачки газа. Помимо этого мы полагаем, что НКОК в конечном итоге утвердит второй этап расширения месторождения Кашаган. Согласно прогнозу, наращивание добычи в рамках реализации второй фазы будет происходить после 2030 года, что позволит Кашагану в 2040 году достичь максимального показателя годовой добычи на уровне около 45 млн. т (955 000 барр./сутки).

Кашаган пока является, по сути, единственным месторождением на каспийском шельфе Казахстана, где в настоящее время ведется добыча. Однако планами предусматривается начало эксплуатации прилегающего шельфового месторождения НКОК Каламкас-Море в рамках проекта, предполагающего совместную разработку расположенного неподалеку месторождения Хазар, лицензия на которое принадлежит компании «Каспий Меруерты Оперейтинг Компани Б.В.» (КМОК), являющейся оператором СРП по блоку «Жемчужины».<sup>8</sup> Руководить совместной разработкой будет НКОК, согласно оценкам которой, суммарный объем добычи на двух месторождениях может выйти на уровень 4,5 млн. т в год (94 000 барр./сутки). Общая

стоимость проекта оценивается примерно в 5 млрд. долл. США, и, в случае одобрения правительством, он может положить начало новому витку освоения шельфовых месторождений Казахстана. При этом параллельная разработка двух месторождений позволит сократить капитальные затраты за счет совместного использования производственного острова (узла переработки) на шельфе, а также нефтепровода и нефтяного терминала на суше. В настоящее время (и до третьего квартала 2019 года включительно) НКОК и КМОК работают над подготовкой предпроектной документации (на стадии pre-FEED). Партнеры намерены получить у правительства одобрение плана разработки месторождений в конце текущего года, что позволит им перейти к инженерным изысканиям и проработке (стадии FEED) в 2020 году.<sup>9</sup> Следующим этапом станет принятие окончательного инвестиционного решения (ОИР), которое предположительно состоится в течение последующих двух лет, а затем – в 2025-2027 гг. – должен произойти старт добычи.

### **Консорциум по разработке месторождения Карачаганак (КПО)**

На месторождении Карачаганак, расположенном в Западно-Казахстанской области, в 2018 году (валовой) объем добычи жидких углеводородов снизился на 2,6%, до 12,2 млн. т (278 000 барр./сутки). Однако в сентябре 2018 года компания КПО объявила о подписании соглашения, дающего старт реализации проекта по снятию производственных ограничений по газу на Карачаганакском перерабатывающем комплексе (СПОГ), который направлен на поддержание

<sup>8</sup> Акционерами КМОК являются Shell (40%), Oman Pearls Company (20%) и КМГ (40%).

<sup>9</sup> Совместная разработка в конечном итоге потребует внесения небольших технических изменений в Таможенный кодекс, Кодекс «О недрах и недропользовании», а также в Налоговый кодекс Республики Казахстан (в основном в части административного учета перемещения газа для обратной закачки между месторождениями).

максимального уровня добычи жидких углеводородов на месторождении Карачаганак. Прежде всего, реализация проекта СПОГ должна позволить перерабатывать дополнительные объемы сырого газа (до 4 млрд. м<sup>3</sup>/год), который будет использоваться для обратной закачки в пласт с целью поддержания пластового давления и обеспечения прироста добычи в объеме 10 млн. т (около 83 млн. барр.) жидких углеводородов в течение срока действия соглашения. Согласно базовому сценарию, начиная с 2020 года и далее, объем добычи жидких углеводородов на месторождении Карачаганак будет снижаться постепенно (средними темпами менее 2% в год), в результате чего в 2040 году он все еще будет составлять около 9 млн. т в год (примерно 195 000 барр./сутки).

### КазМунайГаз (КМГ)

Национальная нефтяная компания «КазМунайГаз» (НК КМГ) входит в число крупнейших добывающих компаний Казахстана с точки зрения долевого участия (в основном за счет активов в «большой тройке» месторождений). При этом месторождения, операторами которых являются полностью принадлежащие КМГ дочерние предприятия, представляют собой старые активы, добыча на которых в основном находится в состоянии спада. В 2018 году совокупный долевой объем добычи сырой нефти КМГ составил 23,6 млн. т (491 000 барр./сутки). 38% от этого объема обеспечило долевое участие компании в «большой тройке» месторождений, а добыча полностью принадлежащих КМГ дочерних предприятий – АО «Озенмунайгаз» (ОМГ) и АО «Эмбамунайгаз» – составила 2,8 млн. т (58 000 барр./сутки) и 5,5 млн. т (115 000 барр./сутки), соответственно

(объемы добычи этих двух предприятий с 2012 года практически не меняются). Зрелым месторождениям ОМГ и ЭМГ до сих пор удавалось избежать резкого снижения объемов добычи, несмотря на то, что КМГ не предпринимала серьезных мер по замедлению данного процесса. Однако без масштабной деятельности по доработке, в долгосрочной перспективе присутствует высокий риск ускорения спада добычи на этих месторождениях. Наглядным примером является спад добычи на старых месторождениях в Кызылординской области, частично принадлежащих КМГ, где в 2012-2018 гг. среднегодовые темпы снижения добычи составили 13%.<sup>10</sup>

В проспекте программы выпуска облигаций за 2018 год КМГ заявила о своем намерении поддерживать уровень добычи за счет реализации «различных проектов разработки и реабилитации месторождений, включая бурение новых скважин, капитальный ремонт скважин и внедрение технологий стимуляции скважин и добычи нефти усовершенствованными вторичными методами». По имеющейся информации, на расположенном на суше месторождении Каламкас (разработку которого ведет дочернее предприятие КМГ – АО «МангистауМунайГаз») было выполнено бурение нескольких горизонтальных скважин, и на перспективу в качестве приоритетных направлений сферы технологий предусмотрен ряд мероприятий по цифровизации. Помимо этого, у КМГ есть возможность реализовать значительный потенциал более глубоких подсолевых отложений на ряде существующих месторождений компании, расположенных на западе Казахстана, за счет использования тяжелых буровых установок. Казахстан в настоящее время не располагает

<sup>10</sup> См. IHS Markit Upstream Companies and Transactions Profile KazMunaiGas: Upstream Strategy Assessment [Компании и операции добывающей отрасли – справочные данные IHS Markit: «КазМунайГаз: оценка добывающей стратегии»], июнь 2019 года.

тяжелыми буровыми установками, необходимыми для таких работ (за исключением «мега-проектов»), и их приобретение сейчас не входит в список приоритетов КМГ, но, тем не менее, в перспективе компания осознает необходимость бурения более глубоких скважин.

В то же время, деятельность КМГ осложняется проблемами структурного и нормативно-правового характера, а также некоторыми аспектами организации работы на месторождениях. При этом КМГ отстает в части замещения (восполнения) запасов и капиталовложений. 53% себестоимости добычи КМГ приходится на выплаты работникам, тогда как в России аналогичный показатель (по оценкам IHS Markit) в среднем составляет 24%. Вместе с тем, определенные положения Кодекса «О недрах и недропользовании», распространяющиеся на деятельность КМГ, ограничивают возможности компании по стратегической оптимизации портфеля добывающих активов и операций по добыче (см. ниже).

В настоящее время КМГ планирует первичное публичное размещение (IPO), которое предполагает продажу до 25% акций, в настоящее время принадлежащих Фонду национального благосостояния Самрук-Казына (ФНБ СК), международному кругу покупателей.<sup>11</sup> В 2006 году подразделение КМГ, ведущее деятельность по разведке и добыче – РД КМГ – провело собственное размещение акций (выручив при этом более 2 млрд. долл. США), но в начале текущего года было исключено из биржевых списков и вновь стало дочерним предприятием, полностью принадлежащем КМГ, для

создания крупной единой структуры в свете предстоящего IPO.

### **Китайская национальная нефтегазовая корпорация (КННК/ CNPC)**

Еще одним крупным участником добывающей отрасли Казахстана является государственная компания КННК (CNPC). Ее основные активы в стране включают контрольные пакеты акций АО «СНПС-Актобемунайгаз» и «ПетроКазахстан», равную с ЛУКОЙЛом долю участия в проекте «Северные Бузачи» (50%), а также долю в НКОК.<sup>12</sup> В 2018 году на принадлежащие Китаю (не только CNPC, но и другим китайским компаниям) активы пришлось чуть менее 18% общего объема добычи нефти в Казахстане. Это ниже аналогичного показателя за предыдущие годы, что связано с обратным выкупом акций РД КМГ ее материнской компанией – КМГ (до 2018 года 11% акций РД КМГ принадлежали Китайской инвестиционной корпорации (China Investment Corporation)).

### **Менее крупные компании**

В 2018 году на долю 78 менее крупных («независимых») компаний пришлось 9 млн. т (182 000 барр./сутки) добычи нефти или 10,5% от совокупного показателя по стране. Объемы добычи данной группы компаний за последние несколько лет практически не увеличились. Так, в 2012 году их добыча составила 8,8 млн. т или 11,1% от общего объема; при этом совокупный объем добычи в данном сегменте в последние годы находится на уровне порядка 8-10 млн. т в год (или около 10% от показателя в целом по стране). В условиях довольно сложного инвестиционного климата

<sup>11</sup> Собственниками КМГ являются ФНБ СК (90%) и Национальный Банк Республики Казахстан (10%).

<sup>12</sup> Дополнительную информацию об участии CNPC в добывающей отрасли Казахстана можно найти в Национальном энергетическом докладе за 2015 год, стр. 99-101 [113-115].



потенциал роста добычи независимых компаний ограничивается целым рядом факторов. Нормативно-правовые требования в части регулирования, налогообложения и заключения контрактов продолжают более ощутимо отражаться на небольших добывающих компаниях, чем на крупных.

Менее крупные добывающие компании в основном являются казахстанскими предприятиями, поскольку независимые иностранные инвесторы по большей части либо уходят с рынка страны, либо не инвестируют в такие предприятия. Заметным исключением из данного правила стали некоторые китайские инвесторы – в период, когда компании Китая очень активно вкладывали средства в различные проекты. В этой связи на первый план для Казахстана выходит необходимость создания среды, привлекательной для более широкого круга инвесторов (как казахстанских, так и зарубежных).

Небольшие независимые компании могут внести вклад в увеличение объемов добычи за счет проведения дополнительной геологоразведочной деятельности с целью обнаружения новых запасов на принадлежащих им лицензионных участках, расширения круга грамотных специалистов в кадровом составе и повышения эффективности применения технологий. Помимо этого, росту общей конкурентоспособности и привлекательности независимых компаний мог бы способствовать их более широкий переход на международные стандарты классификации запасов, т.е. на систему PRMS [Систему управления ресурсами и запасами углеводородов Общества инженеров-нефтяников США]. Тогда как более 90% добываемой

в Казахстане нефти поступает от компаний, ведущих учет и отчетность по стандарту PRMS, многие небольшие независимые компании все еще используют классификацию запасов, применявшуюся в СССР, и не спешат переходить на универсальную систему PRMS, аргументируя свое нежелание высоким уровнем затрат на ревизию запасов и переподготовку персонала.

### **3.4.3. Влияние нового законодательства, принятого в 2017-2019 гг., на инвестиционный климат в добывающей отрасли**

В последние годы Казахстан принимает серьезные меры по рационализации законодательства и нормативно-правовых актов, затрагивающих инвестиции в добычу. В частности, введение в 2016 году ясной формулы для расчета экспортной пошлины на нефть по прогрессивной шкале с привязкой к мировым ценам нефти способствовало повышению предсказуемости налоговой системы в целом (ранее применявшийся подход к корректировке ставок экспортных пошлин был бессистемным и непрозрачным), а поправки, внесенные в 2017 году в Налоговый кодекс, и вступивший в силу в 2018 году Кодекс «О недрах и недропользовании» обеспечили новые налоговые стимулы для инвестиций в отдельные проекты добычи и оптимизировали некоторые аспекты проведения аукционов в отношении участков недр.<sup>13</sup>

Но все же Казахстан занял лишь 61-е место (среди 131-й страны) в рейтинге привлекательности в области разведки и добычи, недавно составленном специалистами IHS Markit с применением Индекса Экономических и Политических Рейтингов Нефтедобывающих Стран

<sup>13</sup> Подробный анализ реформ в нормативно-правовой сфере представлен в Национальном энергетическом докладе за 2017 год (стр. 84-88 [69-73 в версии на английском языке]).

(PEPS), получив 4,43 балла из 10 возможных. При этом итоговый показатель складывался из оценок таких аспектов как риски деятельности в области разведки и добычи, риски бюджетно-налоговой сферы и риски нефтегазовой отрасли (баллы Казахстана по которым составили 4,72, 3,32 и 6,07, соответственно). Такой скромный уровень в рейтинге означает, что для большинства международных инвесторов Казахстан не входит в число самых привлекательных направлений.

В условиях чрезвычайно высокого уровня конкуренции на мировом рынке, для привлечения новых инвестиций, безусловно, требуется внесение дополнительных изменений в нормативно-правовые требования – и, прежде всего, дальнейшая доработка Налогового кодекса и Кодекса «О недрах и недропользовании», а также пересмотр некоторых проблемных положений проекта Экологического кодекса (см. главу, посвященную газу).

### **Налоговый кодекс**

Предполагалось, что пересмотренный Налоговый кодекс, вступивший в силу с 1 января 2018 года, обеспечит действенные стимулы для геологоразведочной деятельности и инвестирования в добывающей отрасли. Одним из ключевых нововведений стал альтернативный налог на недропользование, появление которого позволяет инвесторам, вкладывающим средства в отдельные технологически сложные проекты – в частности, связанные с разработкой континентального шельфа и глубоко залегающих месторождений – перейти на налогообложение финансового результата (прибыли) вместо выплаты целого ряда налогов и сборов, обычно взимаемых с недропользователей (таких как налог на добычу полезных

ископаемых, налог на сверхприбыль, рентный налог и платеж по возмещению исторических затрат).<sup>14</sup> Ставка альтернативного налога на недропользование варьируется в диапазоне от 0% до 30% от разницы между совокупным (валовым) годовым доходом компании и вычетами для целей альтернативного налога с учетом мировых цен на нефть (например, при цене до 50 долл. США за баррель (включительно) применяется нулевая ставка, а при цене свыше 90 долл. США за баррель ставка составляет 30%). Как отмечалось выше, применение специального налогового режима для морских (шельфовых) участков уже способствовало заметному увеличению интереса к новым проектам разведки месторождений такого типа (например, со стороны ЛУКОЙЛа в отношении блоков Женис и I-P-2, а также со стороны ENI в отношении блока Абай).

Среди оставшихся недочетов стандартного режима налогообложения казахстанской нефтяной отрасли следует отметить относительно высокое (по международным стандартам) совокупное налоговое бремя, а также большой размер авансовой доли государства. Иными словами, налоговая нагрузка не соразмерна рискам, которые несут инвесторы – особенно на некоторых этапах реализации проектов. Помимо этого, немаловажно отметить, что в Налоговом кодексе отсутствуют положения, обеспечивающие стабильную систему долгосрочных договоров применительно к крупным высокорисковым проектам с продолжительным сроком окупаемости капиталовложений (таким, как блоки на шельфе), и в недостаточной степени поощряется внедрение новых технологий, позволяющих затормозить спад добычи на действующих месторождениях.

<sup>14</sup> <https://nalogikz.kz/taxcode/2018/87>

В конечном итоге, оптимальным вариантом для Казахстана представляется более широкий переход с текущей системы налогообложения добывающей отрасли, основанной прежде всего на совокупных (валовых) доходах или объемах добычи, на систему, в целом основанную на прибыли. Имеется в виду расширение сферы применения альтернативного налогообложения на базе полученной прибыли – так, чтобы она распространялась не только на ограниченное количество участков, как это предусмотрено в настоящее время. Налогообложение на базе прибыли обеспечивает возможность автоматической корректировки с учетом изменений себестоимости добычи и цен, и, таким образом, дает довольно эффективные стимулы даже для относительно дорогостоящей разработки трудноизвлекаемых запасов (доля которых в общем объеме запасов Казахстана в перспективе, вероятно всего, будет увеличиваться).

### **Кодекс «О недрах и недропользовании»**

Введение нового Кодекса «О недрах и недропользовании» было, прежде всего, направлено на увеличение привлекательности инвестиционной среды за счет рационализации и ускорения процедур заключения и окончательного оформления контрактов, введения контрактов на совмещенную разведку и добычу, а также за счет повышения прозрачности исполнения контрактов. Однако предполагаемые положительные сдвиги были во многом сведены на нет из-за слабой реализации, а также из-за отсутствия прозрачного и своевременного раскрытия участникам рынка значимых (информативных) данных о недрах. К тому же, масштаб аукционов, которые начали проводиться в 2018 году, был

значительно сокращен по сравнению с первоначальными планами, а успех состоявшихся аукционов можно назвать лишь умеренным (было продано всего несколько небольших участков на суше казахстанским компаниям).

В частности, на аукцион, состоявшийся в апреле 2018 года, было выставлено 48 объектов недропользования, но в следующем месяце 37 из них были сняты с торгов без объяснения причин, а по итогам июньского аукциона 2018 года, на который были выставлены несколько участков на суше, лицензии были предоставлены на 9 объектов по цене менее 10 млн. долл. США (в основном небольшим казахстанским компаниям).

Тремя основными проблемными аспектами Кодекса «О недрах и недропользовании» являются требование об уплате подписного бонуса за выдачу большинства лицензий, ограниченные возможности КМГ по управлению портфелем добывающих активов и высокая степень регулирования закупочной деятельности компаний:

- **Требование об уплате подписного бонуса при проведении аукционов на недропользование расходится с общемировой практикой – особенно если говорить о странах со структурой добычи, которая аналогична сложившейся в Казахстане.** При предоставлении прав на недропользование по результатам аукциона для казахстанских властей первостепенное значение имеет предварительная оплата бонусов. Такие бонусы могут оказаться оправданными, когда речь идет о наиболее перспективных участках с относительно хорошо известной геологией, в отношении которых наблюдается высокая конкуренция среди инвесторов. Однако в Казахстане ситуация обычно обстоит

иначе – выставляемые на аукцион перспективные участки недр, как правило, не очень хорошо изучены, и требование, предусматривающее предварительную оплату значительной суммы бонуса, может негативно отразиться на экономике проекта в целом.

• **Требование о том, чтобы доля участия назначенной государством национальной компании – КМГ – в заключаемых контрактах на разведку и добычу на стратегических месторождениях составляла не менее 50%, лишает КМГ гибкости, необходимой для оптимизации портфеля добывающих активов компании, и ограничивает способность Казахстана привлекать новые международные инвестиции.** Согласно имеющемуся определению, участок недр, имеющий стратегическое значение – это участок, содержащий «геологические» запасы нефти в объеме более 50 млн. т (365 млн. барр.) или природного газа более 15 млрд. м<sup>3</sup>, либо расположенный в казахстанском секторе Каспийского моря. При этом национальная компания не имеет права на отказ от участия в таких проектах, что технически не позволяет ей управлять собственным портфелем активов. Предельно допустимый лимит участия в размере 50% также, по сути, ограничивает количество потенциально заинтересованных в таких проектах сторон.<sup>15</sup>

• **Кодекс «О недрах и недропользовании» сохраняет и даже несколько усиливает существующее относительно жесткое государственное регулирование**

**закупочной деятельности недропользователей, но новые правила ВТО потребуют более гибкого подхода.**

В Кодексе «О недрах и недропользовании» первоочередной акцент делается на «местном содержании» в оборудовании и услугах, используемых для реализации проектов, что идет вразрез с правилами ВТО и далеко не всегда обеспечивает эффективность привлечения инвестиций. От недропользователей требуется приобретать 50% товаров и услуг (включая электроэнергию и транспортное топливо) на казахстанском рынке, и это требование в целом соблюдается. Однако правила, регулирующие закупку конкретного оборудования для добывающей деятельности у «местных» организаций (которые признаются таковыми исходя из численности персонала), являются чрезмерно жесткими. Переходный период вступления Казахстана в ВТО продлится до 2021 года, после чего, с 1 января 2022 года, вступят в силу новые правила, согласно одному из положений которых до 50% руководителей/менеджеров компаний могут быть иностранцами (что вдвое больше текущего лимита, который составляет 25%).<sup>16</sup> Для международных нефтяных компаний увеличение доли местных товаров, услуг и рабочей силы может обеспечить значительную экономию средств. Но, тем не менее, для компаний важно наличие гибкости при закупках.

<sup>15</sup> При проведении дальнейших реформ в Казахстане можно взять за основу подход, действующий в отношении национальной нефтяной компании Бразилии: бразильское правительство предусмотрело для Petrobras право отказа, позволив компании самостоятельно выбрать проекты, которые она считает привлекательными.

<sup>16</sup> По последним отчетным данным, доля местного содержания в проектах НКОК, КПО и ТШО составляла 50%, 60% и 60%, соответственно, а для ТШО ПБР данный показатель находился на уровне 32%. Доля местного содержания в КМГ, по отчетным данным самой компании, составляет 90%.

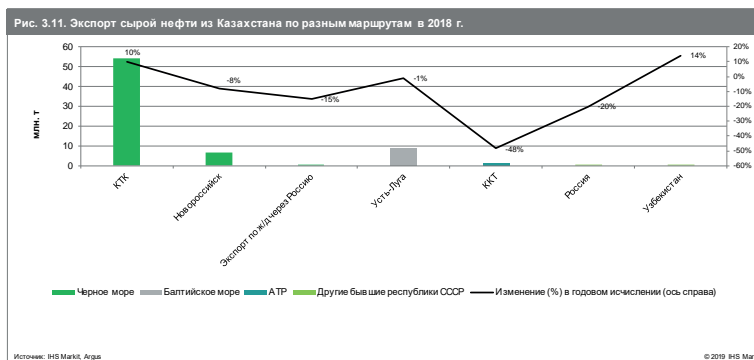
### 3.5. Транспортировка сырой нефти и газового конденсата

Транспортировка нефти является серьезным вопросом для Казахстана, поскольку он не имеет выхода к морю – особенно с учетом огромной роли экспорта нефти в экономике страны. В 2017-2018 гг. экспорт сырой нефти из Казахстана вернулся на траекторию роста, и в долгосрочной перспективе экспортная динамика, скорее всего, будет повторять тенденции добычи нефти в стране (учитывая, что повышение спроса на внутреннем рынке будет ограниченным). В последнее время наблюдается рост доли экспорта казахстанской нефти по проходящему через Россию нефтепроводу КТК, благодаря инвестициям в его расширение, и ожидается, что он останется главным маршрутом экспорта нефти из Казахстана до 2040 года. Однако реализуемая в стране «многовекторная» экспортная стратегия означает, что транспортировка казахстанской нефти будет также происходить и по другим маршрутам. В частности, в прогнозируемый период ожидается увеличение объемов, поступающих по ККТ, а также (со временем) возобновление Казахстаном поставок по нефтепроводу Баку-Тбилиси-Джейхан (БТД).<sup>17</sup>

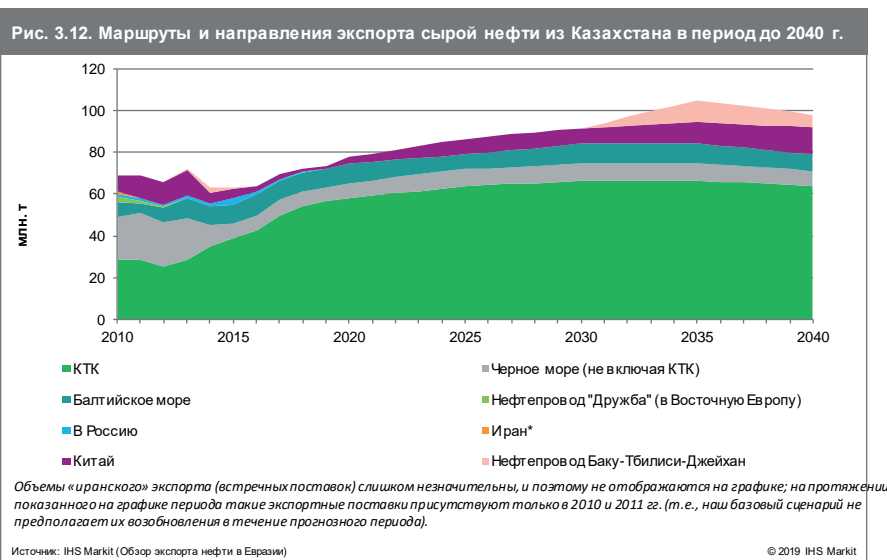
#### до 2040 года

В 2018 году Казахстан экспортировал 70,2 млн. т (1,46 млн. барр./сутки) сырой нефти, что составило 78% добычи казахстанской нефти. Традиционно практически вся добываемая в Казахстане нефть поставляется за рубеж через Россию, и в 2018 году свыше 90% экспорта казахстанской сырой нефти также шло транзитом через территорию Российской Федерации по нефтепроводам или железнодорожным транспортом – главным образом, по маршруту КТК до черноморского терминала в российском поселке Южная Озереевка (см. Рис. 3.11: «Экспорт сырой нефти из Казахстана по разным маршрутам в 2018 г.»). Однако «многовекторная стратегия», которой придерживается Казахстан, предполагает использование разнообразных экспортных маршрутов для транспортировки нефти. Это означает, что все более существенная доля суммарного экспортного объема в период с 2019 г. по 2040 г. будет идти по другим, не проходящим по территории России, маршрутам, и в 2040 году она в совокупности составит 20% (см. Рис. 3.12: «Маршруты и направления экспорта сырой нефти из Казахстана в период до 2040 г.»).

#### 3.5.1. Текущие тенденции экспорта и перспективы на период



<sup>17</sup>Акционерами КТК являются Российская Федерация, на долю которой приходится 31% (в лице компаний «Транснефть» (24%) и КТК Компани (7%)); Казахстан, на долю которого приходится 20,75% (в лице компаний КМГ (19%) и КОО «Казахстан Пайплайн Венчурс» (1,75%)); а также Шеврон Каспиэн Пайплайн Консорциум Компани (15%), ЛУКАРКО Б.В. (12,5%), Мобил Каспийская трубопроводная компания (7,5%), Роснефть-Шелл Каспиэн Венчурс Лимитед (7,5%), БГ Оверсиз Холдингс Лтд. (2%), Эни Интернэшнл Н.А.Н.В. (2%) и Орикс Каспиэн Пайплайн Лтд. (1,75%). ККТ равными долями (по 50%) принадлежит АО «КазТрансОйл» и корпорации CNODC (China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation), которая является дочерним предприятием CNPC. Акционерами БТД являются: BP (30,1%), ГНКАР (25%), Chevron (8,9%), Equinor (8,71%), ТРАО (6,53%), ENI (5%), Total (5%), Itochu (3,4%), ExxonMobil (2,5%), INPEX (2,5%) и ONGC Videsh (2,36%).



### Нефтепровод Каспийского Трубопроводного Консорциума

Экспорт из Казахстана по маршруту КТК в 2018 году вырос на 9,6% до уровня 54,3 млн. т (1,09 млн. барр./сутки), составив около 75% от общего объема казахстанского экспорта нефти в прошлом году (тогда как в 2017 году данный показатель был ниже и составлял примерно 71%). Расширение инфраструктуры КТК, одобренное в декабре 2008 года, было завершено в апреле 2018 года, в результате чего номинальная мощность нефтепровода вышла на уровень 67 млн. т в год (1,34 млн. барр./сутки) (или 72 млн. т в год [1,44 млн. барр./сутки) при использовании антифрикционных присадок). КТК планирует дальнейшую модернизацию стоимостью около 600 млн. долл. США с целью увеличения располагаемой мощности до 72 млн. т в год (или 78 млн. т в год с использованием антифрикционных присадок) к 2023 году – примерно ко времени ввода в эксплуатацию ПБР ТШО. В настоящее время этот проект КТК находится на стадии рабочего проектирования. Мы ожидаем, что в 2040 году доля КТК в

совокупном объеме казахстанского экспорта нефти будет составлять около 65%.

### Нефтепровод «Атырау-Самара» и соединительные нефтепроводы «Транснефти»

Остальная часть экспортных объемов казахстанской нефти в последнее время по большей части приходилась на поставки из Казахстана по маршруту «Атырау-Самара» и по соединительным нефтепроводам «Транснефти» (в настоящее время – до балтийского терминала Усть-Луга и черноморского порта Новороссийск). В 2018 году экспорт по маршруту до терминала Усть-Луга снизился на 1,2% до 8,8 млн. т (176 000 барр./сутки), и экспорт из Казахстана в Новороссийск (т.е., суммарный объем поставок по маршрутам «Атырау-Самара» и «Махачкала-Новороссийск») также сократился – на 8,3% до 6,9 млн. т (138 000 барр./сутки). Тем не менее, Усть-Луга и Новороссийск остаются важными экспортными каналами для Казахстана в долгосрочной перспективе, и ожидается, что объем поставок по ним будет оставаться примерно на том же уровне, что и в последние годы.<sup>18</sup>

<sup>18</sup> Одним из ключевых факторов, способствующих поддержанию относительно стабильных объемов поставок по маршруту «Атырау-Самара», являются дополнительные расходы, требующиеся для полномасштабной модернизации инфраструктуры нефтепровода «Узень-Атырау-Самара», после которой стало бы технически возможно значительно снизить общую загрузку – поскольку это подогреваемый магистральный нефтепровод, позволяющий нагревать и транспортировать тяжелую нефть (высокой вязкости), которая поступает в систему в Мангистауской области Казахстана, а также – одновременно с этим – осуществлять транспортировку нефти с более низким уровнем вязкости. Иными словами, в отсутствие широкомасштабной модернизации и расширения установок подогрева, объемы относительно легкой нефти, в настоящее время поступающие в нефтепроводную систему в Атырау, необходимо будет поддерживать на текущем уровне, чтобы сбалансировать вязкость идущей по нефтепроводу мангистауской нефти.

## Казахстанско-Китайский трубопровод

Общий объем казахстанских поставок через ККТ, не включая транзит российской сырой нефти (существенная часть которой фактически идет на Павлодарский НПЗ в рамках договоренности о встречных поставках), в 2018 году снизился на 48% всего до 1,4 млн. т (28 000 барр./сутки). К 2020 году планируется смена направления потока на отрезке, соединяющем Кенкияк и Атырау (по которому в настоящее время идет транспортировка в западном направлении). Это даст Казахстану дополнительные возможности для поставок нефти на Шымкентский НПЗ на юге страны, обеспечит объемы, необходимые по соглашению о встречных поставках с «Роснефтью», в рамках которого осуществляется снабжение Павлодарского НПЗ, а также позволит увеличить экспорт. В результате в 2020-е годы экспорт из Казахстана через ККТ должен вырасти в несколько раз. Согласно нашему базовому сценарию, после 2035 года идущие по ККТ казахстанские объемы превысят российские объемы, предусмотренные договоренностью о замещении (10 млн. т в год (200 000 барр./сутки)), и в 2040 году выйдут на максимальный годовой показатель – 13 млн. т (около 270 000 барр./сутки). При этом для казахстанской нефти, цена на китайской границе остается главным фактором, ограничивающим экспорт через ККТ, поскольку в настоящее время ее уровень слишком низок (цена на нефть марки Brent минус 5,70 долл. США/барр.), чтобы стимулировать масштабное перенаправление поставок с запада Казахстана.

## Нефтепровод Баку-Тбилиси-Джейхан

В ноябре 2018 года министр

энергетики Казахстана Канат Бозумбаев объявил, что в 2019 году Казахстан возобновит экспорт нефти по нефтепроводу БТД – впервые с момента отправки по нему последней партии во второй половине 2015 года. Однако отсутствие на данный момент какой-либо информации о сроках и объемах таких поставок из официальных источников указывает на то, что возобновление казахстанского экспорта через БТД, по-видимому, откладывается. Базовый сценарий в настоящее время предполагает, что поставки сырой нефти из Казахстана по БТД возобновятся примерно после 2030 года – прежде всего, из-за ограниченной пропускной способности других маршрутов (в частности, КТК) – при этом ожидается, что они выйдут на максимальный показатель, который составит лишь около 11 млн. т (220 000 барр./сутки), в 2035 году.

### 3.5.2. Регулирование тарифов на транспортировку по нефтепроводам

В соответствии с изменениями и дополнениями, внесенными в 2015 году в Закон Республики Казахстан «О естественных монополиях и регулируемых рынках», тарифы на транспортировку нефти (при транзите через территорию Казахстана и экспорте из Казахстана) самостоятельно устанавливает «КазТрансОйл» (КТО) – дочерняя компания КМГ, являющаяся оператором нефтепроводов – за исключением следующих случаев:

- Тариф для КТК определяется по особой методике, установленной в рамках консорциума;
- Тариф на маршруте транзита российской нефти в Китай в настоящее время утверждается Министерством энергетики Республики Казахстан;
- Для транспортировки по нефтепроводам, эксплуатация которых осуществляется в рамках совместных

предприятий (таким как отрезок «Атасу-Алашанькоу» (являющийся частью ККТ) и нефтепровод «Кенкияк-Атырау»), действуют индивидуальные тарифы, контролируемые Комитетом по регулированию естественных монополий, защите конкуренции и прав потребителей (КРЕМиЗК).

КРЕМиЗК также регулирует тариф на (осуществляемую КТО) транспортировку нефти на внутреннем рынке, который рассчитывается методом «издержки плюс», где в тариф включаются расходы на эксплуатацию нефтепроводов и небольшая надбавка, обеспечивающая достаточный уровень выручки от ведения деятельности предприятиями.<sup>19</sup>

### 3.6. Динамика нефтепереработки и рынка нефтепродуктов

Недавно завершившаяся в Казахстане программа модернизации нефтеперерабатывающих заводов является знаменательным достижением, которое позволило значительно снизить традиционную зависимость страны от импорта светлых нефтепродуктов из России. Теперь существующих мощностей казахстанских НПЗ должно хватить для удовлетворения внутреннего спроса на нефтепродукты как минимум до 2030 года. Действующая сейчас в Казахстане система оплаты производства на НПЗ (система процессинга) была введена в 2017 году и выполняет задачу покрытия расходов на модернизацию НПЗ. Она предполагает, что поставщики сырой нефти платят НПЗ вознаграждение за ее переработку и сохраняют право собственности на полученные нефтепродукты, которые впоследствии продают. Однако при такой системе у добывающих компаний не имеется достаточных стимулов для поставок сырой нефти на внутренний рынок – особенно с учетом сравнительно низкого уровня цен на казахстанских

Существующий в Казахстане общий подход к формированию тарифов в целом обеспечивал довольно стабильную и прозрачную систему тарифообразования на протяжении многих лет. Однако имеется значительный потенциал для ее оптимизации. Например, несмотря на то, что КТО предоставлена возможность самостоятельно устанавливать тарифы на транзитные и экспортные поставки, и они больше не регулируются напрямую, на практике имеются случаи наложения на КТО штрафов сомнительного характера со стороны КРЕМиЗК за необоснованный – с точки зрения Комитета – доход.

рынках нефтепродуктов, которые по-прежнему в значительной мере регулируются, несмотря на официальную либерализацию. По сути, добывающие компании вынуждены поставлять на внутренний рынок сырую нефть значительно ниже уровня экспортного паритета («нетбэк»). При этом низкие цены усложняют добывающим компаниям Казахстана задачу дополнительного инвестирования, необходимого для компенсации спада добычи на старых месторождениях страны. Еще один недостаток схемы процессинга заключается в том, что она изолирует нефтеперерабатывающие предприятия от влияния рыночных сил, в результате чего у НПЗ отсутствуют стимулы для дальнейшего повышения эффективности после модернизации.

#### 3.6.1. Динамика баланса нефтепродуктов Казахстана

Объем переработки нефти на НПЗ Казахстана в 2018 году вырос на 10,2% до 16,4 млн. т (341 000 барр./

<sup>19</sup> Для справки см. Национальный энергетический доклад 2015 (стр. 171) и Национальный энергетический доклад 2017 (стр. 68).



сутки). Это было обусловлено ростом внутреннего потребления наряду с расширением перерабатывающих мощностей (примерно на 10% до 17,5 млн. т в год (350 000 барр./сутки)) после завершения программы модернизации стоимостью 6 млрд. долл. США.<sup>20</sup> Видимый внутренний спрос на нефтепродукты в 2018 году вырос на 11,1% до 14,3 млн. т (298 000 барр./сутки). В то же самое время (в 2018 году), произошло сокращение экспорта нефтепродуктов на 16,3% до 3,3 млн.

т (69 000 барр./сутки), а импорта – на 37,9% до 1,2 млн. т (25 000 барр./сутки). В совокупности, по имеющимся данным, в прошлом году казахстанские НПЗ обеспечили около 93% от общего объема поставок на внутренний рынок бензина, 91% – дизельного топлива и 62% – авиационного керосина (см. Таблицу 3.4: «Баланс нефтепродуктов в Казахстане»). При этом в Казахстане теперь появился избыток бензина, который можно поставлять на экспорт.

Таблица 3.4  
Баланс нефтепродуктов в Казахстане (млн. т)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Производство</b>									
Объем переработки	13.7	13.7	15.1	15.3	16.4	15.0	14.9	14.9	16.4
Объем продукции (отчетные данные)	12.8	13.4	13.7	13.8	14.5	13.5	12.9	13.0	13.4
Бензин	2.9	2.8	2.9	2.7	3.0	2.9	3.0	3.1	4.0
Керосин	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.4
Дизельное топливо	4.4	4.6	4.1	5.1	5.0	4.6	4.7	4.4	4.7
Мазут	4.5	4.3	3.9	4.0	4.2	4.1	3.2	3.4	3.2
Флотский мазут	-	-	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.4	0.3*
Топочный мазут	4.5	4.3	3.6	3.7	3.9	3.8	3.0	3.0	2.9
Смазочные масла	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Другие (включая СУГ, вакуумный газойль, и т.д.)	0.5	1.3	2.4	1.5	1.8	1.7	1.8	3.8	4.1
Кокс нефтяной, битум нефтяной и прочие остатки от переработки нефти или нефтепродуктов	0.4	0.5	0.5	0.6	0.9	0.8	1.0	1.3	1.5
<b>Видимое потребление</b>									
Нефтепродукты, всего	10.3	10.8	12.3	12.5	13.4	12.0	12.9	12.9	14.3
Бензин	3.7	3.5	4.0	4.0	4.2	4.3	4.1	4.1	4.3
Дизельное топливо	3.2	4.1	3.9	5.5	5.3	4.6	5.1	4.7	4.8
Мазут	1.4	0.7	-0.4	-0.7	-0.6	-0.6	-0.4	-0.4	0.4
Другие	2.0	2.4	4.8	3.7	4.5	3.8	4.1	4.5	4.7
<b>Чистый экспорт</b>									
Нефтепродукты, всего	-3.3	-3.0	-2.8	-2.7	-3.0	-3.0	-2.1	2.0	2.1
Бензин	0.8	0.8	1.2	1.3	1.2	1.4	1.1	-1.1	-0.4
Дизельное топливо	-1.2	-0.6	-0.2	0.4	0.3	0.0	0.4	-0.3	-0.1
Мазут (включая вакуумный газойль и другие виды жидкого топлива)	-3.0	-3.5	-4.3	-4.7	-4.8	-4.7	-3.6	3.8	2.8
Другие	0.1	0.4	0.5	0.3	0.3	0.3	0.1	-0.4	-0.2
<b>Экспорт</b>									
Нефтепродукты, всего**	5.1	4.4	4.8	5.3	5.1	4.9	3.9	4.0	3.3
Бензин	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Дизельное топливо	1.6	0.8	0.3	0.2	0.2	0.2	0.0	0.1	0.2
Мазут (включая вакуумный газойль и другие виды жидкого топлива)	3.0	3.6	4.5	5.0	4.8	4.7	3.6	3.8	2.8
Другие	0.4	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.2	0.1	0.3
<b>Импорт</b>									
Нефтепродукты, всего**	1.8	1.5	2.1	2.5	2.1	1.9	1.8	2.0	1.2
Бензин	0.9	0.8	1.2	1.3	1.2	1.4	1.1	1.1	0.4
Дизельное топливо	0.4	0.2	0.1	0.6	0.5	0.2	0.4	0.5	0.3
Мазут (включая вакуумный газойль и другие виды жидкого топлива)	0.0	0.1	0.2	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Другие	0.5	0.4	0.6	0.4	0.4	0.3	0.2	0.4	0.6

\*Расчетный (оценочный) показатель

\*\*Общий объем экспорта и импорта не включает СУГ; в объем экспорта тяжелого жидкого топлива (согласно отчетным данным) входит целый ряд других продуктов, включая вакуумный газойль, и поэтому показатели расчетного видимого потребления имеют отрицательные значения в течение большинства лет с 2012 года.

Источник: Комитет по статистике РК; IHS Markit

На долю трех основных НПЗ Казахстана – Атырауского, Павлодарского и Шымкентского – в 2018 году пришлось 93,6% от совокупного объема нефтепереработки в стране (см. Таблицу 3.5: «Производство нефтепродуктов на основных НПЗ Казахстана»). Согласно имеющейся информации, помимо трех основных нефтеперерабатывающих заводов, в Казахстане работают 34 мини-НПЗ. По отдельности мини-НПЗ в основном производят лишь небольшие объемы низкокачественной продукции или полуфабрикатов, однако они играют важную роль в обеспечении низкооктанового бензина (АИ-80), выпуск которого на трех крупных НПЗ после модернизации был прекращен. Этот вид топлива используется главным образом в сельском хозяйстве, и цена на него все еще регулируется. В Актау также работает мини-НПЗ CASPI BITUM, построенный КМГ и китайской компанией CITIC Kazakhstan, которые в настоящее время совместно осуществляют его эксплуатацию. Это крупное производственное предприятие, на долю которого в 2018 году пришлось 37% совокупного

объема производства дорожного битума в Казахстане.

На настоящий момент в целом выполнены три ключевые задачи модернизации, а именно:

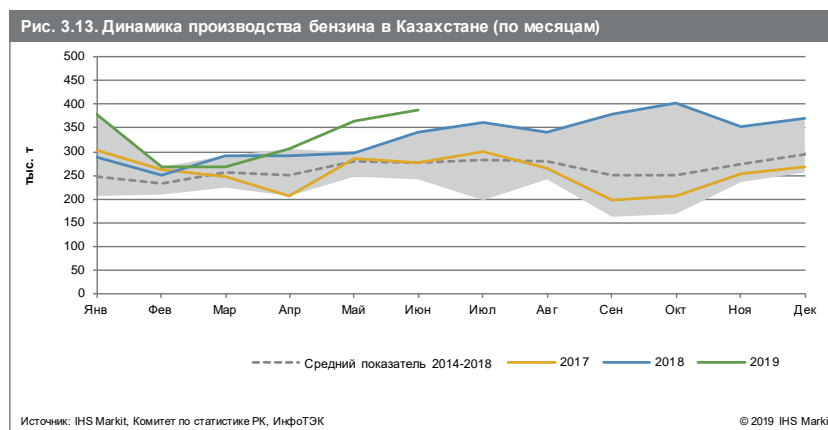
- **Увеличение «глубины» переработки и – как следствие – увеличение доли нефтепродуктов высокого качества в среднем объеме производства НПЗ.** Глубина нефтепереработки на Атырауском НПЗ выросла с 64% до 68% в 2017–2018 гг. и (согласно оценкам) до 85% в начале 2019 года. Аналогичный показатель для Павлодарского НПЗ увеличился с 77% до 79% в 2017–2018 гг. и (согласно оценкам) до 84% в 2019 году. Глубина переработки на Шымкентском НПЗ в 2018 году не изменилась, оставшись на прежнем уровне (74%) – поскольку модернизация была завершена только в четвертом квартале – но в 2019 году ее оценочный показатель составляет 89%. Практическим результатом данных изменений стало заметное увеличение производства бензина в Казахстане (см. Рис. 3.13: «Динамика производства бензина в Казахстане (по месяцам)»).

<sup>20</sup> Более подробная информация о программе модернизации трех НПЗ представлена в Национальном энергетическом докладе за 2017 год (стр. 105-110 [86-90 в версии на английском языке]).

**Таблица 3.5**  
**Производство нефтепродуктов на основных НПЗ Казахстана**  
(Тыс. т)

	<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>
<b>Атырауский НПЗ</b>							
Объем переработки сырья	4 423	4 430	4 920	4 868	4 761	4 724	5 268
Автомобильный бензин	506	505	614	605	643	643	1 191
Дизельное топливо	1 218	1 222	1 344	1 207	1 391	1 356	1 459
Авиационный керосин	56	38	23	21	20	21	41
Бензол	0	0	0	1	7	8	16
Печное топливо	143	124	166	160	68	58	129
Мазут	1 543	1 512	1 510	1 650	1 362	1 495	1 145
Вакуумный газойль	606	652	779	739	842	741	445
Нефтяной кокс	75	95	137	111	121	118	131
СУГ	14	20	28	29	36	39	166
Сера	1	1	2	3	3	2	4
Параксиллол	0	0	0	0	0	0	16
<b>Павлодарский НПЗ</b>							
Объем переработки сырья	5 037	5 010	4 926	4 810	4 590	4 747	5 340
Автомобильный бензин	1 332	1 117	1 259	1 249	1 225	1 281	1 430
Дизельное топливо	1 514	1 473	1 509	1 457	1 524	1 414	1 734
Авиационный керосин	100	133	125	11	0	0	78
Мазут	810	763	668	822	560	600	629
Вакуумный газойль	123	400	192	123	29	128	84
Нефтяной кокс	147	146	152	126	224	185	216
СУГ	244	215	239	263	244	257	310
Сера	24	23	25	30	28	28	41
Битум	186	219	244	246	202	245	294
Печное топливо							38
<b>Шымкентский НПЗ</b>							
Объем переработки сырья	4 754	4 857	5 065	4 493	4 501	4 686	4 733
Автомобильный бензин	1 046	1 038	1 126	988	1 032	1 027	1 332
Дизельное топливо	1 336	1 376	1 346	1 192	1 203	1 209	1 243
Авиационный керосин	275	231	279	254	236	280	270
Мазут	902	968	1 013	889	869	956	826
Вакуумный газойль	798	827	884	827	811	818	462
Нефтяной кокс	146	148	142	113			
СУГ	0	0	0	0	120	97	170
Сера	0	0	0	0	1	1	1

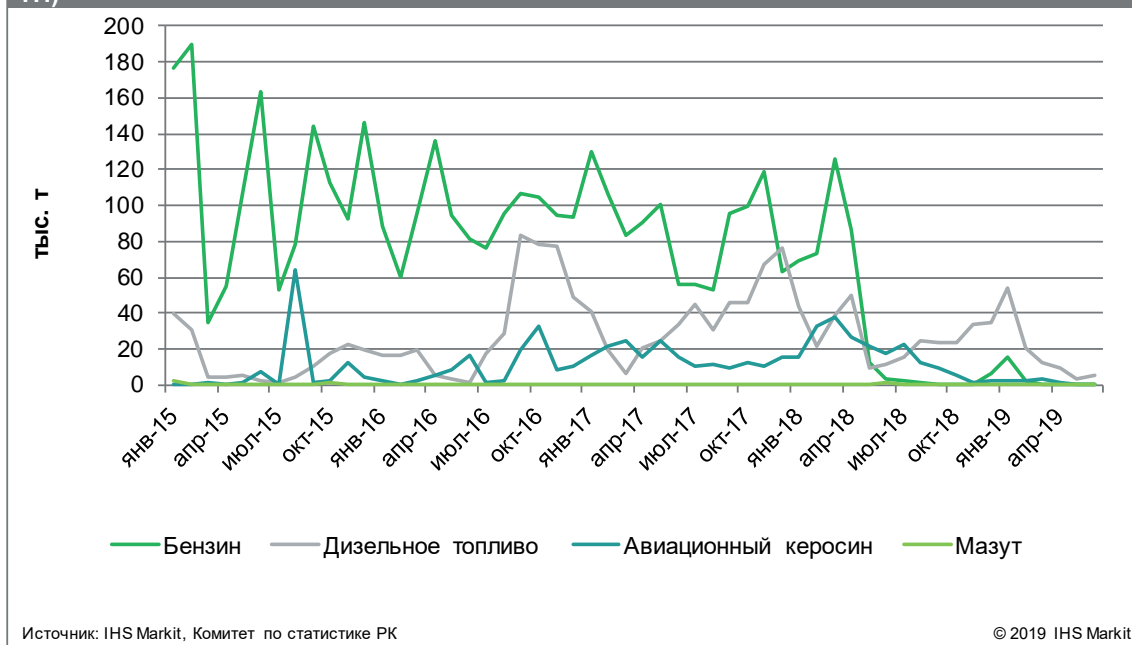
Источник: Министерство энергетики РК



• **Устранение необходимости импорта светлых нефтепродуктов из России.** По мере продвижения программы модернизации происходило поступательное снижение объемов импорта в Казахстан бензина, дизельного топлива и авиационного керосина, поскольку ее реализация способствовала расширению возможностей казахстанских НПЗ по удовлетворению внутреннего спроса на светлые нефтепродукты (см. Рис. 3.14: «Ежемесячные показатели импорта нефтепродуктов в Казахстан»). В

декабре 2018 года Министерство энергетики пришло к выводу, что модернизированные НПЗ смогут покрывать внутренний спрос как минимум до 2030 года. Это заключение соответствует прогнозам текущего базового сценария IHS Markit, согласно которому модернизация сводит на нет необходимость в дополнительных перерабатывающих мощностях до 2030-х годов при умеренных темпах экономического роста на протяжении следующего десятилетия.

Рис. 3.14. Ежемесячные показатели импорта нефтепродуктов в Казахстан (2015-2018 гг.)



• **Приведение качества нефтепродуктов в соответствие с правилами технического регулирования в рамках ЕАЭС.**

Все три НПЗ в настоящее время производят бензин классов К4 и К5 (схожих со стандартами Евро-4 и Евро-5), что соответствует требованиям,

предусмотренным в рамках ЕАЭС.

Тем не менее, перспективы крупномасштабного экспорта светлых нефтепродуктов не представляются многообещающими, несмотря на увеличение объемов производства и модернизацию активов. Основную часть экспорта казахстанских нефтепродуктов по-прежнему составляет мазут – что вполне ожидаемо – но его избыток в стране сократился (см. Рис. 3.15: «Ежемесячные показатели экспорта нефтепродуктов из Казахстана»). Безусловно, в Казахстане теперь вполне возможно образование излишков светлых нефтепродуктов, способных найти региональную рыночную нишу (например, в Кыргызстане), но их

объемы, скорее всего, будут оставаться сравнительно небольшими. Помимо этого, весьма вероятно, что экономика казахстанского экспорта мазута в ближайшей перспективе будет становиться все менее благоприятной в свете введения Международной морской организацией (ИМО) в 2020 году ограничений на содержание серы в бункерном топливе для морских судов, которые предполагают снижение максимально допустимого уровня серы с 3,5% до 0,5% и вводятся в общемировом масштабе. Ожидается, что введение новых правил ИМО приведет к значительному снижению цен на высокосернистый мазут на мировых рынках.



Положения нового Экологического кодекса, вероятно, потребуют от КМГ реализации ряда дополнительных мероприятий по модернизации НПЗ, чтобы обеспечить соответствие требованиям к внедрению наилучших доступных технологий (НДТ) и иным целевым показателям. Основные приоритеты КМГ в сфере нефтепереработки включают инициативы по снятию ограничений и расширению имеющегося потенциала операционных процессов (включая оптимизацию систем хранения и налива), а также повышение уровня автоматизации и цифровизации в целях роста эффективности.

Ключевыми факторами при

составлении нами базового сценария повышения внутреннего спроса стали умеренные темпы экономического роста (средние темпы роста ВВП в период с 2019 г по 2040 г. на уровне 2,8% в год, что приблизительно соответствует предполагаемым среднегодовым темпам роста мирового ВВП), увеличение численности населения и расширение парка транспортных средств. Лидером среди источников повышения спроса станет транспортная сфера – в связи с ростом объема передвижения пассажиров на личном и общественном транспорте, а также грузопотока через Казахстан, что приведет к увеличению потребления бензина, дизельного топлива и

авиационного топлива. При этом, согласно базовому сценарию, в период с 2019 г. по 2040 г. объем переработки на казахстанских НПЗ вырастет на 17,5% до 21 млн. т в год (429 000 барр./сутки).<sup>21</sup>

### 3.6.2. Экономика нефтепереработки в Казахстане

Переоснащение нефтеперерабатывающих заводов позволило улучшить ассортимент выпускаемой в Казахстане продукции и повысить способность страны к самообеспечению, однако НПЗ продолжают функционировать в строго регламентированной рыночной структуре. Большинство аспектов их деятельности по-прежнему определяются правительством, включая совокупный объем переработки, объем выпускаемой продукции и общее распределение нефтепродуктов. С коммерческой точки зрения, основные НПЗ страны в настоящее время работают по схеме процессинга, и хотя она гарантирует высокую маржу нефтепереработки, такая система, по сути, изолирует их от влияния рыночных сил. Основная часть поставляемой на НПЗ сырой нефти и получаемых из нее нефтепродуктов принадлежит добывающим предприятиям КМГ, но при этом ни КМГ, ни другие участники рынка на практике формально не влияют на деятельность по переработке, поскольку первостепенную значимость имеют государственные директивы. В то же самое время, КРЕМиЗК фактически продолжает регулировать внутренние рынки нефтепродуктов, несмотря на официальную либерализацию

практически всех цен (в частности, через контроль над маржой и наложение штрафов на АЗС за «необоснованное» повышение цен).<sup>22</sup>

Текущая политика в области процессинга, внутреннего ценообразования и экспорта-импорта приводит к искажению рынка, которое все в большей мере расходится с тенденциями интеграции в рамках ЕАЭС, причем самую высокую цену за такую политику – из-за упущенных возможностей развития – в конечном итоге может заплатить сам нефтеперерабатывающий сектор Казахстана:

- **Хотя текущая схема процессинга покрывает расходы на модернизацию и обеспечивает НПЗ высокую прибыль, она усложняет задачи обеспечения поставок сырой нефти и дополнительного инвестирования в нефтепереработку в долгосрочной перспективе.**

В соответствии с системой процессинга, с НПЗ работают несколько больших и малых давальцев (поставщиков) нефти: они приобретают нефть у недропользователей, поставляют ее на НПЗ, где происходит ее переработка, а затем продают полученные нефтепродукты. Самый крупный поставщик сырой нефти на казахстанские НПЗ – компания РД КМГ. Она осуществляет поставки нефти напрямую и является собственником полученных из нее нефтепродуктов, которые впоследствии продает. Тариф на переработку не регулируется непосредственно КРЕМиЗК – его устанавливает КМГ по согласованию с Министерством энергетики. В краткосрочной перспективе

<sup>21</sup> См. IHS Markit Strategic Report Eurasian Oil Export Outlook for April 2019 [Стратегический отчет IHS Markit «Евразия: перспективы экспорта нефти – апрель 2019 года»] и IHS Markit Downstream Market Profile, Kazakhstan – Supply & Demand [Справочная информация IHS Markit о рынках нефтепереработки «Казахстан: спрос и предложение»], май 2019 г.

<sup>22</sup> Более подробная информация о ситуации на рынках нефтепродуктов Казахстана и о соответствующей нормативно-правовой базе представлена в Национальном энергетическом докладе за 2015 год (стр. 229-250 [197–216 в версии на английском языке]), Национальном энергетическом докладе за 2017 год (стр. 98-119 [80–97 в версии на английском языке]) и материале IHS Markit Insight, Relief in sight for Kazakhstan's recurring problem of refined product shortages? Completion of refinery modernization program will reduce dependence on Russian imports. [Аналитический отчет IHS Markit «Проблема постоянной нехватки нефтепродуктов в Казахстане решена? Завершение программы модернизации НПЗ снизит зависимость от российского импорта»].

казахстанские НПЗ при этом выигрывают, поскольку размеры тарифа на переработку в 2-3 раза превышают маржу нефтепереработки в Европе или России (см. Таблицу 3.6: «Тарифы на переработку нефти в Казахстане»). Однако длительная эффективность такого подхода сомнительна, учитывая перспективы роста конкуренции со стороны российских НПЗ в рамках ЕАЭС и сложности с обеспечением

необходимых объемов поставок сырой нефти на НПЗ Казахстана. Помимо этого, схема процессинга не стимулирует НПЗ к повышению эффективности работы, и лишает их необходимости (и способности) реагировать на динамику спроса и предложения, поскольку в своей деятельности они просто руководствуются планами производства, установленными Министерством.<sup>23</sup>

Таблица 3.6  
Тарифы на переработку нефти в Казахстане

НПЗ	2015			2016			2017			2018			Изменение в тенге (%), 2015-16 гг.	Изменение в тенге (%), 2016-17 гг.	Изменение в тенге (%), 2017-18 гг.
	тенге/т	долл. США/т	долл. США/барр.	тенге/т	долл. США/т	долл. США/барр.	тенге/т	долл. США/т	долл. США/барр.	тенге/т	долл. США/т	долл. США/барр.			
Атырауский	14 068	63.30	8.33	20 378	59.62	7.85	23 370	71.67	9.43	33 810	98.03	12.90	44.9	14.7	44.7
Павлодарский	10 162	45.72	6.02	14 895	43.58	5.73	15 429	47.32	6.23	17 250	50.01	6.58	46.6	3.6	11.8
Шымкентский	11 454	51.54	6.78	11 454	33.51	4.41	12 809	39.28	5.17	19 579	56.77	7.47	0.0	11.8	52.9

Примечание: Текущая сумма толлингового вознаграждения составляет 37 436 тенге за тонну для Атырауского НПЗ (с 1 августа 2018 года), 19 805 тенге за тонну для Павлодарского НПЗ (с 1 января 2019 года) и 24 750 тенге за тонну для Шымкентского НПЗ (с 1 июля 2019 года). Для пересчета тенге в доллары США используются среднегодовые значения обменного курса. Источник: IHS Markit, НК «КазМунайГаз»

• **Несмотря на официальную либерализацию, по-прежнему присутствует строгий контроль и чрезмерно высокий уровень регулирования розничных цен (как де-факто, так и де-юре).** В Казахстане официально произошла либерализация цен на бензин АИ-92 и АИ-93 (в сентябре 2015 года), а также на дизельное топливо (в июле 2016 года), но сохранилось регулирование розничных цен на бензин АИ-80 (который используется в основном в сельском хозяйстве и больше не производится на трех основных НПЗ).<sup>24</sup> Однако полномасштабное снятие контроля над ценами на практике остается проблематичным. Как и во многих бывших советских республиках, видные политические деятели и широкая общественность Казахстана, по большей части, считают автомобильное топливо товаром первой необходимости («общественным

благоденствием»), полагая, что оно всегда должно быть в наличии в достаточном объеме и по низким ценам – независимо от рыночной ситуации, складывающейся в мире и в регионах. КРЕМИЗК часто штрафует АЗС за «антиконкурентное» ценообразование, когда они переносят на потребителей сумму повышения затрат на приобретение топлива. По сути, посредством штрафов, КРЕМИЗК контролирует и регулирует уровень прибыли от нефтепродуктов, что, как правило, удерживает розничные цены на относительно низком уровне, даже если частные предприятия при этом вынуждены работать в убыток (см. Рис. 3.16: «Разница между розничной и оптовой стоимостью бензина в Казахстане»). Таким образом, несмотря на то, что в 2018 году мировые цены на нефть выросли, внутренние цены на нефтепродукты остались относительно неизменными.<sup>25</sup>

<sup>23</sup> Министерство Энергетики РК считает снижение тарифа на процессинг на данный момент нецелесообразным, так как возврат заемных средств, привлеченных для реконструкции и модернизации отечественных НПЗ и составляющих более 6 млрд. долл. США, осуществляется за счет ставки процессинга и зафиксирован в иностранной валюте.

<sup>24</sup> Планы по либерализации цен на бензин АИ-80 в настоящее время приостановлены, исходя из соображения, что это необходимо для обеспечения сельскохозяйственных предприятий достаточными объемами данного вида топлива.

Рис. 3.16. Разница между розничной и оптовой стоимостью бензина (АИ-92) в Казахстане



Источник: IHS Markit

© 2019 IHS Markit

• **Казахстанские власти по-прежнему самым непосредственным образом продолжают вмешиваться в работу рынка в том, что касается экспорта и импорта нефтепродуктов.** Власти Казахстана продолжают периодически вводить ограничения как на импорт, так и на экспорт отдельных нефтепродуктов. В частности, запрет на импорт бензина вводится для обеспечения приоритетной реализации на внутреннем рынке бензина казахстанского производства по сравнению с импортируемым российским. Так, в августе 2018 года в Казахстане был введен трехмесячный запрет на импорт бензина из России по железной дороге, чтобы позволить

казахстанским НПЗ наращивать производство в отсутствие прямой конкуренции с российским топливом, после чего – в январе 2019 года – был еще раз объявлен такой же запрет сроком на три месяца. Помимо этого, в первой половине 2019 года был запрещен экспорт дизельного топлива в другие страны ЕАЭС с целью предотвращения дефицита и резкого повышения цен (это ограничение было, прежде всего, связано с опасениями, что существенные объемы дизельного топлива казахстанского производства уйдут на реализацию за пределы страны – особенно на приграничные территории – учитывая значительную разницу в ценах на дизельное топливо в России и в Казахстане).

<sup>25</sup> Еще одним осложняющим фактором является то, что КРЕМизК склонен выборочно применять официальную формулу, регулирующую изменение цен. Теоретически, цены, которые в Казахстане остаются регулируемыми, должны устанавливаться в соответствии с утвержденной формулой, однако КРЕМизК нередко игнорирует эту формулу, когда ее применение означает, что цена должна повыситься, но строго соблюдает, когда ее применение приводит к снижению цены.



### 3.7. Основные различия рынков нефти отдельных стран-членов ЕАЭС

При том, что дальнейшая либерализация нефтяных рынков Казахстана оправдана сама по себе, планируемое создание общего рынка нефти ЕАЭС в еще большей степени повышает актуальность такой реформы. В то же время, поскольку крупнейшим игроком среди государств-членов ЕАЭС (с огромным отрывом) является Российская Федерация, она, естественно, будет иметь наибольшее влияние при определении конкретных условий интеграции в рамках Союза. В нижеследующих разделах более подробно рассматриваются ключевые различия между отдельными аспектами нормативно-правового регулирования нефтяной отрасли в Казахстане, России и Кыргызстане, а также проблемы, связанные с интеграцией региональных рынков.<sup>26</sup>

#### 3.7.1. Интеграция с рынками соседних стран в рамках ЕАЭС чрезвычайно важна, но сопряжена с рядом проблем: наглядный пример – цены на нефтепродукты

Существенные различия в масштабах нефтедобывающей отрасли трех рассматриваемых стран обуславливают разную степень их влияния на процесс интеграции в рамках ЕАЭС. Будучи крупнейшим центром добычи и потребления (а также крупнейшим экспортером) нефти среди стран ЕАЭС – причем с большим отрывом – Российская

Федерация, несомненно, будет оказывать преобладающее воздействие на политику нефтяного рынка Союза.

Одной из ключевых областей, где влияние России должно оказаться наиболее существенным (если и когда произойдет интеграция рынка нефти в рамках ЕАЭС), является ценообразование. Соответственно, в таком случае Казахстану придется в большей степени, чем другим странам ЕАЭС, изменить свою ценовую политику, чтобы обеспечить формирование полноценного общего рынка – поскольку из пяти государств-членов ЕАЭС в Казахстане в настоящее время сложились самые низкие розничные цены на бензин и дизельное топливо (см. Рис. 3.17: «Средние розничные цены на бензин АИ-92 в ряде стран ЕАЭС» и Рис. 3.18: «Средние розничные цены на дизельное топливо в ряде стран ЕАЭС»). Особенно бросается в глаза разница между уровнем розничных цен на нефтепродукты в Казахстане и на прилегающей территории России (т.е., в Омской области), которая свидетельствует о том, что в Казахстане фактически до сих пор сохраняется довольно высокая степень регулирования цен – выходящая далеко за пределы, которые считаются необходимыми для защиты интересов потребителей в соседних странах (см. Рис. 3.19: «Розничные цены на нефтепродукты в Казахстане и России (Омская область)»).

<sup>26</sup> Особенности нефтяной отрасли двух других государств-членов ЕАЭС – Беларуси и Армении – в данном случае представляют меньший интерес, поскольку между Казахстаном и этими странами традиционно не ведется торговли сырой нефтью или нефтепродуктами в существенных объемах. Помимо этого, ситуация и развитие событий на рынке Беларуси, как правило, тесно связаны со структурой российского рынка, что связано с преобладанием в стране импорта нефти из России. Тем не менее, результаты недавно состоявшихся казахстанско-белорусских переговоров указывают на то, что в перспективе имеется потенциал для экспорта казахстанской нефти в Беларусь.

Рис. 3.17. Средние розничные цены на бензин АИ-92 в ряде стран ЕАЭС

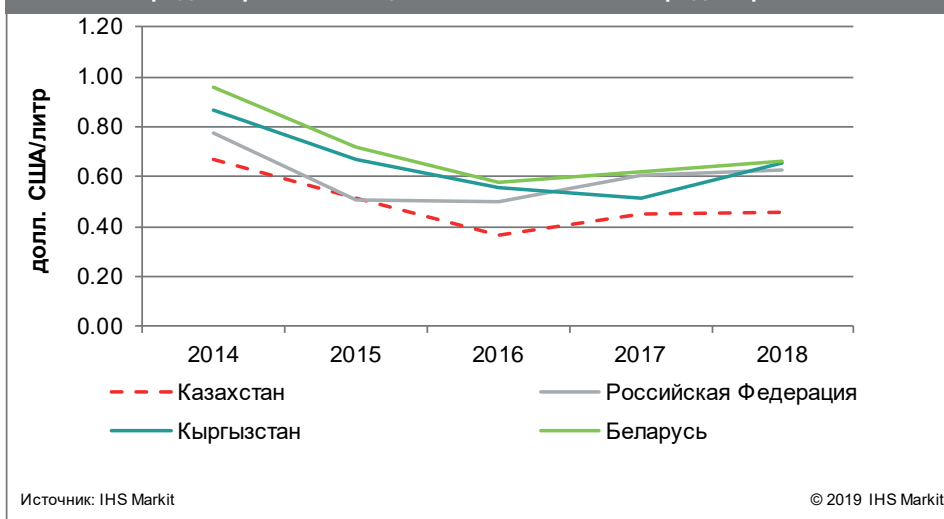


Рис. 3.18. Средние розничные цены на дизельное топливо в ряде стран ЕАЭС

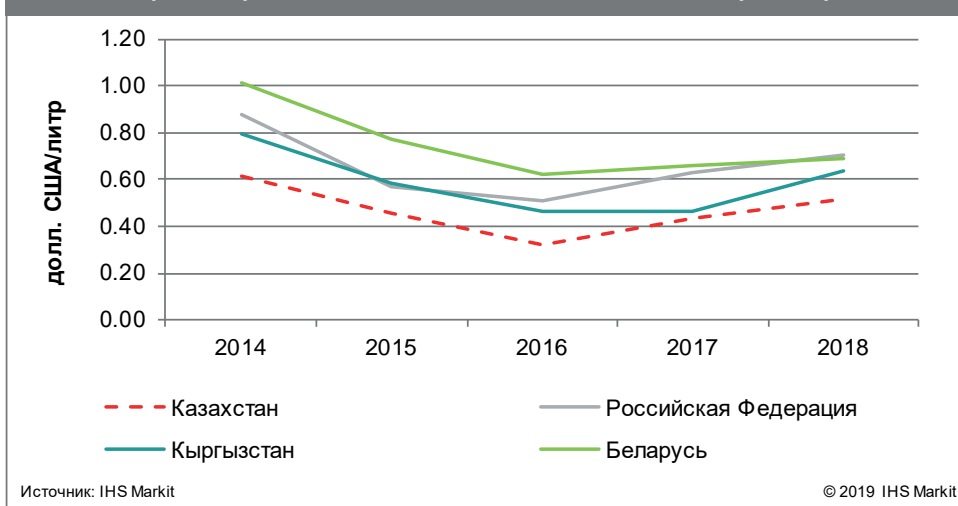


Рис. 3.19. Розничные цены на нефтепродукты в Казахстане и России (Омская область)



Широкий разброс между ценами в Казахстане и других странах ЕАЭС является лишь одним из признаков существующих между ними расхождений в регулировании нефтяной отрасли, но заслуживает особого внимания, учитывая его роль в торговле нефтепродуктами на пространстве предполагаемого общего рынка. В частности, эти ценовые различия в той или иной форме способствуют оттоку казахстанского автомобильного топлива к потребителям соседних государств:

- **Личное пользование.**

Автомобилисты из России и Кыргызстана регулярно пересекают границу, чтобы заправиться сравнительно дешевым казахстанским бензином для личного пользования.

- **Перепродажа.** Другие автомобилисты из соседних государств покупают казахстанский бензин для перепродажи в своих странах, для чего часто устанавливают на автомобилях дополнительные бензобаки.

- **Транзит.** Водители грузовиков, следующие транзитом через территорию Казахстана (например, из Китая в Европу), обычно предпочитают закупать автомобильное топливо для поездок на большие расстояния именно в Казахстане.

Все это зачастую приводит к повышательному давлению на цены в Казахстане, а то и вообще к дефициту предложения – особенно в приграничных регионах – что, в свою очередь, влечет административный запрет на экспорт казахстанских нефтепродуктов. Власти Казахстана также обращались к иным вариантам решения этой проблемы (помимо запретов на экспорт) – в том числе в рамках межправительственных соглашений с Россией и Кыргызстаном, регулирующих торговлю нефтепродуктами. В частности, казахстанские чиновники пытались запретить использование на территории страны транспортных

средств, емкость топливных баков которых превышает объем, предусмотренный номинальными техническими характеристиками изготовителя. Помимо этого, Казахстан в последнее время добивается согласия Кыргызстана на то, чтобы ограничить торговлю нефтепродуктами между двумя странами исключительно железнодорожными маршрутами (стремясь таким образом решить проблему контрабанды нефтепродуктов с использованием автотранспортных средств). Но даже в случае реализации таких «точечных» мер на практике, они, скорее всего, будут иметь лишь очень ограниченный эффект. В отличие от этого, полномасштабная либерализация розничных цен на нефтепродукты в Казахстане просто устранила бы саму причину контрабандной торговли.

### **3.7.2. Российская Федерация Динамика российского баланса нефтепродуктов: увеличение стимулов для экспорта бензина, несмотря на рост конкуренции на традиционных рынках**

После широкомасштабной постсоветской модернизации (которая частично все еще продолжается) российские НПЗ получили возможность выпускать ассортимент продукции, в большей степени соответствующий спросу на внутреннем рынке. Если говорить о динамике баланса нефтепродуктов, то в 2017-2018 гг. объем переработки на российских НПЗ стабилизировался после небольшого спада в 2015-2016 гг., обусловленного сокращением субсидирования в результате налоговой реформы (см. Таблицу 3.7: «Баланс нефтепродуктов в Российской Федерации»). При этом экономика нефтепереработки в России испытывает все более ощутимое давление, связанное с административным ограничением роста цен на внутреннем рынке со стороны российских властей.

**Таблица 3.7**  
**Баланс нефтепродуктов в Российской Федерации**  
(млн. т)

	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>
Объем переработки (совокупный объем производства) НПЗ	289.9	282.4	279.7	279.7	287.0
Бензин	64.5	63.8	65.8	65.6	66.4
Автомобильный	38.3	38.8	40.0	39.2	39.4
Авиационный	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Прочее	26.1	24.9	25.8	26.3	26.9
Дизельное топливо	77.4	76.1	76.4	76.9	77.5
Керосин	11.2	9.7	9.7	11.1	12.7
Мазут (всего)	81.7	73.5	58.5	52.4	47.8
Топочный	80.9	72.1	57.2	51.1	46.4
Флотский	0.7	1.4	1.3	1.3	1.4
Прочее	55.2	59.3	69.4	73.7	82.6
Экспорт нефтепродуктов	164.8	171.5	156.0	148.4	150.1
Бензин	21.1	21.5	23.4	22.5	21.9
Автомобильный	4.2	4.7	5.2	4.3	4.2
Прочее	16.9	16.8	18.1	18.2	17.6
Керосин	0.8	1.1	1.1	0.9	1.2
Дизельное топливо	47.4	51.0	48.6	50.9	54.8
Мазут (топочный и флотский)	81.0	81.0	65.5	54.2	48.2
Прочее	14.5	16.9	17.5	19.8	24.0
Импорт нефтепродуктов	2.0	1.3	0.7	0.7	0.5
Бензин	1.4	0.8	0.2	0.2	0.0
Керосин	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Дизельное топливо	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Мазут (топочный и флотский)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Прочее	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4
Видимое потребление*	127.0	112.2	124.4	132.2	137.5
Бензин	44.8	43.0	42.6	43.2	44.6
Автомобильный	35.6	34.9	34.9	35.1	35.3
Прочее	9.2	8.2	7.6	8.1	9.3
Керосин	10.3	8.7	8.6	10.2	11.5
Дизельное топливо	30.1	25.2	27.8	26.0	22.7
Мазут (топочный и флотский)	0.7	-7.5	-7.0	-1.8	-0.4
Прочее	41.2	42.8	52.4	54.6	59.1

\*Видимое потребление рассчитывается как объем продукции НПЗ (объем переработки за вычетом расчетных потерь НПЗ и потребления на собственные нужды) минус чистый экспорт. В некоторые периоды для определенных видов нефтепродуктов видимое потребление имеет отрицательные значения. Судя по всему, это происходит в результате того, что в показатель экспорта включаются все источники, а в показатель производства в качестве источников включаются только НПЗ и не включаются другие источники (такие как нефтехимические заводы, установки/комплексы фракционирования конденсата и установки стабилизации [нефти] на промысле). Здесь также играют роль изменения в процессе хранения (изменения в запасах). Показатели фактического потребления отдельных видов нефтепродуктов в течение определенных периодов могут существенно различаться.

Источник: IHS Energy, Министерство энергетики РФ, Федеральная служба государственной статистики (Росстат)

В настоящее время в России наблюдается переизбыток бензина (который играет ведущую роль в российском балансе нефтепродуктов в целом). В этой связи НПЗ страны заинтересованы в увеличении поставок данного вида топлива за рубеж. Однако его реализация по основному традиционному каналу

экспорта автомобильного бензина из России – на рынки Центральной Азии и, в частности, в Казахстан – становится более проблематичной в свете модернизации казахстанских НПЗ и образования избыточных объемов предложения казахстанского бензина. Суммарный объем российского экспорта нефтепродуктов в страны Каспийского

региона и Центральной Азии в 2018 году снизился примерно на 25% до 3,6 млн. т (см. Таблицу 3.8: «Экспорт нефтепродуктов из России в страны Центральной Азии»). Это во многом обусловлено сокращением экспорта бензина из России в Казахстан, объем которого в 2018 году упал на 61,5% (до уровня лишь около 400 000 т). Экспорт казахстанского бензина

все более серьезно отражается на позициях бензина, производимого в России. Так, за январь-апрель 2019 года экспорт бензина из Казахстана в Кыргызстан увеличился более чем в три раза (хоть и с изначально невысокого уровня), а экспорт российского бензина в Кыргызстан за тот же период вырос примерно на 24%.

**Таблица 3.8**  
**Экспорт нефтепродуктов из России в страны Центральной Азии**  
(тыс. т)

Страна			Изменение (%)
	2017	2018	2017-2018
Регион в целом	4,845.9	3,637.4	-24.9
Казахстан	2,416.2	1,571.8	-34.9
Кыргызстан	1,294.8	1,297.2	0.2
Узбекистан	866.8	447.3	-48.4
Таджикистан	263.7	317.8	20.5
Туркменистан	4.4	3.3	-25.0

Источник: Argus

Тенденции российской налоговой политики и дополнительной модернизации НПЗ указывают на дальнейшее сокращение объемов производства на российских нефтеперерабатывающих заводах (с увеличением доли светлых нефтепродуктов) после 2020 года. Согласно базовому сценарию, объем переработки на НПЗ России в период с 2019 г. по 2040 г. в совокупности сократится на 19,9% до 230,0 млн. т (4,60 млн. барр./сутки). Это сокращение будет, главным образом, обусловлено спадом экспорта нефтепродуктов – в совокупности на 33,9% до 99,2 млн. т (1,98 млн. барр./сутки), в то время как суммарное внутреннее потребление нефтепродуктов снизится на 4,5% до 131,3 млн. т (2,63 млн. барр./сутки).

**Российский рынок нефти: налоговая реформа 2019-2024 гг., частично обусловленная задачами интеграции в рамках ЕАЭС, привносит новые факторы неопределенности**

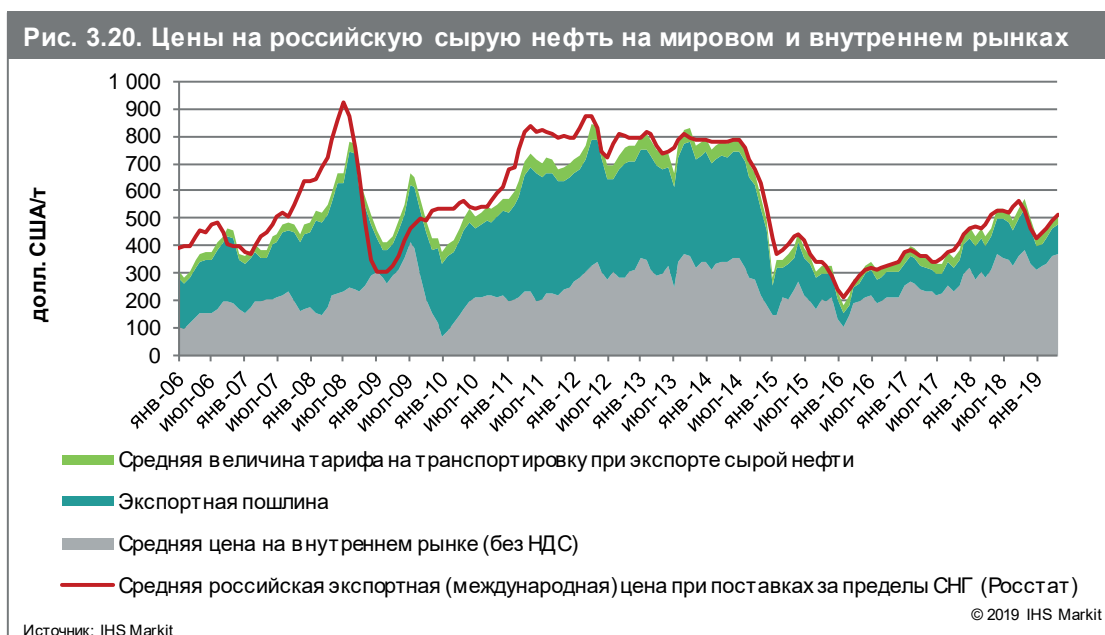
После того как российские власти сняли ограничения предельно допустимого уровня внутренних цен на сырую нефть в 1995 году, они утратили возможность прямого влияния на внутренний рынок сырой нефти, но при этом все же не хотели окончательно отказаться от контроля и полностью положиться на рыночные силы. В результате с тех пор российская политика колеблется между более либеральным и более авторитарным подходами к рынку. Здесь и периодическое использование широкого спектра административных инструментов, включая экспортные пошлины как на сырую нефть, так и на нефтепродукты (которые теперь подлежат постепенной отмене в рамках налогового маневра 2019-2024 гг.), и различные «соглашения» с ведущими российскими компаниями, направленные на ограничение роста внутренних цен на автомобильное топливо (см. ниже).<sup>27</sup>

В отличие от НПЗ Казахстана, российские нефтеперерабатывающие

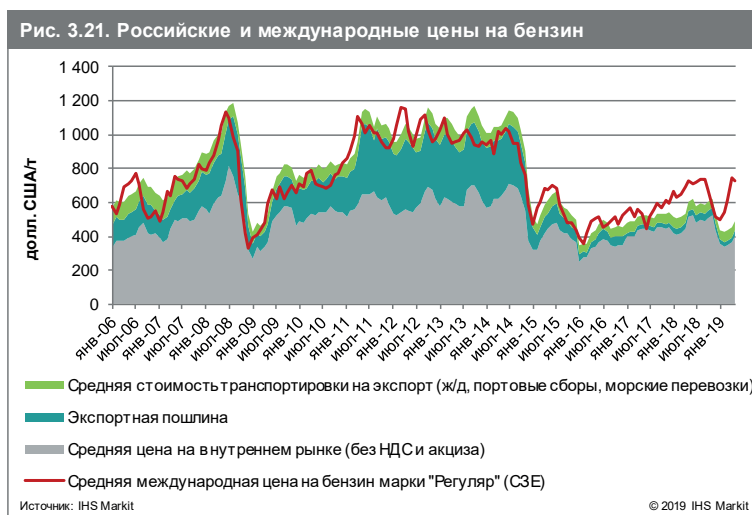
заводы функционируют в целом как коммерческие предприятия, которые покупают сырую нефть и продают произведенную из нее продукцию без заданных для них правительством показателей совокупного объема переработки или производства. Почти все крупные российские НПЗ, на долю которых приходится львиная доля объема переработки в целом по стране, принадлежат той или иной крупной российской вертикально-интегрированной компании (ВИК), но при этом они могут приобретать (и приобретают) сырую нефть из различных источников, а не только у своей компании-владельца – поскольку объемы перерабатывающих мощностей и объемы добычи дочерних компаний ВИК обычно не совпадают.

Российские экспортные пошлины на сырую нефть и нефтепродукты, привязанные к мировым экспортным ценам на нефть (Urals Blend), традиционно играли ключевую роль в определении уровня цен на нефть и нефтепродукты на внутреннем рынке России. Как для российских НПЗ, покупающих сырую нефть, так и для российских потребителей, покупающих

нефтепродукты, цены на внутреннем рынке обычно соответствуют уровню «экспортного нетбека» (экспортной цены на мировом рынке за вычетом экспортной пошлины и транспортных расходов). Иными словами, российская экспортная пошлина создает разрыв между ценами на сырую нефть и нефтепродукты на мировом и на внутреннем рынках. Экспортная пошлина на сырую нефть все это время являлась механизмом, с помощью которого Россия обеспечивала, чтобы поставки нефти шли в первую очередь на НПЗ страны (см. Рис. 3.20: «Цены на российскую сырую нефть на мировом и внутреннем рынках»). Однако российская экспортная пошлина на нефтепродукты в последнее время менее эффективно обеспечивает приоритетность поставок произведенной в стране продукции на внутренний рынок – по крайней мере, в случае с бензином, поскольку внутренние цены на бензин с недавних пор расходятся с уровнем экспортного паритета (см. Рис. 3.21: «Цены на российский автомобильный бензин на мировом и внутреннем рынках»).



<sup>27</sup> См. IHS Markit Insight, Russia's 2019 oil taxation reform: Export duties to be phased out, with major tweaks to all other tax components [Аналитический обзор IHS Markit «Российская реформа налогообложения нефтяной отрасли в 2019 году: поэтапная отмена экспортных пошлин и серьезная корректировка прочих налоговых аспектов»].



Несовпадающие тенденции цен на сырую нефть и на бензин в России в текущем году отчасти являются следствием того, что политика страны в области налогообложения и ценообразования в нефтяной отрасли все еще находится в процессе становления, и, прежде всего, следствием мер правительства по смягчению воздействия на российских потребителей нефтепродуктов текущего пересмотра налогового режима — недавнего «налогового маневра» — путем целого ряда договоренностей с ведущими российскими нефтяными компаниями, направленных на сдерживание роста розничной цены автомобильного топлива.

В 2018 году российские власти завершили работу над изменениями и дополнениями в Налоговый кодекс и законодательство о таможенных тарифах, тем самым заложив основу для целого ряда сопряженных корректировок практически всех налогов нефтяной отрасли в течение следующих пяти лет (т.е. в 2019-2024 гг.). В 2019 году правительство также продолжало вносить поправки в налоговый маневр, пытаясь соблюсти баланс многочисленных и зачастую противоречащих интересов. Внесение существенных «промежуточных

корректировок» в российскую политику налогообложения нефтяной отрасли, скорее всего, будет продолжаться до 2025 года, поскольку неизбежно будут возникать различные проблемы, но общие черты налоговой реформы и ее влияние на нефтяные рынки в целом уже достаточно ясны.

Изменения, происходящие в настоящее время, сводятся, в основном, к продолжению предыдущих реформ, предусматривающих одновременное снижение экспортных пошлин и повышение налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) — с внесением ряда новых существенных изменений, включая постепенную полную отмену экспортных пошлин, как на сырую нефть, так и на нефтепродукты (по крайней мере, если не брать в расчет возможные исключительные обстоятельства).<sup>28</sup>

В целом, налоговая реформа 2019-2024 гг. направлена на минимизацию рисков, связанных с интеграцией в рамках ЕАЭС, рационализацию российского сектора нефтепереработки и обеспечение новых источников доходов для финансирования амбициозных национальных проектов Президента Владимира Путина. Ниже эти задачи раскрываются более подробно.

<sup>28</sup> А именно, текущую предельную ставку экспортной пошлины на сырую нефть в размере 25% (от цены на мировом рынке) планируется ежегодно снижать на 5% в течение следующих пяти лет, чтобы в 2024 году она вышла на нулевой уровень. Экспортные пошлины на нефтепродукты также будут автоматически постепенно сняты, поскольку они привязаны к экспортной пошлине на сырую нефть.

- **Минимизация рисков перенаправления значительных объемов нефти (и связанных с этим доходов) в другие страны ЕАЭС после создания общего рынка.** Срок завершения российской налоговой реформы – накануне запланированной на 2025 год интеграции рынка нефти в рамках ЕАЭС – не является простым совпадением. Без предусмотренной налоговым маневром отмены экспортных пошлин, создание общего рынка ЕАЭС может привести к перенаправлению объемов экспорта российской нефти с маршрутов России (с высокой экспортной пошлиной) на маршруты Беларуси или других государств-членов ЕАЭС (с невысокими или нулевыми пошлинами).

- **Пресечение «конъюнктурной» нефтепереработки с одновременной нейтрализацией влияния результатов реформ на НПЗ, применяющие сложные технологии, и на российских потребителей автомобильного топлива.** Поэтапная отмена экспортных пошлин частично направлена на решение проблемы «конъюнктурной» экспортно-ориентированной нефтепереработки, стимулом для которой является разница между ставками экспортных пошлин на сырую нефть и на нефтепродукты (для последних ставки ниже, и поэтому являются более благоприятными). Российские власти рассчитывают, что применение отрицательных акцизов к закупкам сырой нефти на внутреннем рынке отдельными нефтеперерабатывающими заводами позволит нейтрализовать последствия, связанные с более высокими внутренними ценами на сырую нефть, для относительно высокотехнологичных или модернизируемых НПЗ. В соответствии с новой системой, нефтеперерабатывающие предприятия могут также требовать от правительства частичной компенсации за разницу

между экспортными и внутренними ценами на нефтепродукты, когда цены на внутреннем рынке ниже (за вычетом транспортных расходов и экспортных пошлин), но при обратной ситуации они будут подвергаться дополнительному налогообложению.

- **Обеспечение дополнительных поступлений для финансирования национальных проектов Президента Владимира Путина.** В Указе Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 года, опубликованном после переизбрания Владимира Путина на третий президентский срок (2019–2024 гг.), были сформулированы основные национальные цели и задачи, в целом направленные на вхождение России к 2024 году в число пяти крупнейших экономик мира. Естественно, роль самого крупного потенциального источника финансирования национальных проектов была отведена нефтяной отрасли за счет налоговой реформы (прежде всего, за счет отмены государственного субсидирования менее высокотехнологичных НПЗ и повышения ставки НДС).

Однако пока неясно, до какой степени власти страны будут намерены и далее ограничивать влияние налоговых реформ 2019–2024 гг. на внутренние цены, на нефтепродукты с учетом политической остроты (деликатности) данного вопроса. Предусмотренная отмена экспортных пошлин, вероятнее всего, будет оказывать еще более существенное повышательное давление на российские розничные цены – что, в свою очередь, приведет к снижению спроса на нефтепродукты – особенно в текущих условиях, когда мировые цены на нефть находятся на более высоком уровне и одновременно с этим экспортная пошлина перестает создавать «зазор» между ценами на внешнем и внутреннем рынках. Тем не менее, правительство неоднократно демонстрировало свое стремление



предотвратить резкое повышение розничных цен, и дальнейшее вмешательство государства во внутренний рынок нефтепродуктов – в той или иной форме – остается весьма вероятным, но систематического регулирования цен не ожидается.

Еще одной проблемой, тормозящей прогресс либерализации рынка в России, являются риски для менее крупные НПЗ, применяющие более простые технологии: многие из них испытывают серьезные экономические сложности и в буквальном смысле борются за выживание – особенно после отмены субсидирования в рамках налогового маневра 2019-2024 гг. (хотя нередко у них есть влиятельные покровители в региональном правительстве).<sup>29</sup> В этой связи Россия, как и Казахстан, серьезно обеспокоена потенциальным воздействием активного продвижения по пути либерализации под эгидой ЕАЭС на нефтеперерабатывающую отрасль и, вероятнее всего, будет придерживаться осторожного взвешенного подхода.

### 3.7.3. Кыргызстан

#### **Динамика нефтяного баланса Кыргызстана: сохраняется сильная зависимость от импорта бензина и дизельного топлива**

Кыргызстан добывает гораздо меньше нефти, чем требуется для удовлетворения внутреннего спроса на нефтепродукты, который в 2017-2018 гг. достиг показателя около 1,5 млн. т в год. В 2018 году добыча нефти в стране выросла на 18%, составив около 200 000 т (4000 барр./сутки), и в целом ее объемы, вероятнее всего, останутся небольшими. В более долгосрочной перспективе у Кыргызстана также мало шансов самостоятельно обеспечить сырую нефть в объеме, достаточном для покрытия всех своих нужд, и он

будет вынужден импортировать либо нефтепродукты, либо нефть в качестве сырья для НПЗ.

Базовая проблема нефтеперерабатывающей отрасли Кыргызстана заключается в несоответствии между имеющимися мощностями переработки и видами нефтепродуктов, потребляемых на внутреннем рынке. Хотя в стране было построено несколько небольших НПЗ, в совокупности располагающих достаточной мощностью для полного удовлетворения внутреннего спроса, они остаются недогруженными из-за трудностей с закупкой нефтяного сырья для их эксплуатации. Помимо этого, существующие НПЗ оснащены относительно простыми технологиями и располагают ограниченными возможностями вторичной переработки, в связи с чем не производят высококачественной продукции, пользующейся спросом на внутреннем рынке.<sup>30</sup> В результате Кыргызстан по-прежнему испытывает высокую потребность в импорте нефтепродуктов (которые в настоящее время поступают в основном из России) для удовлетворения внутреннего спроса. Россия обязалась беспроцентно поставить в Кыргызстан 1 млн. т нефтепродуктов в 2019 году (в том же объеме, как и в 2018 году), что достаточно для полного удовлетворения спроса в стране с учетом производства на местных НПЗ.

За период с 2014 г. по 2017 г. Кыргызстану удалось в несколько раз повысить производство бензина – до уровня около 235 000 т (см. Таблицу 3.9. «Баланс бензина в Кыргызстане»). Но это все же гораздо ниже уровня спроса на внутреннем рынке.

В 2017 году потребление автомобильного бензина и дизельного топлива в Кыргызстане составило

<sup>29</sup> При этом российские мини-НПЗ, расположенные относительно близко к экспортным рынкам, напротив, продолжают процветать, благодаря сравнительно низкому уровню транспортных расходов.

<sup>30</sup> См. IHS Markit Insight Kyrgyzstan's Refined Product Needs Still Met Mainly with Imports Despite Buildup of Refining Capacity [Аналитический обзор IHS Markit «Несмотря на наращивание перерабатывающих мощностей, спрос на нефтепродукты в Кыргызстане по-прежнему удовлетворяется в основном за счет импорта»], март 2016 г.

около 692 000 т и 620 000 т, соответственно, а спрос на мазут составил около 115 000 т. Судя по имеющимся частичным данным за 2018 год, уровень спроса на бензин в 2018 году остался практически неизменным.

Так, производство бензина в 2018 году, согласно оценкам, составило 237 000 т, а его импорт, по отчетным данным – 426 000 т, следовательно, совокупный спрос находился на уровне порядка 663 000 т.

**Таблица 3.9**  
**Баланс автомобильного бензина в Кыргызстане**  
(тыс. т)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Производство	15.3	15.5	10.5	9.0	65.2	115.1	171.3	234.8	237.0
Импорт	423.8	558.7	908.3	802	618.4	625.3	532.9	468.5	426.0
Внутреннее потребление	433.2	589.6	872.3	804.5	652.0	689.7	739.0	691.5	663.0
Потери	1.6	1.0	13	0.6	0.8	0.8	0.6	0.6	
Экспорт	1.8	10.4	4.5	17.0	24.8	31.8	6.8	6.6	
Оставшиеся запасы (на складах) в конце года	62.7	37.3	66.4	55.2	61.2	79.3	37.0	41.6	

Примечание: За 2018 год приведены предварительные расчетные данные.  
Источник: Национальный комитет статистики Кыргызской Республики.

**Нефтяной рынок Кыргызстана: приемлемый уровень либерализации** Согласно условиям, действующим в ЕАЭС, к которому Кыргызстан присоединился в 2015 году, нефтепродукты, импортируемые из других стран-членов Союза, не облагаются экспортными пошлинами, но в настоящее время торговля нефтепродуктами в рамках ЕАЭС по-прежнему остается исключительно двусторонней. Это в большей степени благоприятствует импорту нефтепродуктов по сравнению с сырой нефтью, хотя в конечном итоге планируется отмена всех экспортных пошлин (однако, вероятно, это произойдет не ранее 2025 года).

На протяжении многих лет Россия не взимала экспортную пошлину с поставок нефтепродуктов в Кыргызстан в соответствии с двусторонним соглашением о свободной торговле от 1992 года. Однако в мае 2010 года она начала облагать экспортными пошлинами свои нефтепродукты, поставляемые в Кыргызстан (а также в Таджикистан). Тем не менее, начиная с

2011 года, Россия вновь приостановила взимание экспортных пошлин, после того как две страны достигли ряда стратегических соглашений, в том числе о приобретении российскими компаниями контрольных пакетов акций завода по производству торпед «Дастан» и «Газпром» – компании «Кыргызгаз», а также о списании государственного долга Кыргызстана перед Россией.

Рынок нефтепродуктов в Кыргызстане (поскольку основная часть их предложения на нем приходится на российский импорт) в настоящее время либерализован в гораздо большей степени, чем в Казахстане, и ценовые тенденции на нем, как правило, следуют за российской ценовой динамикой. При этом случалось, что власти Кыргызстана рассматривали возможность возврата к регулированию цен.

В последнее время все более остро встает проблема нелегального ввоза в Кыргызстан казахстанских нефтепродуктов (в обход официальных таможенных каналов). На текущий момент его объемы оцениваются в 250

000–300 000 т в год, что составляет около 20% от совокупного объема рынка в Кыргызстане и выливается для правительства страны в упущенную выручку в размере 3 млрд. киргизских сомов в год (более 40 млн. долл. США). Маловероятно, что властям Казахстана

и Кыргызстана удастся полностью пресечь несанкционированную торговлю нефтепродуктами, пока цены на них в Казахстане остаются существенно ниже, чем в Кыргызстане – даже если состоится подписание межправительственного соглашения.

### **3.8. Влияние нормативно-правовой базы ЕАЭС на нефтяную отрасль Казахстана и других входящих в Союз государств**

Одна из основных проблем интеграции Казахстана в ЕАЭС заключается в отсутствии взаимодополняемости между экономиками Казахстана и России (самой мощной экономической державы и самого значимого члена Союза). И Казахстан, и Россия являются крупными добывающими государствами и экспортерами углеводородов. Чрезвычайно важное значение для обеих стран имеет экспорт сырьевых товаров, которые идут в основном на мировые рынки, а не в другие страны ЕАЭС. В отличие от этого, основой экономики, например, Беларуси является главным образом обрабатывающая промышленность, и производимая продукция по большей части продается в Россию. При этом Беларусь импортирует сырье – опять же из России – так что структура ее торговли в большей степени ориентирована на экономическое пространство бывшего СССР. Аналогичным образом, Кыргызстан в значительной мере нуждается в импорте российских нефтепродуктов, а его собственные объемы добычи и экспорта углеводородов незначительны. Таким образом, процесс гармонизации с Россией будет более затруднительным для Казахстана, чем для стран-членов ЕАЭС, которые в основном или полностью являются импортерами энергоресурсов (таких как Армения,

Беларусь, Кыргызстан), поскольку их деятельность уже во многом согласована с российской общей практикой.

В соответствии со статьей 84 Договора о ЕАЭС, создание общих рынков нефти и нефтепродуктов Союза предусматривается в три этапа. Первый этап, предполагающий разработку и утверждение программы формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС, был завершен в декабре 2018 года формальным утверждением программы Высшим Евразийским экономическим советом (в состав которого входят лидеры пяти государств-членов ЕАЭС).<sup>31</sup> На втором этапе (до 2023 года) планируется выполнение предусмотренных вышеупомянутой программой мероприятий, включая разработку единых правил доступа к системам транспортировки нефти и нефтепродуктов, расположенных на территории государств-членов. На третьем этапе (до 2024 г.) будет завершено формирование общих рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС (которые начнут работу с 1 января 2025 г.).<sup>32</sup>

Основные принципы формирования рынков нефти и нефтепродуктов предусматривают рыночное ценообразование; обеспечение добро-совестной конкуренции; устранение

<sup>31</sup> [https://docs.eaeunion.org/docs/ru-ru/01420205/scd\\_07122018\\_23](https://docs.eaeunion.org/docs/ru-ru/01420205/scd_07122018_23)

<sup>32</sup> См. IHS Markit Insight, The Eurasian Economic Union and Kazakhstan's Domestic Oil and Gas Markets, March 2018 [Аналитический обзор IHS Markit «Евразийский экономический союз и внутренние рынки нефти и газа Казахстана»], март 2018 г.

технических, административных и иных препятствий торговле нефтью и нефтепродуктами, а также соответствующим оборудованием, технологиями и услугами. Помимо этого, они предполагают обеспечение недискриминационных условий для хозяйствующих субъектов государств-членов, гармонизацию норм и правил функционирования технологической и коммерческой инфраструктуры, а также введение единых стандартов для нефти и нефтепродуктов.

При формировании общего рынка нефти и нефтепродуктов одним из главных приоритетов является взаимовыгодное и равноправное сотрудничество государств-членов.

Страны ЕАЭС договорились предоставлять равный доступ к инфраструктуре транспортировки нефти и нефтепродуктов всем компаниям, сохраняя существующие транзитные схемы, сформировавшиеся после распада СССР. Одним из заявленных принципов общего рынка нефти и нефтепродуктов ЕАЭС является соблюдение баланса экономических интересов его субъектов, включая интересы естественных монополий, оказывающих услуги по транспортировке. Транспортировке нефти и нефтепродуктов для удовлетворения внутреннего спроса государств-членов ЕАЭС отдается приоритет по сравнению с экспортными поставками. Предполагается, что тарифы на транспортировку будут устанавливаться каждой страной самостоятельно, но при этом уровень тарифов для компаний других государств-членов не должен превышать тарифы для национальных хозяйствующих субъектов (однако, по усмотрению государства, он может

быть ниже). Тем не менее, уже сейчас возникают противоречия между поставленными целями и реальностью на фоне разногласий в отношении тарифов на транспортировку по нефтепроводам.<sup>33</sup>

Государства-участники договорились отказаться от количественных ограничений или экспортных пошлин (равно как и от других видов таможенных пошлин, налогов и сборов) во взаимной торговле. Экспортные и таможенные пошлины, взимаемые с нефти и нефтепродуктов за пределами ЕАЭС, регулируются отдельными соглашениями.

Взаимная торговля нефтью и нефтепродуктами между участниками рынка будет осуществляться по двусторонним договорам или через биржевую торговлю. Концепция общих рынков нефти и нефтепродуктов предполагает ценообразование на рыночной основе. Однако она также предусматривает, что при этом должны учитываться механизмы ценообразования, существующие на рынках государств-членов, а также этапы формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС. В то же самое время, по всем текущим признакам, развитие инфраструктуры биржевой торговли остается слабым, а объемы торгов невелики – таким образом, можно сделать вывод, что на протяжении некоторого времени на общих рынках будут все так же преобладать двусторонние соглашения и договоры между отдельными странами ЕАЭС.

Прогресс интеграции рынков нефти и нефтепродуктов в настоящее время находится под угрозой из-за обострения напряженности в отношениях между

<sup>33</sup> Согласно договоренности между странами ЕАЭС, принципы, установленные для внутренних рынков нефти и нефтепродуктов, не распространяются на правовые отношения в рамках уже существующих межправительственных соглашений касательно трансграничных трубопроводов.

Россией и Беларусью, причиной которой послужил план России по поэтапной отмене экспортных пошлин в рамках проводимого в стране налогового маневра, что имеет негативные последствия для Беларуси.<sup>34</sup> В итоге обе стороны зашли в тупик, так и не придя к соглашению относительно возможного механизма компенсации, а также относительно целого ряда других

проблемных моментов двусторонней торговли. Одним из признаков того, что создавшаяся тупиковая ситуация отразится на процессе интеграции в ЕАЭС, стали последовавшие действия Беларуси, которая недавно начала лоббировать изменение правил Союза, регулирующих принятие решений Межправительственным советом ЕАЭС.

### 3.9. Рекомендации в отношении нефтяной политики Казахстана с учетом задач интеграции в рамках ЕАЭС

Сроки окончательной интеграции нефтяных рынков в рамках ЕАЭС остаются крайне неопределенными, несмотря на официальный план ее реализации к 2025 году. Учитывая, что две крупнейшие державы Союза (Казахстан и Россия) проявляют осторожность, не обнаруживая активного стремления к быстрой интеграции, на рынке нефтепродуктов ЕАЭС в целом, вероятнее всего, сохранится административное управление с некоторыми элементами свободного общего рынка там, где это будет всех устраивать.

Тем не менее, процесс интеграции в рамках ЕАЭС был запущен, и это создает немалые сложности – а также возможности – для Казахстана, где сохраняется высокая степень регулирования в секторе переработки и сбыта, несмотря на номинальную либерализацию розничных цен на ряд нефтепродуктов (бензин и дизельное топливо). В этой связи следует отметить, что реформы, которые требуются для успешного формирования общего рынка ЕАЭС, как правило, также являются необходимым условием для привлечения важных инвестиций и повышения эффективности нефтяной отрасли, и поэтому их реализация

обычно имеет смысл уже сама по себе.

Как показывает история Европейского Союза, региональная интеграция наиболее эффективна при либерализации государствами-членами как внутренней политики, так и схем трансграничного взаимодействия. Таким образом, исходя из членства в ЕАЭС, Казахстану (как и другим странам Союза) следует вводить рыночные механизмы и воздерживаться от административных ограничений в отношении производства, распределения и сбыта нефтепродуктов. И хотя такая либерализация может привести к возникновению политических проблем в странах, где население привыкло к дешевизне энергоресурсов, риски, возникающие в случае, если продолжать придерживаться старых подходов, все же гораздо выше.

При том, что решение о сути и специфике любых новых реформ, безусловно, является прерогативой правительства Республики Казахстан, специалисты IHS Markit определили ряд общих политических подходов, которые позволят стране успешно осуществить гармонизацию нормативно-правовых аспектов нефтяного

<sup>34</sup> В настоящее время российская сырая нефть поступает на белорусские НПЗ на беспошлинной основе, а Беларусь взимает экспортную пошлину при продаже полученных из нее нефтепродуктов на международных рынках. Минск требует компенсации за вносимые Россией изменения, утверждая, что упущенная прибыль Беларуси в результате отмены пошлин составит порядка 11 млрд. долл. США (за шестилетний период).

рынка с другими странами ЕАЭС в ближайшей перспективе, одновременно оптимизировав систему поставок нефти и ценовую надежность, а также улучшив общий инвестиционный климат в нефтяной отрасли. В этой связи мы рекомендуем:

- **Позволить ценам на сырую нефть на внутреннем рынке подняться до уровня экспортного паритета («нетбэк»).** В результате у нефтедобывающих компаний появится достаточный стимул для поставок нефти на НПЗ страны. Учитывая имеющийся у Казахстана избыток экспортных мощностей сырой нефти, не составит труда найти рентабельные экспортные каналы для дополнительных объемов добычи, одновременно позволив реализовывать нефть на внутреннем рынке по ценам на уровне экспортного нетбэка (цена на международном рынке за вычетом расходов на транспортировку, страхование и налив, а также экспортных пошлин).

- **Осуществить поэтапное снижение тарифа на процессинг для НПЗ и полностью отказаться от системы процессинга к середине 2020-х годов.** Фактически нефтеперерабатывающие заводы должны работать как коммерческие предприятия, которые покупают сырую нефть и продают производимую из нее продукцию, самостоятельно принимая бизнес-решения и зарабатывая на марже – как это происходит в других странах. Из этой политики также логически вытекает параллельное свертывание роли Министерства энергетики в определении конкретных объемов производства для НПЗ (трех основных, а также более мелких, производящих отдельные виды продукции – в частности, битум).

- **Пойти на полномасштабную либерализацию внутренних цен на нефтепродукты, чтобы розничные цены на них могли свободно подняться до среднего уровня цен на рынках стран ЕАЭС.** Это означает официальное снятие контроля с цен на бензин АИ-80 и прекращение фактически продолжающегося регулирования цен на другие нефтепродукты (в частности, в виде наложения небесспорных штрафов на АЗС на основании признания их цен завышенными «антиконкурентными»). Компенсировать повышение розничных цен потребителям автомобильного топлива можно за счет пропорционального снижения ставки налога на транспорт.

- **Согласовать ставки акцизов с российскими в рамках единого экономического пространства.** Помимо гармонизации цен, в конечном итоге Казахстану необходимо будет привести в соответствие с российскими и налогами нефтеперерабатывающей отрасли, чтобы минимизировать риск существенного разброса цен на рынках конечного потребления и связанных с этим осложнений, которые упоминались выше.

- **Свести к минимуму ограничения на импорт и экспорт нефтепродуктов.** В целях обеспечения эффективного действия рыночных сил внутри страны правительству необходимо строго ограничить практику периодических запретов на экспорт и импорт нефтепродуктов случаями, когда это необходимо по соображениям государственной безопасности, как предусмотрено законодательством Республики Казахстан и ЕАЭС.

## Комментарии Ассоциации KAZENERGY

Ассоциация KAZENERGY, в целом разделяя подходы IHS Markit в отношении долгосрочной перспективы развития отрасли (после 2025 года), констатирует преждевременность некоторых рекомендаций применительно к текущей ситуации:

### • Экспортный паритет по нефти

На текущий момент никаких законодательных ограничений по ценообразованию на нефть на внутреннем рынке по цене экспортного нетбэка не существует. Однако фактически сырая нефть приобретает нефтеперерабатывающими заводами со значительной скидкой в целях недопущения роста розничных цен на нефтепродукты (и то же самое можно сказать о приобретении нефтепродуктов у НПЗ в рамках схемы процессинга). Тем не менее, полноценный переход на экспортный паритет в обозримом будущем неизбежен и является существенным шагом в сторону либерализации рынка ГСМ. Однако данный процесс требует постепенного и поэтапного перехода. В качестве первого шага этого перехода видится отмена НДС при поставках сырой нефти на внутренний рынок с перераспределением выпадающей налоговой нагрузки по нему на НДС по экспортным объемам нефти за счет соответствующего повышения последнего (предполагаемая «цена вопроса» – порядка 60 млрд. тенге или 154 млн. долл. США в год).

### • Снижение тарифа на процессинг

Снижение тарифа на процессинг невозможно осуществить одномоментно и сразу для всех заводов.

Действующий тариф утвержден в рамках соответствующих инвестиционных программ НПЗ, с учетом полученных займов на модернизацию. Соответственно, по мере погашения долга планируется снижение размера тарифа на процессинг.

### • Цены на нефтепродукты

Ввиду значительного отрыва ценовой составляющей на светлые нефтепродукты (в особенности по АИ-92) в России и Кыргызстане по сравнению с РК, происходит несанкционированный переток светлых нефтепродуктов в приграничные с указанными странами регионы. Так, разница на текущий момент по АИ-92 составляет около 80 тенге/литр (0,22 долл. США/литр). Более того, вывезенное топливо из РК в РФ участвует в потреблении и балансе РФ, а значит повышает объемы потенциального экспорта казахстанского топлива из РФ, с уплатой соответствующей таможенной пошлины.<sup>35</sup>

Несмотря на проведенную модернизацию отечественных НПЗ и полное покрытие потребностей РК (в бензине, а затем и в авиационном керосине), неизменно существует риск возникновения дефицита топлива в РК (объемы «серого» вывоза оцениваются в 0,5-1 млн. т топлива в год).

Меры, принимаемые государством (такие как создание специальных таможенных постов для пресечения несанкционированного вывоза автомобильного топлива и контроль на АЗС) имеют точечный характер и не способны кардинально изменить ситуацию. Необходимо экономическими мерами обеспечить паритет цен в РК и РФ. Однако, учитывая, что это остро социальный вопрос, необходимо подходить поэтапно и

<sup>35</sup> С точки зрения IHS Markit, такой потенциал довольно ограничен. В 2018 году Россия экспортировала 150,1 млн. т нефтепродуктов, а Казахстан экспортировал в Россию только 111 100 т нефтепродуктов. Таким образом, российский импорт казахстанских нефтепродуктов составлял лишь 0,1% российского экспорта.

взвешенно, с учетом интересов всех участников рынка, в первую очередь потребителей в лице населения. Наиболее приемлемым инструментом синхронизации розничных цен на ГСМ являются фискальные – а именно, акцизы – а также либерализация торговли. На сегодняшний день ставка акциза в РК по опту для автомобильного бензина составляет 10 500 тенге/т (27,3 долл. США/т), а по рознице – 500 тенге/т (1,3 долл. США/т), что в совокупности составляет от 1/6 до 1/7 от аналогичного показателя в России (189 долл. США/т).<sup>36</sup>

Другими словами, рост розничной цены на ГСМ в РК будет обеспечен в основном за счет роста налогообложения, без какого-либо существенного увеличения цены базисного сырьевого товара и маржи субъектов рынка нефтепродуктов – недропользователей, НПЗ, трейдеров, распределительных компаний и АЗС. Предполагаемое увеличение поступлений в бюджет по акцизам можно компенсировать населению через уменьшение социально облагаемых налогов в целях увеличения фактического размера (чистой суммы) заработных плат, а также через отмену налога на транспорт.

<sup>36</sup> В пересчете на литры совокупный акцизный налог на бензин в Казахстане составляет 0,02 долл. США за литр, а в России – 0,14 долл. США за литр.





## 4. РЫНОК ПРИРОДНОГО ГАЗА В КАЗАХСТАНЕ И СЛОЖНОСТИ ГАЗИФИКАЦИИ

4.1. Ключевые моменты

4.2. Добыча, потребление и  
торговля

4.3. Основные цели  
государственной политики  
газификации

4.4. Внутреннее потребление  
газа: текущая ситуация и  
перспективы

4.5. Ценовая политика и ее роль

4.6. Общий рынок газа ЕАЭС и  
проблемы гармонизации

4.7. Рекомендации

## 4. РЫНОК ПРИРОДНОГО ГАЗА В КАЗАХСТАНЕ И СЛОЖНОСТИ ГАЗИФИКАЦИИ

Одной из основных целей правительства Республики Казахстан в сфере энергетики является масштабная газификация с расширением использования потенциально избыточных (и относительно экологически чистых) газовых ресурсов страны в электроэнергетике, промышленности и жилом секторе. Однако имеется целый ряд структурных, нормативных и ценовых препятствий, затрудняющих быстрое наращивание доли газа во внутреннем потреблении энергоресурсов. Помимо этого, создание общего рынка газа Евразийского экономического союза (ЕАЭС) в 2025 году еще в большей мере осложняет ситуацию и требует, чтобы развитие рынка газа во многом шло вразрез с предпочтительным

вектором внутренней социальной политики Казахстана. Настоящая глава посвящена анализу текущей ситуации и потенциальных перспектив в области добычи, потребления и торговой реализации природного газа в Казахстане, включая существующие механизмы регулирования и ценообразования. Помимо этого, в ней приводятся рекомендации, которые позволят Республике Казахстан более гармонично осуществить интеграцию в структуру общего рынка ЕАЭС, а также выполнить собственные приоритетные задачи внутренней политики и Парижского соглашения по климату в части увеличения использования природного газа в экономике страны.

### 4.1. Ключевые моменты

- Низкие цены, выплачиваемые добывающим попутный газ предприятиям, которые устанавливаются государственной компанией «КазТрансГаз» (КТГ), наряду с низкими ценами для конечных потребителей, которые устанавливаются Комитетом по регулированию естественных монополий, защите конкуренции и прав потребителей Министерства национальной экономики Республики Казахстан (КРЕМиЭК), ставят под угрозу реализацию задач газификации в стране, делая невыгодной добычу коммерческого газа и не способствуя его эффективному использованию со стороны потребителей.

- Ожидается, что в Казахстане будет складываться все более напряженная ситуация с предложением газа. Согласно прогнозам, в ближайшие годы коммерческие объемы добычи будут расти очень незначительно, а внутреннее потребление должно

увеличиваться более активно. В связи с ограниченностью предложения коммерческого газа Казахстану придется делать непростой выбор между наращиванием экспорта в Китай (в объеме до 10 млрд. м<sup>3</sup> в год в 2019-2023 гг.) и расширением использования газа на внутреннем рынке. Отсутствие изменений в текущей ценовой политике способно негативно отразиться на реализации одной или обеих из вышеуказанных целей: в начале 2020-х гг. экспорт газа из Казахстана в Китай может начать снижаться, и может сложиться дефицит предложения коммерческих объемов газа для поставок в южные регионы страны.

- То, как именно ситуация сложится на самом деле, будет иметь чрезвычайно важное значение для КТГ, поскольку в последние годы экспортная выручка компании позволяет ей компенсировать финансовые убытки, которые она несет при поставках газа на внутренний

рынок по низким ценам (при том, что она осуществляет развитие внутренней газораспределительной инфраструктуры).

- Искусственно заниженный уровень внутренних цен также затруднит для Казахстана задачу ценовой гармонизации с Россией в ходе подготовки к старту работы единого рынка газа ЕАЭС (намеченному на 2025 г.). Чтобы привести цены на газ для промышленных потребителей в добывающем регионе на западе Казахстана (Атырауская область) с ценами Ямало-Ненецкого автономного округа России (где также ведется добыча газа), потребуется их ежегодное повышение на 13% в период с 2020 г. по 2025 г.

- Более постепенное, поэтапное повышение цен – как для производителей, так и для конечных потребителей – позволит несколько сгладить переход к новой системе, однако неясно, насколько власти готовы к тому, чтобы донести до потребителей идею важности и необходимости повышения цен. Из-за устоявшегося твердого убеждения в том, что снабжение энергоресурсами – это право, которое государство должно гарантировать всем, Казахстан выделяется среди других стран мира чрезвычайно низким уровнем цен на энергоносители. Среднестатистический житель большинства казахстанских областей тратит на оплату газа, электроэнергии и прочих коммунальных услуг лишь около 3% семейного дохода – что гораздо меньше аналогичного показателя не только развитых стран, но и схожих развивающихся стран с низким уровнем доходов (таких как Азербайджан и Турция).

- Себестоимость добычи природного газа в Казахстане намного выше, чем угля, и поэтому для содействия использованию газа в электроэнергетике требуется внести коррективы в механизмы рынка

электроэнергии. Такие меры могут включать повышение цен на уголь для потребителей с учетом стоимости выбросов CO<sub>2</sub> (в рамках механизма торговли квотами) либо специальные фиксированные тарифы либо тарифы на мощность для газовых электростанций. С политической точки зрения, это является непростым шагом, поскольку может привести к существенному росту стоимости электроэнергии для потребителей Казахстана и, возможно, даже отрицательно скажется на конкурентоспособности экспорта полезных ископаемых (таких как медь, хром, железная руда и другие металлы).

- Тем не менее, больше нельзя игнорировать необходимость проведения самой серьезной политики по предотвращению выбросов, связанных с использованием угля. Новый Экологический кодекс, проект которого был представлен на рассмотрение в июле 2019 года и в настоящее время находится на обсуждении, в основном по-прежнему предполагает применение взысканий как средства борьбы с выбросами, включая сжигание попутного газа (даже в чрезвычайных обстоятельствах), которые нацелены, прежде всего, на нефтегазовые компании, в то время как в отношении выбросов от использования угля предусмотрены сравнительно менее жесткие меры. В отношении факельного сжигания газа также действует плата за выбросы по ставке в разы выше, чем для других видов стационарных источников, особенно с учетом штрафов. Такой подход, по существу, игнорирует проблему крупнейших источников выбросов CO<sub>2</sub> (угольных электростанций), одновременно предусматривая чрезмерно строгие взыскания для предприятий нефтегазовой отрасли, которые уже сократили объемы факельного сжигания до минимальных уровней. Это не способствует повышению уровня общей инвестиционной привлекательности

Казахстана, увеличению имеющихся в наличии коммерческих объемов газа, а также – что самое важное – выходу Казахстана на целевые показатели в рамках Парижского соглашения.

- Расширение использования газа вместо угля при выработке электроэнергии важно не только по экологическим соображениям (особенно в том, что касается качества воздуха в городах), но и из-за того, что в Казахстане наблюдается нехватка маневренных мощностей производства электроэнергии, позволяющих быстро реагировать на изменения в спросе (и в будущем потребность в них только возрастет).

- Как уже отмечалось в Национальном энергетическом докладе KAZENERGY за 2017 год, масштабный переход с угля на газ в экономике, а также повышение энергоэффективности и дальнейшее наращивание использования возобновляемых источников энергии являются важнейшими факторами, позволяющими Казахстану полностью выйти на безусловный целевой показатель сокращения выбросов (15% от уровня 1990 г. к 2030 г.) в рамках Парижского соглашения. Более того, такие изменения способны помочь стране пройти половину пути к достижению более высокого – условного – целевого показателя (25%).

## 4.2. Добыча, потребление и торговля

### 4.2.1. Добыча

В последние годы наблюдается довольно активный рост валовой добычи природного газа: в 2018 году ее объемы повысились на 4,8% после значительного увеличения (на 13,4%) в 2017 году, что было в основном обусловлено наращиванием добычи на месторождении Кашаган. Коммерческие объемы добычи (валовая добыча за вычетом обратной закачки) в Казахстане также растут. В 2018 году совокупный показатель в целом по стране составил около 36,4 млрд. м<sup>3</sup>, что на 10% выше, чем в 2017 году (см. Таблицу 4.1. «Баланс природного газа в Казахстане (2010-2018 гг.)»). Коммерческие объемы добычи на месторождении Кашаган в прошлом году составили 5,46 млрд. м<sup>3</sup>, а с месторождения Тенгиз было продано 9,2 млрд. м<sup>3</sup> коммерческого газа, что значительно превысило показатель 2017 года (7,5 млрд. м<sup>3</sup>), в то время как Карачаганак в 2018 году сократил обратную закачку газа, увеличив коммерческие объемы до 10,3 млрд. м<sup>3</sup>.

Несмотря на наблюдающийся рост добычи природного газа, на газовом рынке Казахстана присутствует ряд ограничивающих факторов. Во-первых, в настоящее время более половины валовой добычи газа составляет попутный газ (т.е., газ, который поступает вместе с нефтью в рамках деятельности, направленной, прежде всего, на нефтедобычу), а остальной объем по большей части поступает с месторождения Карачаганак, где основной акцент также делается на добыче газоконденсатных жидкостей (см. Рис. 4.1. «Добыча попутного и свободного газа в Казахстане»). Иными словами, объемы добычи газа в Казахстане в значительной мере зависят от добычи жидких углеводородов – особенно в рамках трех крупнейших проектов (Карачаганак, Кашаган, Тенгиз), на долю которых приходится около 76% валовой добычи газа в стране.<sup>1</sup> Такая высокая зависимость от попутного газа осложняет задачу корректировки коммерческих объемов добычи газа в зависимости от спроса.

<sup>1</sup> Месторождение Карачаганак является крупнейшим источником добычи газа в Казахстане – на его долю приходится около 34% от совокупного валового объема добычи и 28% от совокупного коммерческого объема добычи газа.

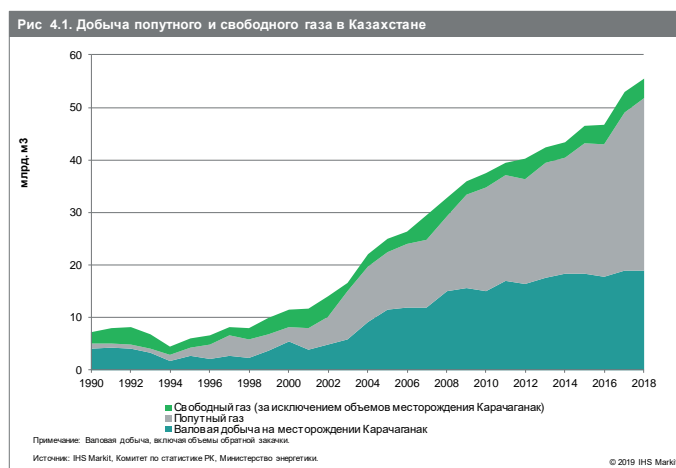
Таблица 4.1  
Баланс природного газа в Казахстане (2010-2018 гг.)  
млрд. м<sup>3</sup>

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Изме- нение (%) в 2017 -18 гг.	Изме- нение (%) в 2016- 17 гг.
Добыча (валовая)	37.4	39.5	40.3	42.4	43.2	45.3	46.7	52.9	55.5	4.8	13.4
Добыча (для коммерческой реализации)	24.0	24.6	24.3	24.5	24.6	27.5	28.8	33.1	36.4	10.0	15.0
Импорт (операционные данные)	4.5	4.3	2.5	2.7	2.2	3.2	4.9	5.0	6.0	20.2	0.8
Экспорт (операционные данные)	12.4	11.7	10.9	10.8	10.6	10.9	12.8	16.8	19.4	14.9	31.3
Импорт (таможенная статистика)*	4.0	3.7	4.6	5.2	4.4	5.8	6.9	5.6	7.0	24.2	(17.7)
Экспорт (таможенная статистика)*	14.5	22.3	20.5	20.6	20.3	21.5	21.6	24.1	26.5	10.1	11.3
Видимое потребление (коммерческие объемы газа)	15.6	16.6	18.0	18.9	18.5	22.4	22.8	21.9	24.1	9.9	(4.0)
Поставка газа потребителям согласно отчетным данным**	9.0	10.1	10.5	10.9	12.4	12.0	13.1	14.0	15.1	8.2	6.8

\*Показатели экспорта и импорта согласно данным таможенной (торговой) статистики отличаются от показателей согласно операционным данным АО «КазТрансГаз» и Министерства энергетики.

\*\*Объемы потребления (поставок конечным потребителям) согласно отчетным данным Министерства энергетики.

Источник: IHS Markit, Министерство энергетики, Комитет по статистике РК.



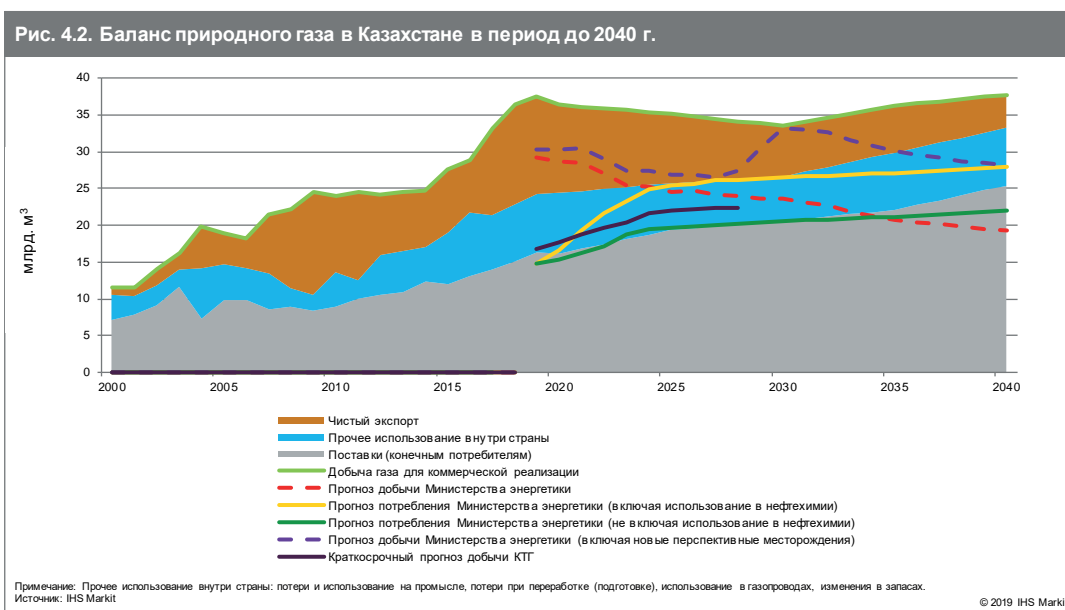
Во-вторых, значительная часть попутного газа имеет высокое содержание серы (для месторождений Тенгиз и Кашаган оно составляет около 18–19%), что требует дорогостоящей подготовки и дополнительных мер для обеспечения безопасного хранения, утилизации и монетизации больших объемов удаленной серы. При этом текущий низкий уровень внутренних цен на газ не обеспечивает достаточных стимулов для того, чтобы компании, осуществляющие добычу попутного газа, по собственному желанию поставляли дополнительные

коммерческие объемы на внутренний рынок. Некоторые недропользователи отмечают, что цена, которую им платят за коммерческий газ, «на порядок» ниже себестоимости добычи. В то же самое время, как для трех «мега-проектов», так и для менее крупных добывающих предприятий, обратная закачка газа для поддержания пластового давления является дополнительным средством обеспечения добычи углеводородов. На данный момент обратная закачка стала предпочтительным решением как для добывающих компаний, так и для правительства, поскольку увеличение

добычи жидких углеводородов приносит дополнительную выручку производителям и дополнительные доходы государству (за счет налогов и экспортных пошлин), а также избавляет от производственных сложностей и финансовых затрат, связанных с подготовкой газа. Теоретически, газ, использованный для обратной закачки, можно впоследствии извлечь повторно, но это не отменяет высокой стоимости его подготовки.

И наконец, казахстанский рынок газа строго регулируется: цены для добывающих компаний и потребителей в некоторых случаях опускаются ниже уровня себестоимости. Такая ситуация будет осложнять поступление необходимых объемов предложения на казахстанский рынок газа в среднесрочной перспективе – при том, что внутренний спрос растет, а спрос на экспорт сохраняется. В настоящее время Министерство энергетики

прогнозирует возникновение дефицита газа на внутреннем рынке в середине 2020-х гг., что основано на предположении об относительно быстром наращивании производства газохимической продукции на базе метана. Составленный IHS Markit прогноз баланса газа предполагает, что в период до 2040-х гг. включительно Казахстан останется чистым экспортером газа, а спрос на внутреннем рынке будет удовлетворяться как за счет казахстанских объемов предложения, так и за счет импорта (см. Рис. 4.2. «Баланс природного газа в Казахстане»). При этом мы прогнозируем, что наращивание производства газохимической продукции (прежде всего, метанола и азотных удобрений на базе метана), вероятнее всего, будет происходить намного медленнее, чем предполагает Министерство.

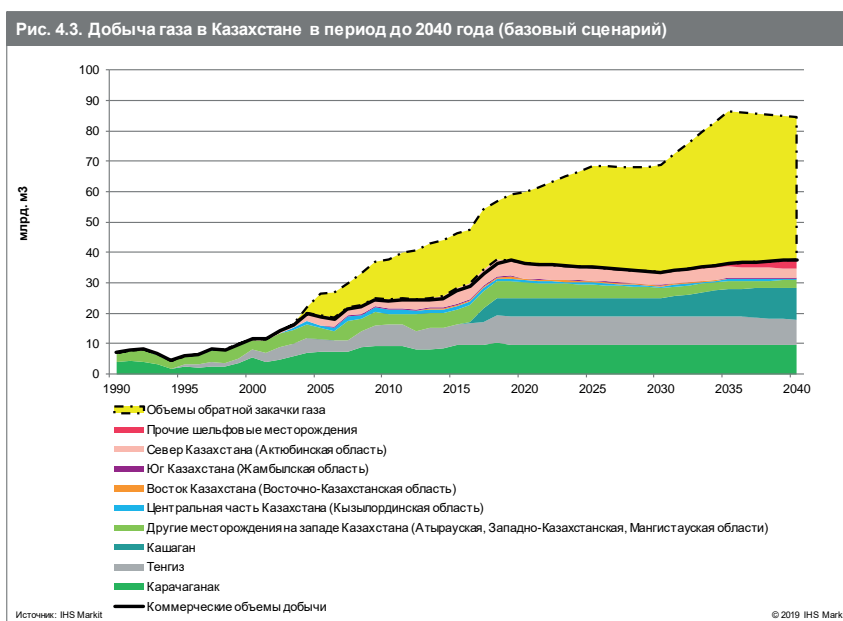


Главным образом в связи с общим ростом добычи жидких углеводородов в Казахстане, IHS Markit прогнозирует, что к 2040 году валовая добыча газа в стране вырастет на 52%, до уровня 84,4 млрд. м<sup>3</sup> в год, но коммерческие объемы при этом увеличатся лишь незначительно – примерно на 3,6% – до уровня порядка 38 млрд. м<sup>3</sup>

в год, что объясняется неизменно высокой потребностью в обратной закачке и проблемами коммерческого использования, рассматриваемыми в настоящей главе (см. Рис. 4.3. «Добыча газа в Казахстане в период до 2040 г. (базовый сценарий)»). Ожидается, что из общего объема увеличения валовой добычи газа

в период с 2018 г. по 2040 г. 95% придется на Кашаган, 2% – на Тенгиз, а вклад месторождения Карачаганак в валовую добычу, предположительно, несколько снизится (-1%). В то же время ожидается, что в период до 2040 года включительно коммерческие объемы добычи газа на месторождении Карачаганак будут оставаться в целом неизменным (на уровне около 9,5 млрд. м<sup>3</sup> в год), а на месторождении Тенгиз они будут находиться на уровне около 9,5 млрд. м<sup>3</sup> в год до 2035 года включительно, после чего снизятся до 8,5 млрд. м<sup>3</sup> в год к 2040 году. В то же самое время, базовый сценарий IHS Markit предполагает, что коммерческие объемы добычи газа на месторождении Кашаган вырастут до 9 млрд. м<sup>3</sup> к 2035 году и до 10,5 млрд. м<sup>3</sup> к 2040

году при условии реализации второй фазы разработки месторождения и расширения мощностей установки комплексной подготовки нефти и газа «Болашак». По нашим прогнозам, единственным другим потенциальным источником прироста добычи может стать реализация новых шельфовых проектов, хотя обсуждаемая в настоящее время совместная разработка месторождений Каламкас-Море и Хазар не предполагает добычи коммерческих объемов газа. При этом введение рыночных стимулов для добычи сухого газа способно затормозить спад на зрелых месторождениях на суше в Актюбинской, Кызылординской и других областях, а также способствовать появлению новых источников добычи.



Стремясь обеспечить дополнительные объемы товарного газа, КТГ рассматривает возможность строительства новых газоперерабатывающих объектов мощностью до 2 млрд. м<sup>3</sup> в год, в качестве сырья на которых будет использоваться газ месторождения Кашаган, в непосредственной близости от существующих объектов НКОК.

С момента принятия нового Кодекса «О недрах и недропользовании»

компания КМГ также заключила несколько соглашений о геологоразведочной деятельности, реализация которых может принести новые объемы газа. В 2018 году КМГ и ЛУКОЙЛ подписали контракт на разведку на шельфовом блоке Женис, а в июне 2019 года компании договорились провести переговоры в отношении прав недропользования на морском участке «I-P-2» (расположенном в 130 км от Актау) в преддверии заключения



контракта на геологоразведку. В 2019 году КМГ и Эни Исатай Б.В. подписали соглашение о совместной разведке шельфового нефтегазового месторождения Абай, расположенного примерно в 70 км к северо-западу от полуострова Бузачи. В мае 2019 года ВР и КМГ заключили соглашение, предполагающее обмен данными по разведке и добыче, договорившись при этом рассмотреть возможность дальнейшего сотрудничества. Если результаты геологоразведочных работ будут успешными, эти месторождения могут обеспечить некоторые дополнительные объемы газа.<sup>2</sup>

Заключение вышеперечисленных новых договоренностей о геологоразведке, безусловно, является позитивным событием для казахстанской добывающей отрасли. Однако этого недостаточно. В частности, необходимо одобрение предполагаемого проекта совместной разработки месторождений Каламкас-Море (НКОК) и Хазар (СМОС) к концу 2019 года, чтобы консорциумы смогли перейти к инженерным изысканиям и проработке (стадии FEED), а затем принять окончательное инвестиционное решение (ОИР) и приступить к реализации проекта к середине 2020-х гг. Данный проект ведут опытные операторы, и, при его менее крупном размере (по сравнению с Кашаганом), он может стать «первой ласточкой» в освоении следующего поколения шельфовых нефтегазовых проектов на Каспии. Если не считать месторождений Каламкас-Море и Хазар, текущие масштабы инвестиций в геологоразведку все же гораздо ниже, чем необходимо для обеспечения расширения деятельности по разработке месторождений и увеличения добычи в будущем. Более того, некоторые компании выходят из проектов (например, в 2018 году ONGC отказалась от участия в проекте

по блоку Сатпаев). По результатам аукционов, проведенных в июне 2018 года Министерством энергетики, права недропользования были предоставлены лишь на 11 блоков на суше небольшим компаниям. Казахстанским политикам не следует упускать из виду то обстоятельство, что пока только инвесторы, с которыми заключены соглашения, содержащие положения о налоговой стабильности, демонстрировали готовность к значительным инвестициям, которые способствовали недавнему росту добычи.

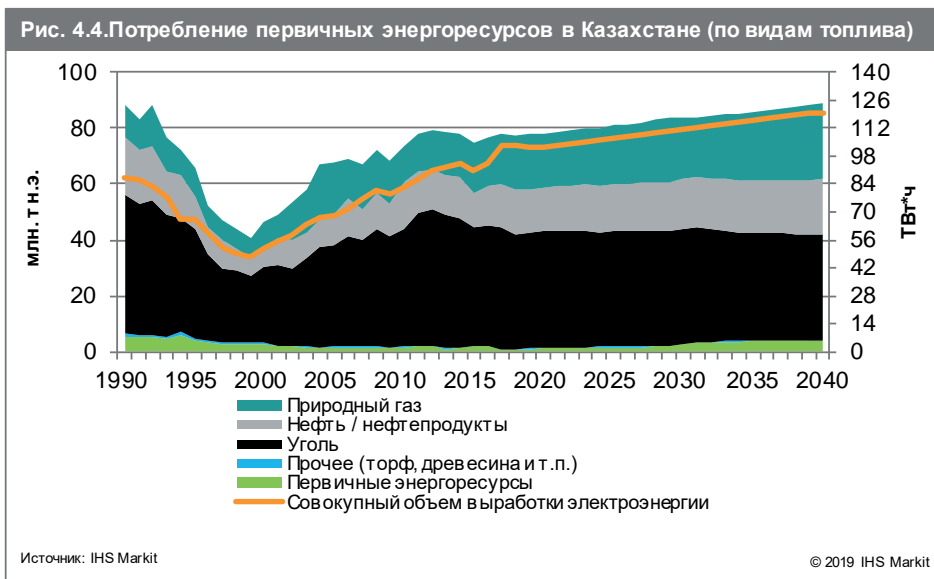
Если подвести итог, то показатели добычи в контексте текущего газового баланса выглядят следующим образом: из совокупного (валового) объема добычи газа (55,5 млрд. м<sup>3</sup>) в 2018 году 34% (19,1 млрд. м<sup>3</sup>) ушло на обратную закачку, а 36,4 млрд. м<sup>3</sup> – на коммерческую реализацию. Из коммерческих объемов 19,4 млрд. м<sup>3</sup> было отправлено на экспорт (согласно операционным данным) и 17 млрд. м<sup>3</sup> реализовано на внутреннем рынке. К объему реализации на внутреннем рынке добавилось 7,0 млрд. м<sup>3</sup> импорта (в основном из России и Узбекистана в приграничные регионы Казахстана), в результате чего видимое внутреннее потребление составило приблизительно 24 млрд. м<sup>3</sup>.<sup>3</sup> (См. Таблицу 4.1. «Баланс природного газа в Казахстане в 2010-2018 гг.»).

#### 4.2.2. Потребление

В отличие от других стран СНГ, в Казахстане газ играет довольно ограниченную роль в балансе первичных энергоресурсов. Спрос на энергоресурсы в стране удовлетворяется в основном за счет угля (59%), а газ обеспечивает лишь 21% общего объема потребления первичных энергоресурсов, хотя его доля растет; при этом на нефть

<sup>2</sup> Однако маловероятно, что эксплуатация этих новых проектов начнется в ближайшем будущем (причем их реализация будет не столько способствовать наращиванию объемов добычи в краткосрочной перспективе, сколько обеспечивать компенсацию спада поступления нефти и газа от действующих проектов в долгосрочной перспективе).

приходится 18%, а на первичную электроэнергию и другие источники – 2% (см. Рис. 4.4. «Потребление первичных энергоресурсов в Казахстане (по видам топлива)»).



С точки зрения регионального потребления газа, в Казахстане можно выделить три крупных рынка (см. Рис. 4.5. «Региональные доли потребления газа в 2018 г.»). В западной части страны (где в основном располагаются нефтегазодобывающие регионы) потребляются большие объемы газа, а на севере и востоке преимущественно используется уголь. Ожидается, что такая тенденция сохранится и в будущем. На юге Казахстана потребляется, как уголь, так и газ, и конкуренция между этими двумя видами топлива будет наблюдаться здесь и далее.

При этом имеется потенциал для увеличения использования природного газа на юге во всех трех сферах потребления – электроэнергетике,

а также в жилищно-коммерческом и промышленном секторах – на фоне роста численности населения и коммерциализации. В отличие от двух других энергозон Казахстана – Западной (где преобладает газ) и Северной (где преобладает уголь) – в Южной энергозоне наблюдается более разнообразное сочетание мощностей, работающих на газе и угле (в 2018 году в общем объеме потребления топлива на тепловых электростанциях Южной энергозоны 60,6% пришлось на уголь, 36,9% – на газ и 2,5% – на мазут). Однако, несмотря на имеющийся доступ к газу, данный регион располагает на удивление небольшим количеством газовых турбин для маневренной выработки электроэнергии.<sup>4</sup>

<sup>3</sup> Видимое потребление = коммерческие объемы добычи + импорт – экспорт (оно не эквивалентно конечному потреблению). Показатель видимого потребления является приблизительным из-за неопределенности показателей объемов экспорта и импорта.

<sup>4</sup> Мощности гидроэнергетики в Южной энергозоне также играют все более значимую роль в обеспечении маневренности электроснабжения, хотя возможности их будущего расширения представляются ограниченными.



В 2018 году конечное потребление газа в Казахстане достигло показателя 15,1 млрд. м<sup>3</sup>, что на 68% больше, чем в 2008 году (9 млрд. м<sup>3</sup>), и выше уровня 1990 года (14,4 млрд. м<sup>3</sup>), наблюдавшегося в конце советского периода. Основная часть газа, поставляемого по газопроводам, используется для производства электроэнергии (50%), а второе и третье место по объемам его потребления занимают жилищно-коммерческий (коммунально-бытовой) сектор (36%) и промышленность (14%). При этом имеется значительный потенциал для увеличения использования газа в электроэнергетике – как для снижения негативного воздействия на окружающую среду, так и для обеспечения маневренности генерации в условиях все более ярко выраженного пикового характера потребления (на фоне текущего структурного сдвига в спросе на электроэнергию от промышленности к жилищно-коммерческой сфере). В 2018 году на долю газовой генерации пришлось лишь 19% от совокупного объема производства электроэнергии в целом по стране. Наблюдается также потенциал для использования газа на транспорте (что снизит спрос на нефтепродукты) и в промышленности – в том числе в Карагандинской и Акмолинской

областях. В жилом секторе основным двигателем роста потребления является текущее наращивание инфраструктуры распределительных газопроводов компанией КТГ (см. ниже). Однако на потреблении природного газа в электроэнергетике и промышленности негативно отражаются экономические факторы и экологические требования, которые в большей степени благоприятствуют использованию угля, чем газа (см. Раздел 4.4.2 ниже).

Таким образом, у большинства промышленных потребителей Казахстана мало стимулов для перехода с угля на природный газ. Тем не менее, мы ожидаем, что в период до 2040 года среднегодовые темпы роста видимого потребления природного газа в Казахстане будут находиться на уровне около 1,9% в год, в результате чего его объем должен составить приблизительно 33 млрд. м<sup>3</sup> (что примерно на 38% выше текущего показателя). Поскольку предполагается, что коммерческий объем добычи газа будет в целом оставаться неизменным, разница между ним и видимым потреблением (остаток, который в настоящее время в основном экспортируется) в течение нашего прогнозного периода заметно сократится – примерно на две трети. Исходя из этого, ожидается, что текущая

напряженная ситуация с предложением на рынке газа в дальнейшем будет лишь усугубляться.

Согласно прогнозам, к 2040 году доля электроэнергетики в конечном потреблении газа останется на уровне около 50%, хотя объем потребления газа в электроэнергетике при этом вырастет примерно до 13,5 млрд. м<sup>3</sup> в результате ввода в эксплуатацию новых генерирующих мощностей. Доля жилищно-коммерческого

сектора в потреблении газа снизится с 1/3 до примерно до 1/4, а доля промышленности вырастет с 14% до 25%, что отражает растущий потенциал применения газа в данной сфере, включая его использование в нефтехимической отрасли (см. Рис. 4.6. «Потребление природного газа в Казахстане по отраслям»). Ожидается, что в период с 2018 г. по 2040 г. конечное потребление вырастет на 68% до уровня 25,4 млрд. м<sup>3</sup>.



## Развитие нефтехимических кластеров в Казахстане

### Газохимический комплекс в Атырауской области

Давние планы по созданию широкомасштабного газохимического производства на западе Казахстана (в частности, в Атырауской области), судя по всему, наконец приносят свои плоды – отчасти благодаря общему улучшению внешней экономической среды. В настоящее время уже ведется строительство и размещены заказы на оборудование в рамках реализации Фазы I крупного проекта в данной сфере. Фаза I нового газохимического комплекса предполагает сооружение установок дегидрирования пропана (PDH) и полимеризации пропилена, а также соответствующих объектов инфраструктуры. Общий объем капиталовложений в её объекты оценивается примерно в 2,3 млрд. долл. США.

В июне 2018 года Фаза I газохимического комплекса перешла от Объединенной химической компании (ОХК) в доверительное управление НК КМГ (обе компании полностью принадлежат АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына»). Это способствовало разворачиванию полномасштабных строительных работ (сейчас они завершены на 34%, тогда

как в момент перехода к КМГ этот показатель находился на уровне 6%), в ходе которых активно используется опыт специалистов КМГ, приобретенный во время модернизации НПЗ.

Правительство уже давно продвигает планы строительства крупного газохимического комплекса в Карабатане (примерно в 40 км к востоку от города Атырау). Для реализации данной задачи в составе АО «ФНК «Самрук-Казына» была создана специализированная компания (ОХК), однако деятельность при этом ведется через образование консорциумов между ОХК и другими задействованными сторонами (включая международных партнеров и инвесторов). На данный момент на запланированном комплексе предполагается производить как этилен, так и пропилен, с дальнейшим получением из них полипропилена и полиэтилена. Помимо этого, текущими планами предусмотрено дальнейшее расширение ассортимента с выпуском других сопутствующих видов химической продукции – таких как этилбензол, этиленгликоль, полиэтилен терефталат (ПЭТФ) и поливинилхлорид (ПВХ). Руководство проектом в целом по-прежнему осуществляет ОХК. При этом оператором Фазы I является компания KPI (Kazakhstan Petrochemical Industries Inc.), созданная в 2008 году в рамках партнерства между ОХК (с долей 51%) и ТОО «Фирма «Алмэкс Плюс» (с долей 49%). В 2018 году «Алмэкс Плюс» сократила свою долю до 1%, в результате чего доля ОХК составила 99%.

Этот масштабный проект стратегически важен для Казахстана, поскольку он позволит диверсифицировать экономику отрасли углеводородов, выведя ее за рамки исключительно добывающей деятельности за счет развития нефтехимического производства, обеспечивающего более высокую добавленную стоимость. Нефтехимическое (олефиновое) производство на западе Казахстана должно основываться на имеющемся в изобилии сырьевом газе и на конкурентоспособности относительно дешевого попутного газа с высоким содержанием газоконденсатных жидкостей, объемы добычи которого потенциально велики.

Газ для строящегося комплекса будет поступать с месторождения Тенгиз, оператором которого является ТШО. ТШО («Тенгизшевройл») – крупнейший производитель сырой нефти в Казахстане. В последние годы компания добывает 27-29 млн. т (600 000-625 000 барр./сутки) сырой нефти в год, что составляет около 32% от общего объема ее добычи в Казахстане в 2018 году.

На комплексе планируется переработка газа ТШО в объеме около 7 млрд. м<sup>3</sup> в год. Сухой газ будет подаваться в установку сепарации газа (УСГ) для получения этана и пропана, необходимых для производства олефинов, а метан будет поступать обратно для использования в других целях. В товарном газе ТШО должно содержаться достаточное количество этана, а также некоторые объемы пропана и бутана, что позволит получать на УСГ более 1 млн. т в год этана и около 0,4 млн. т в год смеси пропана и бутана (основная доля в которой будет приходиться на пропан).

Реализация проекта газохимического комплекса будет осуществляться в два этапа:

- Как уже отмечалось выше, первый этап – Фаза I – предусматривает строительство завода по производству полипропилена мощностью 550 000 т в год, а также сопутствующих объектов и инфраструктуры, включая установку дегидрирования пропана (PDH) мощностью 550 000 т. Она будет оснащена технологией Catofin компании CB&I для получения пропилена из пропана, а

на заводе по производству полипропилена мощностью 500 000 т в год будет использоваться передовая газофазная технология Novolen (также компании CB&I). В декабре 2017 года CB&I получила уведомление о начале работ. Заказы на оборудование размещены. Планируется, что Фаза I (производство полипропилена) будет введена в эксплуатацию в конце 2021 года. Оператором Фазы I является KPI.

• Второй этап – Фаза II – предусматривает строительство завода по производству полиэтилена с двумя линиями мощностью по 625 000 тонн в год каждая и сопутствующей инфраструктуры. Также планируется строительство установки парового крекинга для производства этилена (установки пиролиза) мощностью 1,25 млн. т в год (см. Рис. 4.7). Строительство завода по производству этилена и полиэтилена предполагается начать в 2021 году и ввести в эксплуатацию в 2025 году (в настоящее время выполняется технико-экономическое обоснование). Работа ведется в соответствии с соглашением, подписанным в марте 2018 года между ОХК и Borealis (компанией, которая является ведущим мировым производителем полиолефинов и находится в совместной собственности Mubadala Group и OMV). В настоящее время деятельность по Фазе II осуществляется в рамках совместного предприятия (ТОО «Silleno») с равными долями участия (50:50) ОХК и Borealis.



Рис. 4.7. Схема газохимического комплекса ОХК

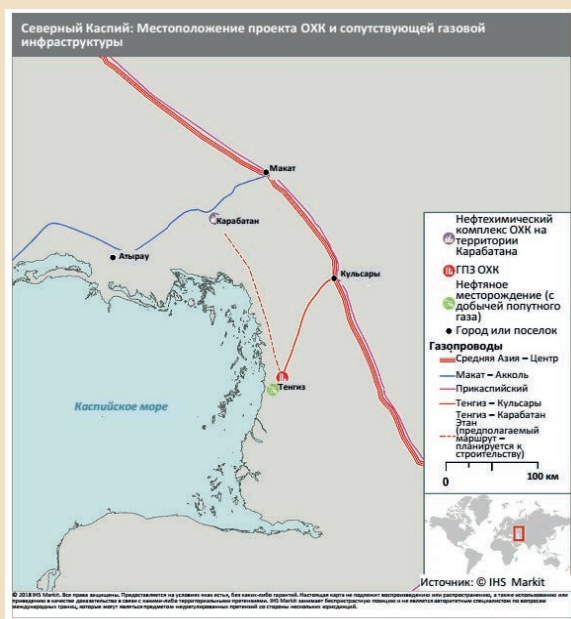


Рис. 4.8. Местоположение газохимического проекта ОХК

Объекты газохимического комплекса расположены в двух зонах: на месторождении Тенгиз и в городе Карабатан неподалеку от Атырау (см. Рис. 4.8). Объекты на месторождении Тенгиз включают установку сепарации газа или газоперерабатывающий завод (ГПЗ), установку фракционирования (выделения фракций из газоконденсатных жидкостей) и сопутствующую инфраструктуру. На территории Карабатана, в свою очередь, предусмотрены паровая крекинг-установка, установка дегидрирования пропана (PDH), а также установки для производства полипропилена и полиэтилена. Помимо этого, комплекс будет

оснащен собственной электростанцией мощностью 310 МВт, строительство которой планируется завершить в 2020 году. Для транспортировки этана в Карабатан будет использоваться газопровод протяженностью 200 км, а полученный пропан предполагается поставлять железнодорожным транспортом.

Вовсеммиреосновным фактором, определяющим себестоимость комплексного производства полиолефинов и относительную конкурентоспособность предприятия, является фактическая стоимость исходного сырья (см. Главу 4 Национального энергетического доклада KAZENERGY за 2015 год). Соответственно, недорогое сырье, имеющееся в распоряжении планируемых к строительству в Казахстане заводов, должно обеспечить им высокую конкурентоспособность на мировом рынке даже с учетом стоимости доставки (т.е., включая расходы на транспортировку) на рынки Европы или Азии. При этом предполагаемая себестоимость эксплуатации этих заводов ниже по сравнению практически со всеми другими регионами мира, где присутствует такое производство (за исключением производства на базе этана в Саудовской Аравии).

В этой связи представляется, что основной причиной нежелания инвесторов участвовать в реализации подобных проектов в Казахстане ранее был сложившийся в мире общий бизнес-климат и вызванная им неопределенность в отношении спроса и формирования цен на продукты нефтегазохимии. Тем не менее, следует отметить, что в другие регионы, располагающие недорогими источниками сырья – такие как американское побережье Мексиканского залива и Ближний Восток – все же идут крупные инвестиции.<sup>5</sup> Ранее отмечалось, что основной проблемой, препятствующей активному инвестированию в развитие нефтегазохимического производства в Казахстане, является высокая стоимость строительства, связанная с удаленным местоположением страны, поскольку стоимость оборудования в разных странах, как правило, примерно одинаковая. Еще одной общей (хотя и менее явной) проблемой, по-видимому, являются нормативные и налоговые риски при ведении бизнеса в Казахстане – особенно для внешних инвесторов и финансовых учреждений.

### **Завод по производству ПЭТФ в Атырауской области**

Еще один нефтехимический проект, предполагаемый к реализации – завод по производству полиэтилентерефталата (ПЭТФ) компании ТОО «Almex Petrochemical». Он будет располагаться в Атырауской области на территории специальной экономической зоны (СЭЗ) «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк», где расположены крупные объекты ОХК.<sup>6</sup> ПЭТФ – это наиболее распространенный термопластик класса полимерных смол, относящийся к полиэстерам. Он широко используется в различных областях, в том числе в качестве волокна для одежды или материала для емкостей для жидких и пищевых продуктов, а также для термоформования в производственных целях. Основанием для строительства данного объекта послужило наличие параксилола, производимого на новой установке

<sup>5</sup> В частности, самый недавний из проектов, объявленных в этом году – комплекс стоимостью 8 млрд. долл. США, получивший название US Gulf Coast II Petrochemical Project [нефтегазохимический проект США на побережье Мексиканского залива II], реализуемый в рамках партнерства между Chevron Phillips Chemical (51%) и Qatar Petroleum (49%). Предполагается, что в состав комплекса будут входить установка этиленового крекинга мощностью 2 млн. т в год и две установки по производству полиэтилена высокой плотности (низкого давления) мощностью 1 млн. т в год. Принятие окончательного инвестиционного решения ожидается к 2021 году, а ввод в эксплуатацию запланирован на 2024 год. При этом, учитывая большое количество реализуемых в настоящее время нефтегазохимических проектов, вполне возможно возникновение переизбытка в отдельных сегментах данного рынка в общемировом масштабе.

<sup>6</sup> В настоящее время в СЭЗ НИИТ действует шесть проектов с участием 17 различных инвесторов. По имеющейся информации, в прошлом году стоимость объема производства в СЭЗ НИИТ составила 10,1 млрд. тенге (около 27 млн. долл. США).

(мощностью до 496 000 т в год), которая была введена в эксплуатацию на Атырауском НПЗ в 2015 году.<sup>7</sup> В настоящее время в Казахстане отсутствует внутренний спрос на параксилол, поэтому (вместо экспорта) было решено использовать его внутри страны для производства терефталевой кислоты (ТФК), а затем ПЭТФ. Китайские инвесторы проявляют активный интерес к данному проекту, и в настоящее время планируется выполнение технико-экономического обоснования.

### **Газохимический комплекс в Актюбинской области**

Очередной газохимический проект, находящийся на стадии разработки – крупный комплекс по производству полиолефинов в Актюбинской области. В январе 2018 года китайская фирма Tianjin Bohai Petrochemical, входящая в состав Tianjin Bohai Chemical Group, подписала соглашение о сотрудничестве по проекту с правительством Актюбинской области. Планируется две фазы реализации проекта, причем обе должны быть завершены к 2021 году: Фаза I предполагает строительство установки для производства метанола мощностью 1,8 млн. т в год, а Фаза II – строительство установки для производства олефинов мощностью 300 000 т в год (с применением технологии парового крекинга) и двух установок мощностью по 300 000 тонн в год для производства полиэтилена и полипропилена, соответственно.

Информации об источнике сырья для объекта пока не имеется, но это могут быть газоконденсатные жидкости, поступающие с крупного газоперерабатывающего завода (ГПЗ) АО «СНПС-Актобемунайгаз» (добывающего предприятия, принадлежащего Китаю).

### **Газохимический комплекс в Мангистауской области**

Совместное предприятие с участием казахстанского АО «КазАзот» (39%) и китайской компании Inner Mongolia Berun Holding Group (61%) объявило о намерении построить газохимический комплекс в Мангистауской области (предположительно, в Актау – на территории СЭЗ «Морпорт Актау»), стоимость которого, как сообщается, составит около 1 трлн. тенге (2,7 млрд. долл. США). В рамках первой очереди на объекте планируется наладить производство метанола (400 000 т в год) и азотных удобрений (600 000 т в год), за этим последует вторая очередь мощностей по производству метанола и азотных удобрений, а потом – третья, предполагающая производство олефинов. Суммарные мощности комплекса составят 1 млн. т в год метанола, 1,2 млн. т в год азотных удобрений и 600 000 т в год олефинов.

АО «КазАзот» – казахстанский производитель аммиака и аммиачной селитры, а также природного газа в Мангистауской области. Источником сырья для нового газохимического комплекса, вероятнее всего, станут добываемые компанией углеводороды.

<sup>7</sup> Комплекс по производству ароматических углеводородов (КПА) на Атырауском НПЗ был введен в эксплуатацию в конце 2015 года. Он включает пять основных технологических установок: каталитического риформинга (1 млн. т в год), изомеризации ксилола, производства (выделения) параксилла, трансалкилирования [толуола и] тяжелых ароматических углеводородов, а также секцию разделения рафината. На основной части новых установок применяется пакет технологий ParagmaX BTX компании Axens, установку производства/очистки водорода обеспечила компания Foster Wheeler, а остальное оборудование было предоставлено компаниями Prosernat, UOP и ОАО «Омскнефтехимпроект». КПА может работать в одном из двух режимов: в режиме оптимизации производства высокооктановых бензинов или в режиме производства ароматических углеводородов (до 496 000 т в год параксилла и 133 000 т в год бензола) – в зависимости от спроса на топливо на внутреннем рынке. Гибкость производства обеспечивается установкой трансалкилирования тяжелых ароматических углеводородов, поскольку на ней в качестве побочного продукта производится бензин. С момента ввода в эксплуатацию КПА в основном работал в режиме производства бензина из-за высокой потребности в данном виде топлива на внутреннем рынке, однако в 2018 году, после ввода в эксплуатацию комплекса глубокой переработки нефти, стартовало производство ароматических углеводородов.



### 4.2.3. Торговля

В 2018 году из 19,4 млрд. м<sup>3</sup> казахстанского экспорта<sup>8</sup> (согласно операционным данным) – по нашим расчетам – 12,6 млрд. м<sup>3</sup> было отправлено на север – в Россию (основная часть из этого объема пришлась на сырой (неподготовленный) газ, отправленный с месторождения Карачаганак на Оренбургский ГПЗ, а остаток

ушел в северном направлении по газопроводам Средняя Азия-Центр и Бухара-Урал) (см. Рис. 4.9. «Карта газовой промышленности Казахстана (отдельные ключевые элементы)»). По данным КТГ, экспорт коммерческих (товарных) объемов газа в Россию составил 13,8 млрд. м<sup>3</sup>, а согласно отчетности «Газпрома» в 2018 году он получил из Казахстана 12,3 млрд. м<sup>3</sup> газа.



В 2018 году одним из основных направлений экспорта казахстанского газа стал Китай, куда ушло 5,2 млрд. м<sup>3</sup> в соответствии с соглашением сроком на один год, предполагающим поставку в объеме до 5 млрд. м<sup>3</sup> по системе газопроводов Центральная Азия-Китай (ЦАК), которое было подписано между КТГ и PetroChina International Company Limited.<sup>9</sup> Рост

поставок из Казахстана по газопроводу ЦАК привел к увеличению его загрузки до уровня свыше 50 млрд. м<sup>3</sup> (более 90% от существующей пропускной способности, которая составляет 55 млрд. м<sup>3</sup> в год). 12 октября 2018 года партнеры подписали пятилетний контракт на экспорт газа в объеме до 10 млрд. м<sup>3</sup> в год по газопроводу ЦАК. Хотя КТГ стремится к тому, чтобы

<sup>8</sup> В отчетных данных об объемах экспорта казахстанского газа продолжает наблюдаться несоответствие. По данным Комитета по статистике Республики Казахстан, в 2018 г. суммарный экспорт газа (по счетам) составил 26,5 млрд. м<sup>3</sup>, что почти равно совокупному показателю имеющихся в наличии коммерческих объемов газа (см. Таблицу 4.1). При этом, согласно «операционным» данным, опубликованным Министерством энергетики Казахстана (на базе отчетности об объеме поставок, представленной операторами газопроводов), экспорт газа из Казахстана (в физическом выражении) составил только 19,4 млрд. м<sup>3</sup>. Причина такого существенного расхождения отчетных данных по объемам экспорта газа связана со специфическим статистическим учетом газа месторождения Карачаганак, идущего в Оренбург: он может быть учтен в первый раз как сырой газ (при его выходе с территории Казахстана), а затем во второй раз, когда этот газ снова поступает на территорию России после переработки в соответствии с существующим соглашением о встречных поставках с компанией «Газпром».

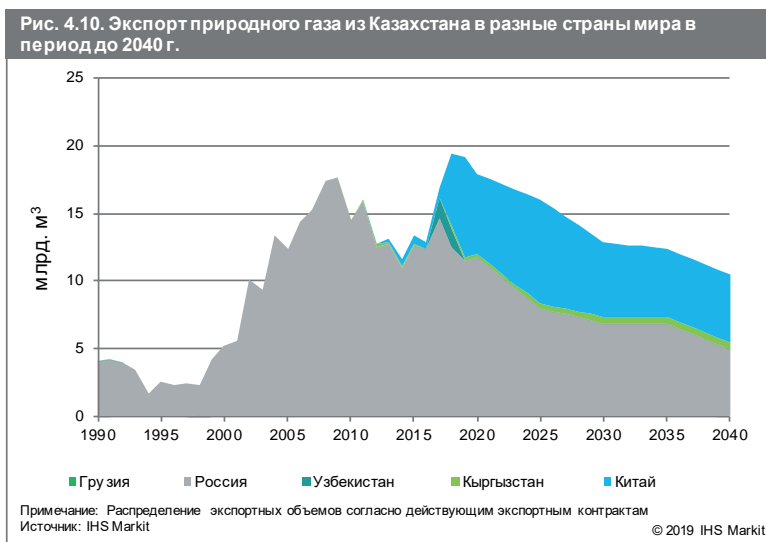
<sup>9</sup> См. IHS Markit Insight, Kazakhstan Launches Large-Scale Natural Gas Exports to China via Central Asian Pipeline System [Аналитический обзор IHS Markit «Казахстан начинает крупномасштабный экспорт природного газа в Китай по системе газопроводов Центральной Азии»]. Эти объемы прибавились к менее крупным поставкам (около 0,5 млрд. м<sup>3</sup> в год) по газопроводу Зайсан-Зимунай протяженностью 110 км на востоке Казахстана.

экспортировать не менее 10 млрд. м<sup>3</sup> в год в течение этого периода, компания не рассчитывает, что экспорт сохранится на таком же уровне после 2023 года в связи с нехваткой коммерческих объемов газа. При этом базовый сценарий IHS Markit предполагает, что экспорт в Китай не будет превышать 8 млрд. м<sup>3</sup> в год в течение прогнозного периода (до 2040 года).

Конкуренция между спросом на внутреннем рынке и экспортом серьезно отражается на КТГ и всей деятельности компании. Учитывая низкие регулируемые цены на газ на внутреннем рынке и возложенные на КТГ обязанности по расширению масштабов газификации, продажи внутри страны выливаются для компании в финансовые потери. По результатам всех операций КТГ остается в плюсе, но в основном это происходит благодаря экспорту газа в Китай. В 2018 году выручка от экспортных поставок

в Китай выросла до 2,47 млрд. долл. США с 1,74 млрд. долл. США в 2017 году. Соответственно, сокращение объемов экспорта в Китай после 2023 года нанесет компании серьезный финансовый урон (см. ниже).

С учетом все более напряженной ситуации с предложением в газовом балансе Казахстана, базовый сценарий IHS Markit предполагает, что к 2040 году объемы экспорта из страны (согласно операционным данным) фактически сократятся почти наполовину по сравнению с текущим уровнем – приблизительно до 10,5 млрд. м<sup>3</sup> в год. Основными направлениями экспорта при этом останутся Россия и Китай (см. Рис. 4.10. «Экспорт природного газа из Казахстана в разные страны мира в период до 2040 г.»). Таким образом, ограниченность коммерческих объемов газа в Казахстане не только сдерживает рост потребления газа внутри страны, но и задает пределы для экспорта.



Объемы импорта в 2018 году составили 7,0 млрд. м<sup>3</sup> по данным таможенной статистики или 6,0 млрд. м<sup>3</sup> по операционным данным (и 6,1 млрд. м<sup>3</sup> по данным КТГ) (см. Таблицу 4.1). Согласно прогнозам, в период до 2040 года включительно импорт останется примерно на том же уровне (~6 млрд. м<sup>3</sup> в год), поскольку он представляется целесообразным для

снабжения приграничных регионов на юге и севере Казахстана, а также обеспечивает гибкость газового баланса страны. Как уже отмечалось в Национальных энергетических докладах за предыдущие годы, с точки зрения географии и логистики для Казахстана имеет смысл продолжать импортировать природный газ в северные регионы из России и в южные

регионы из Узбекистана (а также, в более долгосрочной перспективе, из Туркменистана). Российский газ потребляется в Костанайской и Актюбинской областях, а газ, импортируемый из Узбекистана (2,5 млрд. м<sup>3</sup> в 2018 г.), используется на юге Казахстана (Алматы, Тараз, Шымкент (Туркестанская область)). Однако объем поставок узбекского газа, скорее всего, уменьшится, учитывая ограниченный рост добычи и повышение внутреннего спроса в Узбекистане. Потребляемые на казахстанском рынке объемы импорта из Туркменистана остаются незначительными (0,3 млрд. м<sup>3</sup> в 2017 году или – по данным КТГ – 0,1 млрд. м<sup>3</sup>), но весьма вероятно их увеличение, учитывая практически неограниченный масштаб туркменских запасов. Ожидается, что поставки из Туркменистана со временем вытеснят узбекский газ на юге Казахстана.

### 4.3. Основные цели государственной политики газификации

Долгосрочные цели политики Казахстана в области газификации включают: (1) увеличение объемов потребления газа внутри страны за счет наращивания газификации в регионах (и, прежде всего, в столице – городе Нур-Султан); (2) обеспечение реализации целей Парижского соглашения по климату в части перехода к «зеленой экономике» за счет увеличения использования газа вместо угля – особенно в электроэнергетике; (3) рост конкурентоспособности экономики и промышленности за счет повышения топливной эффективности и снижения затрат на энергоресурсы; а также (4) присоединение к общему рынку газа ЕАЭС, который должен быть сформирован в середине 2020-х годов.

Генеральная схема газификации Республики Казахстан на 2015-2030

Согласно прогнозам – несмотря на то, что в газовом балансе страны наблюдается все более напряженная ситуация с предложением – в период до 2040 года включительно Казахстан останется чистым экспортером природного газа.

В декабре 2018 года АО «Интергаз Центральная Азия» (ИЦА) и АК «Узтрансгаз» подписали соглашение о транзите узбекского газа через территорию Республики Казахстан в столицу Узбекистана, город Ташкент. Транзитные поставки начались в конце года по газопроводам «Газли–Шымкент» и «Бухарский газоносный район–Ташкент–Бишкек–Алматы» (БГР-ТБА). Соглашение предусматривает транзитные поставки узбекского газа в объеме до 1 млрд. м<sup>3</sup> для газоснабжения потребителей в Ташкенте.

гг. (далее – Генеральная схема) предусматривает, что к 2030 году будут охвачены газоснабжением 1600 населенных пунктов или 56% населения республики.<sup>10</sup> В настоящее время доступ к природному газу в Республике Казахстан имеют 10 из 14 областей и 2 из 3-х городов Республиканского значения (Алматы, Шымкент) или 49,7% населения республики. К 2030 году, после завершения строительства магистрального газопровода «Сарыарка» (а также других газопроводов, включая распределительные), сетевым газом будет обеспечено население 14-ти из вышеперечисленных регионов и еще одного города Республиканского значения (Нур-Султан).

<sup>10</sup> Политика газификации более подробно рассматривается в Главе 5 («Природный газ») Национального энергетического доклада KAZENERGY за 2017 год.

## 4.4. Внутреннее потребление газа: текущая ситуация и перспективы

### 4.4.1. Строительство газопроводов (КТГ).

Исторически сложилось, что основа инфраструктуры казахстанских газопроводов была построена в советский период, когда Казахстан служил транзитной территорией, через которую шли поставки газа из Центральной (Средней) Азии в северном направлении – в Россию – по газопроводам Средняя Азия–Центр и Бухара–Урал. После обретения Казахстаном независимости возникла необходимость создания единой внутренней газотранспортной системы. Эта цель была во многом достигнута в 2015 году с завершением строительства газопровода Бейнеу–Бозой–Шымкент (ББШ), который соединил газодобывающие регионы на западе страны с потребляющими газ регионами на юге Казахстана (см. Рис. 4.9). В результате ввода в эксплуатацию газопровода ББШ, строительства дополнительных обводных (кольцевых) и соединительных линий, а также установки современных компрессорных станций, была создана единая система газопроводов. В настоящее время все основные магистральные газопроводы Казахстана объединены в единую газотранспортную систему, включая газопроводы Союз, Средняя Азия–Центр, Бухара–Урал, Ташкент–Бишкек–Алматы и Газли–Шымкент, а также ББШ и ЦАК.

Немаловажно отметить, что газопровод ББШ позволяет Казахстану уменьшить зависимость от импорта узбекского газа на юге страны, поскольку такие поставки в прошлом отличались нестабильностью – особенно зимой – и осуществляются в рамках сложного соглашения о встречных поставках газа между Узбекистаном («Узбекнефтегаз»), Россией («Газпром») и Казахстаном

Помимо этого, строительство газопровода ББШ обеспечило возможность экспорта больших объемов газа в Китай, так как он соединяется с газопроводом ЦАК в Шымкенте. Изначально пропускная способность газопровода ББШ составляла 10 млрд. м<sup>3</sup> в год, но в конце 2018 года она была увеличена до 15 млрд. м<sup>3</sup> на участке газопровода с ГИС «Бозой» до ГИС «Акбулак», после завершения строительства двух дополнительных компрессорных станций. В 2018 году объем поставок из Казахстана по газопроводу ББШ почти удвоился – до 8,35 млрд. м<sup>3</sup>.

ББШ также открывает путь для газификации центральных и северных регионов Казахстана, которые в настоящее время не обеспечены природным газом. В частности, компрессорная станция «Караозек», расположенная вдоль среднего участка маршрута ББШ в Кызылординской области, будет служить западной конечной точкой газопровода «Сарыарка», по которому предполагаются поставки газа в такие крупные города, как Жезказган, Караганда, Нур-Султан, Кокшетау и Петропавловск. Главный конечный пункт первого этапа строительства, начавшегося в конце 2018 года – столица страны, Нур-Султан (ранее Астана). Ввод в эксплуатацию участка Караозек–Жезказган–Караганда–Нур-Султан протяженностью 1081 км (расчетная стоимость которого составляет 743 млн. долл. США) ожидается в конце 2019 года или в начале 2020 года.

Судя по всему, первоначальная цель проекта состоит в создании «опорной» сети в качестве основы, на базе которой можно будет осуществлять дальнейшую газификацию, поскольку стартовая

пропускная способность газопровода, идущего до Нур-Султана, составляет лишь 3,6 млрд. м<sup>3</sup> в год.<sup>11</sup> Первыми потребителями поставляемого по нему газа станут ранее работавшие на угле котлы, производящие тепло на объектах, где расположены две ТЭЦ казахстанской столицы, а также 2,7 миллиона бытовых потребителей в ряде районов Нур-Султана, в Жезказгане, в Караганде и в других населенных пунктах, расположенных вдоль трассы газопровода. Такой подход отличается от общепринятого, поскольку первоочередными целевыми объектами региональных схем газификации, как правило, являются крупные промышленные потребители.

На сегодняшний день КТГ управляет магистральными газопроводами общей протяженностью более 19 000 км и газораспределительных сетей общей протяженностью более 48 000 км. Помимо расширения сети магистральных газопроводов, власти Казахстана вкладывают значительный объем средств в газификацию – особенно в коммунально-бытовой сфере, на долю которой в последние годы приходится немалая доля прироста спроса на газ.<sup>12</sup>

#### **4.4.2. Система торговли выбросами и новый Экологический кодекс вносят противоречивые нюансы в перспективы газификации**

Еще одним проблемным аспектом, сказывающимся на перспективах роста потребления газа на внутреннем рынке Казахстана, являются факторы неопределенности, связанные с изменением экологических требований.

В частности, согласно действующей в Казахстане системе торговли квотами на выбросы углекислого газа, при предоставлении (выдаче) квот методом бенчмаркинга для электростанций и промышленных предприятий устанавливается «удельный коэффициент выбросов», выраженный в тоннах CO<sub>2</sub> на единицу измерения продукции (МВт\*ч, тонн, Гкал и т.д.). Этот коэффициент умножается на плановый объем производства продукции для расчета размера подлежащих выдаче (бесплатных) квот в каждом году отчетного периода. В соответствии с действующим Приказом Министерства энергетики, для электростанций, использующих в качестве топлива для производства электроэнергии уголь, удельный коэффициент выбросов составляет 0,985 тонн CO<sub>2</sub> на МВт\*ч, а для электростанций, использующих другие виды топлива (объединенные в одну группу, включая мазут и природный газ), он составляет всего 0,621 тонн CO<sub>2</sub> на МВт\*ч. Иными словами, действующие удельные коэффициенты выбросов предполагают, что угольные электростанции получают больший объем бесплатных квот, чем газовые электростанции. Это ослабляет заложенные в существующем механизме распределения квот стимулы для перехода на газ в электроэнергетике.

Предложения по проекту Экологического кодекса, внесенные в июле 2019 года, только усугубляют эту тенденцию. Предполагается, что новый Экологический кодекс будет принят Парламентом в середине 2020 года и вступит в силу 1 января 2021 года, вводя целый ряд сборов и штрафов за выбросы в атмосферу,

<sup>11</sup> См. IHS Markit Insight, Construction Is About to Begin on Kazakhstan's SaryArka Gas Pipeline, but Its Promise of Broad Regional Gasification Remains Elusive [Аналитический обзор IHS Markit «В Казахстане ожидается начало строительства газопровода «Сарыарка», но его роль в широкомасштабной региональной газификации пока остается неясной»], октябрь 2018 г.

<sup>12</sup> Общая протяженность газораспределительной сети в городской и сельской местности Казахстана (в пределах распределительного узла) в 2018 году достигла 27 085 км, тогда как в 2016 году она составляла 25 253 км, а в 2014 году – 25 525 км. Основная часть прироста пришлась на Жамбылскую область, где в период с 2014 г. по 2018 г. было проложено 1124,1 км новых газопроводов, а также на Алматинскую область (где чистый прирост протяженности газопроводов составил 806 км). По стране в целом, в период с 2014 г. по 2018 г. было проложено 7976 км новых газопроводов и выведено из эксплуатации 1337,2 км газопроводов (54% из которых пришлось на Западно-Казахстанскую область), при этом 1289 км газопроводов было признано нуждающимися в ремонте (28% из которых – в Южно-Казахстанской [ныне Туркестанской] области).

а также за сброс загрязняющих веществ в воду и почву, которые распространяются на промышленных потребителей и электростанции. Пересмотр Экологического кодекса был вызван намерением Казахстана к 2050 году войти в число 30-ти самых развитых государств мира, о чем заявил первый Президент страны, Нурсултан Назарбаев, 14 декабря 2012 года в ходе представления стратегии развития Республики Казахстан до 2050 года. В свою очередь, подписание Парижского соглашения по климату привело к ускорению реформы экологического регулирования.

Предприятия энергетики в целом стремятся к экологической оптимизации – особенно международные компании с акционерами из разных стран мира, которые ответственно относятся к вопросам охраны труда, здоровья, окружающей среды и техники безопасности. Но для реального достижения эффективности в данной сфере, действующие нормы и правила должны быть тщательно продуманными, прозрачными и справедливыми.

К сожалению, текущая версия Экологического кодекса, опубликованная в июле 2019 года, включает ряд мер, которые посылают противоречивые сигналы и фактически снижают стимулы для газификации.

Текущая версия Экологического кодекса предусматривает семь механизмов повышения эффективности и экологической оптимизации, включая, в частности, рыночные механизмы (прежде всего, упомянутый выше механизм распределения квот для регулирования выбросов  $\text{CO}_2$ ), предоставление льгот предприятиям, использующим зеленые облигации Международного финансового центра «Астана» (МФЦА), государственное финансирование проектов и страхование. Как и ранее, сохраняется ряд сборов (налогов) за различные виды выбросов, ставки которых различаются

по категориям и отраслям:

- **Платежи (налоги) за выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от стационарных источников.** Этот вид сборов, взимаемый ежеквартально и выраженный в тенге за тонну, распространяется на выбросы 16-ти веществ, включая, в частности, двуокись серы и двуокись азота, а также метан, аммиак, фенолы и формальдегид.

- **Платежи (налоги) за выбросы в атмосферу при факельном сжигании.** Этот вид сборов распространяется на добывающие компании нефтегазовой отрасли и охватывает 8 видов веществ, все из которых (кроме одного – меркаптанов) уже включены в категорию веществ, поступающих от стационарных источников. Причем ставки, предусмотренные для факельного сжигания, в несколько раз выше: минимум в 20 раз (для  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_2$ ) и максимум в 278 раз (для углеводородов).

- **Платежи (налоги) за сброс загрязняющих веществ (сточных вод) в водные объекты.** Этот вид сборов распространяется на выбросы 13-ти веществ, включая, в частности, нитриты, цинк, аммиачную селитру, нефтяные отходы и сульфаты.

- **Платежи (налоги) за размещение твердых отходов производства и потребления.** Этот вид сборов распространяется на размещение (и транспортировку) твердых коммунально-бытовых отходов, а также промышленных и ядерных (радиоактивных) отходов.

- **Платежи (налоги) за размещение (хранение) серы, производимой нефтегазовыми компаниями.** Этот сбор (в тенге за тонну) распространяется на гранулированную серу высшего качества, ожидающую отгрузки покупателям, относя ее к отходам, на которые налагается штраф. Это

положение фактически «наказывает» добывающие предприятия, которые осуществляют переработку высокосернистого газа, производя газ для коммерческой реализации.

Методика расчета всех пяти видов платы за выбросы прописана в Экологическом кодексе, а фиксированные ставки для каждого из веществ, отнесенных к той или иной категории, устанавливаются Налоговым кодексом. Ставки фиксируются в расчете на тонну, кубический метр, килограмм или иной показатель измерения выбросов и определяются в размере, кратном месячному расчетному показателю (МРП), который ежегодно корректируется с учетом инфляции. Поскольку деятельность «естественных монополий» (таких как КТГ или КЕГОС) и генерирующих компаний во многом регулируется КРЕМиЗК, они имеют право применять «понижающий коэффициент» к ставкам платежей, рассчитанным на основе МРП, что позволяет им платить меньшую сумму.

Эффект применения понижающего коэффициента, а также диспропорция между ставками платежей за выбросы от стационарных источников и от факельного сжигания, просто поражают. Так, Карагандинская и Павлодарская области являются двумя крупнейшими источниками загрязнения воздуха в Казахстане. Их совокупный объем выбросов (в основном от производства электроэнергии с использованием угля и от металлургии) в 2016 году был в 3,5 раза выше аналогичного показателя для двух крупнейших регионов добычи углеводородов в стране – Атырауской и Актюбинской областей. Однако, в то же самое время, общая сумма экологических платежей за выбросы в атмосферу в Карагандинской и Павлодарской областях была в 3,2 раза ниже, чем в Атырауской и Актюбинской. Соответственно,

текущая система платежей за выбросы, предусмотренная Экологическим кодексом является контрпродуктивной с точки зрения реального сокращения эмиссий в атмосферу – особенно за счет расширения масштабов газификации.

Проектом нового Экологического кодекса предусматривается, что в момент его вступления в силу (которое намечено на 1 января 2021 года) все ставки налогов на выбросы во всех сферах будут повышены в два раза, после чего в 2024 году они будут еще раз увеличены вдвое, и в 2027 году произойдет очередное их удвоение. Тем не менее, проект Экологического кодекса предусматривает льготы по предусмотренным к увеличению ставкам платы за выбросы, которые теоретически призваны стимулировать естественные монополии, электростанции и промышленные предприятия к сокращению выбросов от их деятельности путем получения комплексного экологического разрешения и применения наилучших доступных технологий (НДТ). Намерения, лежащие в основе этой инициативы, несомненно, заслуживают одобрения, учитывая, что в их основе лежит справочный документ по наилучшим доступным технологиям Европейского Союза (EU BREFs). Однако механизмы, которые государство будет использовать при создании «локализованной версии» подобной системы, а также критерии для определения соответствия требованиям по применению НДТ и для предоставления соответствующих льгот, остаются неясными. Теоретически средства, поступающие в виде платы за выбросы, могут быть перенаправлены на инвестиции в сокращение выбросов, однако, похоже, льготы по налогу на выбросы, уже предоставляемые предприятиям электроэнергетики, работают на снижение стимулов там, где они более всего необходимы.

Казахстан добился успеха в значительном сокращении регулярной практики сжигания газа на факеле (рутинного сжигания), начав придерживаться жесткой нормативной политики, согласно которой утверждение новых планов разработки месторождений возможно исключительно при условии обеспечения полной утилизации газа, а также строго следить за соблюдением и пресекать нарушение существующих норм, направленных против факельного сжигания. По данным Министерства Энергетики РК в 2018 году объем сжигания попутного газа на факеле в стране составил лишь 729 млн. м<sup>3</sup>, тогда как в 2017 году он находился на уровне 1024 млн. м<sup>3</sup>, а в 2014 году – 786 млн. м<sup>3</sup>. Это совсем незначительный показатель, который составляет всего 1,3% от общего объема добычи газа в прошлом году. Несмотря на то, что на выбросы в атмосферу от сжигания газа на факеле приходится лишь небольшая доля от общего объема для стационарных источников, за факельное сжигание газа взимается плата за выбросы по ставке, которая во много раз превышает ставку в отношении выбросов в атмосферу от других стационарных источников. И новый Экологический кодекс значительно увеличивает эту диспропорцию, поскольку с его введением в 2021 году текущие ставки платы за выбросы вырастут в разы (при этом на факельное сжигание не распространяется налоговая льгота

по НДТ, предусмотренная для других стационарных источников). Более того, проектом Экологического кодекса также предполагается взимание платы (штрафов) по двойной ставке за повторные нарушения, если они происходят с частотой более одного раза в течение трех лет. Применение этих множителей может легко привести к тому, что сумма штрафов за случаи факельного сжигания по соображениям техники безопасности, которые считались бы нормальными и приемлемыми в других юрисдикциях, будет составлять десятки миллионов долларов.

Такие административные штрафы представляются несоразмерными по сравнению с экологическими проблемами, на борьбу с которыми они направлены, и связанная с этим материальная ответственность, скорее всего, негативно отразится на инвестиционной среде. Соответствующим министерствам и местным органам власти следует выработать более конструктивный подход к регулированию сжигания газа на факеле, согласующийся с мировой практикой. По имеющейся информации, на момент публикации настоящего Доклада политика в отношении факельного сжигания попутного газа находится в процессе пересмотра, и пока неясно, какого именно подхода к данному вопросу Казахстан решит придерживаться.

#### 4.5. Ценовая политика и ее роль

Несмотря на продолжающееся расширение сети газопроводов, которое направлено на решение задач газификации, существующая структура регулирования, в значительной мере движимая социальными факторами, не только не обеспечивает достоверных ценовых сигналов, необходимых для развития внутреннего рынка газа, но

и препятствует его росту. Цены для добывающих компаний и конечных потребителей зачастую полностью не покрывают себестоимость, что приводит к необходимости перекрестного субсидирования между операциями на рынке газа и другими видами деятельности со стороны участников рынка (на всех этапах производственно-



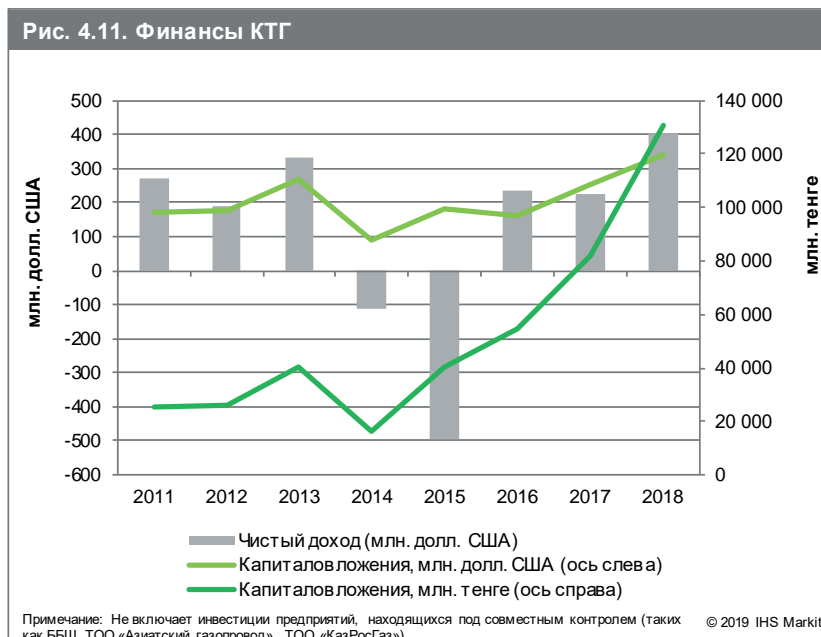
сбытового цикла газовой отрасли). В то же время, наличие твердого убеждения в том, что энергоснабжение является правом, которое государство обязано предоставлять всем гражданам, продолжает оправдывать политику, предполагающую сдерживание ценового роста по всей цепочке создания стоимости и искусственное занижение цен на газ.

Административное регулирование цен на энергоресурсы на внутреннем рынке приводит к скрытым издержкам, включая неэффективное использование ресурсов и хронический дефицит предложения. Пока цены на газ и другие энергоресурсы остаются искусственно заниженными, решение назревших проблем, стоящих перед энергетическим сектором – таких как обеспечение необходимых сумм инвестирования в электроэнергетику и увеличение коммерческих объемов предложения газа – будет «откладываться на потом».

Сохранение статус-кво приведет к последствиям, которые уже начинают проявляться в планах развития, предусмотренных ключевыми игроками отрасли. В частности, КЕГОС не предполагает строительства новых газовых электростанций на юге Казахстана, а вместо этого ожидает возникновения там дефицита электроэнергии к 2025–2026 гг. При этом в компании обсуждается концепция строительства еще одной линии электропередачи высокого напряжения (и высокой протяженности) Север–Юг, которая позволит поставлять на юг страны электроэнергию, вырабатываемую на угольных электростанциях северных регионов. КМГ, в свою очередь, считает, что напряженная ситуация с предложением в газовом балансе уже очевидна (и ключевой проблемой при этом является цена), а дефицит

предложения в масштабах всей страны намечается в начале 2020-х годов. Проблема несоразмерности цен, которая в настоящее время дает о себе знать на внутреннем рынке, будет вставать еще острее при формировании общего рынка газа ЕАЭС, которое потребует повышения внутренних цен на газ в Казахстане до российского уровня (см. ниже).

Проблемы казахстанского газового рынка наглядно иллюстрирует пример КТГ (национального оператора в сфере газа и газоснабжения). При беглом взгляде на финансовые показатели КТГ можно увидеть, что в совокупности за последние несколько лет чистый доход компании имеет положительное значение (см. Рис. 4.11. «Финансы КТГ»). При этом следует отметить, что одним из направлений использования средств, получаемых КТГ, являются капиталовложения в расширение национальной газотранспортной сети. Однако при более внимательном изучении ситуации выясняется, что компания несет убытки от своего основного вида деятельности – реализации газа потребителям на внутреннем рынке. Согласно отчетным данным КТГ, в период с 2014 г. по 2018 г. ее финансовые потери от операций на внутреннем рынке составили 200 млрд. тенге (~520 млн. долл. США). А за первые шесть месяцев 2019 года КТГ показала в своей отчетности убытки от операций на внутреннем рынке в размере почти 63 млрд. тенге (около 164 млн. долл. США) – несмотря на то, что совокупный чистый доход от деятельности компании в целом вырос на 100 млрд. тенге (увеличившись на 140% в годовом исчислении). По сути, компания выходит в плюс, благодаря международным поставкам природного газа (включая транзит третьих лиц), а также экспорту газа.



КТГ видит решение проблемы убыточных операций на внутреннем рынке в увеличении имеющихся коммерческих объемов газа, что позволит поддерживать объемы экспорта на текущем уровне или увеличить их. Такой подход представляется приемлемым как для высшего руководства компании (учитывая социальные обязательства, лежащие на ней помимо необходимости реализации поставленных бизнес-целей), так и для властей страны. Однако это требует реформ, направленных на повышение инвестиционной привлекательности деятельности по разведке, добыче и переработке газа. Тем не менее, политики, судя по всему, вместо этого склоняются к расширению мер взыскания и/или административного воздействия в отношении действующих газодобывающих предприятий.

#### 4.5.1. Цены добывающих компаний

Цены, выплачиваемые добывающим компаниям, не регулируются в административном порядке, а устанавливаются индивидуально путем переговоров между ними и покупателями,

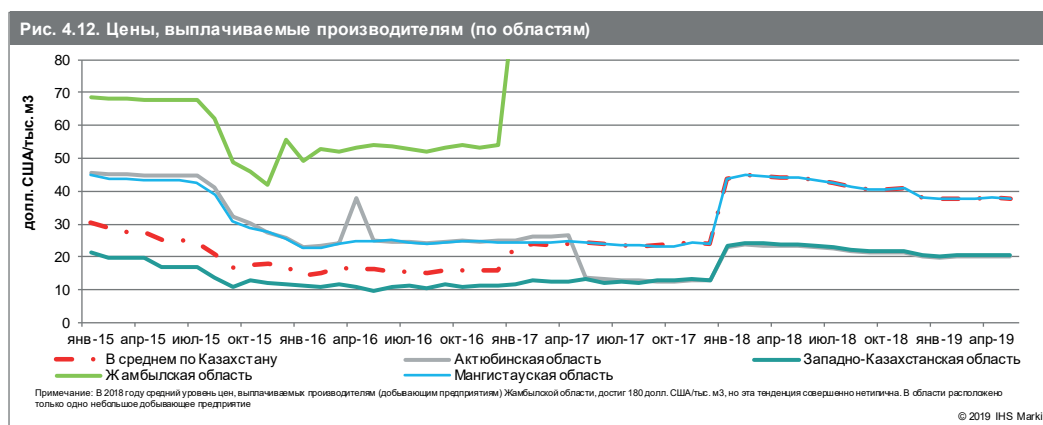
представленными, прежде всего, КТГ (национальным оператором в сфере газа и газоснабжения, за которым закреплены монопольные полномочия, предполагающие наличие преимущественного права на приобретение попутного газа). Теоретически, цены, выплачиваемые компаниям, осуществляющим добычу природного газа, должны определяться в соответствии с положениями закона «О газе и газоснабжении» (2012 года), которые, согласно Статье 15, предусматривают учет издержек:

Расходы на добычу (долл. США/тыс. м<sup>3</sup>) + расходы на подготовку (долл. США/тыс. м<sup>3</sup>) + расходы на транспортировку до места реализации КТГ (долл. США/тыс. м<sup>3</sup>) + уровень рентабельности (<10%)

Однако на практике, поскольку компания КТГ обладает значительными полномочиями, у нее есть возможность влиять на результаты переговоров о ценах на газ. А в связи с тем, что КТГ находится в сложной финансовой ситуации из-за низкого уровня цен для конечных потребителей, цены, устанавливаемые для добывающих компаний, не всегда в полном

объеме покрывают их расходы. В середине 2018 года средняя цена на газ, выплачиваемая казахстанским производителям (добывающим предприятиям), составляла лишь 14 556 тенге/тыс. м<sup>3</sup> (43,31 долл. США/тыс. м<sup>3</sup>) (см. Рис. 4.12. «Цены, выплачиваемые производителям (по областям)»). В мае 2019 года средняя цена закупки газа у казахстанских добывающих компаний составила 14 394 тенге/тыс. м<sup>3</sup> (37,87 долл. США/тыс. м<sup>3</sup>). Этого может оказаться достаточно для покрытия себестоимости сухого газа с небольшой глубиной залегания, но не хватает для покрытия себестоимости жирного попутного газа с высоким содержанием серы, который необходимо извлечь, подготовить и транспортировать к месту подачи в газопровод. Некоторые участники

рынка отмечают, что цена, по которой они продают газ внутри страны, «на порядок» ниже себестоимости добычи. В рамках действующей в Казахстане модели национального оператора сложился теоретический подход, предполагающий, что попутный газ является побочным продуктом добычи нефти и имеет низкую себестоимость. Однако на практике (особенно на новых месторождениях, а также на тех, где используются ГПЗ) подготовка газа на устье скважины в целях обеспечения качества, необходимого для коммерческой реализации, выливается в немалые затраты. При этом компании обязаны платить налоги и сборы за добываемый ими попутный газ, даже если прибыль, которая им от него поступает, очень невелика.



#### 4.5.2. Цены для конечных потребителей

Наибольшее влияние на цены на газ для конечных потребителей оказывает КРЕМиЗК, который устанавливает их в зависимости от региона и типа потребителей (бытовые или промышленные). При этом КРЕМиЗК руководствуется не столько энергетической политикой как таковой, сколько более общими макроэкономическими соображениями. Пожалуй, основным фактором, определяющим подход КРЕМиЗК к формированию цен на газ, является заданный правительством целевой

показатель инфляции (КРЕМиЗК стремится удерживать повышение цен в пределах 20% от установленного инфляционного коридора). В частности, в 2019 году общий целевой показатель инфляции составляет 5,3%, и цены на энергоносители и другие коммунальные услуги (газ, тепло, электроэнергию, железнодорожный транспорт и водоснабжение) для конечных потребителей должны составлять не более 1-2% от вышеуказанного уровня инфляции.

Региональные оптовые цены устанавливаются ежегодно и действуют с 1 июля текущего года по 30 июня следующего года. Согласно

законодательству, регулируемые цены на газ в Казахстане не могут повышаться более чем на 15% в год.

В мае 2018 года предельный уровень оптовых цен на коммерческий газ в южных регионах страны вырос на 7-10% в связи с ростом затрат на поставку природного газа (как из источников внутри страны, так и из-за рубежа).<sup>13</sup> Однако к ноябрю 2018 года было принято решение снизить цены в среднем на 11% на первые шесть месяцев 2019 года. Впоследствии снижение цен было продлено до 30 июня 2020 года.<sup>14</sup> Эти изменения были внесены в рамках реализации поручения первого Президента Республики Казахстан, прозвучавшего на заседании Совета Безопасности страны 7 ноября 2018 года. Тогда Нурсултан Назарбаев призвал к снижению цен на коммунальные услуги для населения, поскольку, с его точки зрения, они были непомерно высокими. По словам министра энергетики Каната Бозумбаева, снижение оптовых цен на газ должно было привести к сокращению тарифов на электроэнергию и теплоснабжение на 6–15% в зависимости от региона. И действительно, в декабре 2018 года Министерство энергетики снизило уровень предельных (максимально допустимых) тарифов на электроэнергию для энергопроизводящих организаций в среднем на 18%, начиная с 1 января 2019 года.<sup>15</sup>

Как и в случае с ценами, выплачиваемыми добывающим компаниям, цены для конечных

потребителей определяются с применением метода «издержки плюс»<sup>16</sup>:

Стоимость приобретения (оптовая цена) + стоимость транспортировки по газопроводу<sup>17</sup> + стоимость распределения (включая стоимость хранения) + инвестиционная составляющая

Однако по социальным причинам (обеспечение низкого уровня цен для конечных потребителей и сдерживание инфляции) цены на газ не всегда обеспечивают полное покрытие расходов КТГ и достаточный объем прибыли для финансирования новых инвестиций (в расширение сети) и технического обслуживания системы. Средние цены для конечных потребителей в промышленности Казахстана повысились менее резко, чем цены добывающих предприятий – с 22 349 тенге/тыс. м<sup>3</sup> (67 долл. США/тыс. м<sup>3</sup>) в январе 2017 года до 24 345 тенге/тыс. м<sup>3</sup> (75 долл. США/тыс. м<sup>3</sup>) в апреле 2018 года. В 2019 году средние цены для промышленных потребителей фактически снизились – до 20 136 тенге/тыс. м<sup>3</sup> (52,99 долл. США/тыс. м<sup>3</sup>). Цены для бытовых потребителей в мае 2019 года составили 18 710 тенге/тыс. м<sup>3</sup> (49,24 долл. США/тыс. м<sup>3</sup>), к годом ранее они находились на уровне 18 440 тенге/тыс. м<sup>3</sup> (56,17 долл. США/тыс. м<sup>3</sup>). При этом в мае 2019 года разница между средним уровнем цен добывающих компаний и цен для промышленных потребителей, а также между средним уровнем цен добывающих компаний и цен для бытовых потребителей составляла 15

<sup>13</sup> Южные регионы включают город Алматы и Алматинскую область, город Шымкент, а также Туркестанскую область и Жамбылскую область.

<sup>14</sup> Размер снижения цен варьировался от 3,8% в Туркестанской области и городе Шымкенте до 17,5% в городе Алматы и Алматинской области. Уровни цен для Атырауской и Восточно-Казахстанской областей остались неизменными.

<sup>15</sup> В целях выполнения данного поручения компания КЕГОК приняла решение снизить утвержденные предельные тарифы на передачу электроэнергии на 12%, на техническую диспетчеризацию отпуска электроэнергии в сети и потребление в сети – на 23%, а на балансирование производства и потребления электроэнергии – на 10%.

<sup>16</sup> Закон РК «О естественных монополиях» и сопутствующие ему правила, выпущенные КРЕМиЗК, устанавливают методику расчета допустимого уровня прибыли для газотранспортных компаний (КТГ и дочерних предприятий) на основании регулируемой базы активов с учетом их расходов и инвестиционных программ. В то же время, на практике, при определении цен для конечных потребителей все еще используется затратный метод («издержки плюс»), согласно которому допустимый уровень прибыли не должен превышать 10%.

<sup>17</sup> В регулируемом тарифе на транспортировку транспортные расходы обычно включают «допустимый уровень прибыли». Как правило, в тарифе также учитывается инвестиционная составляющая. Ряд правил был пересмотрен, чтобы предусмотреть для газопроводов подход, согласно которому регулируемый уровень прибыли должен основываться на регулируемой базе активов, но этот новый подход, судя по всему, не получил широкого распространения.

долл. США/тыс. м<sup>3</sup> и 11,4 долл. США/тыс. м<sup>3</sup>, соответственно, тогда как в январе 2018 года она составляла 29 долл. США/тыс. м<sup>3</sup> и 11,9 долл. США/

тыс. м<sup>3</sup>, соответственно (см. Рис. 4.13. «Динамика внутренних цен на газ в Казахстане (согласно отчетным данным на конец года)»).



В настоящее время выдвигаются предложения по изменению действующей ценовой формулы для газа, согласно которым цена должна рассчитываться, исходя из принципа издержки+0% для электростанций и издержки+7% для нефтегазохимических предприятий. Для обоих типов предприятий стоимость сырья (газа) является одной из ключевых составляющих затрат. Судя по всему, логическим обоснованием более высоких цен для нефтегазохимических предприятий (чем для электростанций) является экспортно-ориентированный характер их продукции, а снижение цен на газ для электростанций предположительно позволит снизить тарифы на электроэнергию для потребителей. Однако уже сейчас очевидно, что при формировании цен на газ для конечных потребителей установленный принцип «издержки плюс» фактически не соблюдается, а предлагаемые изменения весьма незначительны – и поэтому маловероятно, что введение вышеуказанных подходов к ценообразованию на практике приведет к какому-либо ощутимому эффекту.

Безусловно, чтобы создать стимулы для увеличения объемов

предложения и обеспечить средства для дополнительных инвестиций в газотранспортную и газораспределительную инфраструктуру со стороны КТГ, необходимо повышение цен на всех этапах производственно-сбытового цикла. Роль цен в экономике является основополагающей, поскольку они обуславливают поведение производителей и потребителей. Рост цен, выплачиваемых добывающим компаниям, будет способствовать увеличению объемов добычи, а в результате повышения цен для потребителей на них будут ощущимее отражаться затраты производственного цикла, что создаст стимулы для рационализации энергопотребления и повышения энергоэффективности.

Постепенное повышение цен для конечных потребителей также упростит Казахстану процесс предстоящей гармонизации в ходе формирования общего рынка газа ЕАЭС в 2025 году (см. ниже). Хотя потенциальная негативная реакция общественности на повышение цен по-прежнему остается значимым фактором для политических лидеров и регулирующих органов, которые, по социальным соображениям, стремятся оградить граждан страны от ощутимого

повышения цен, все же не следует игнорировать то, что в Казахстане сложился один из самых низких в мире уровней платы за коммунальные услуги (газоснабжение и электроэнергию). В большинстве областей она составляет 3% от среднего семейного дохода, что заметно уступает рынкам развитых стран (22–23% в ЕС) и некоторым крупным рынкам БРИК (5–8% в России и 10–12% в Индии). Потенциал умеренного повышения ставок оплаты в Казахстане вполне очевиден даже в сравнении со схожими рынками (так, в Азербайджане и Турции аналогичный

показатель находится на уровне 8–10%) (см. Рис. 4.14. «Сравнение расходов на коммунальные услуги (энергоснабжение) в виде доли от семейного дохода в 2017 г.»). При этом властям Казахстана целесообразно будет рассмотреть возможность введения системы скидок, льгот или субсидий, специально предназначенной для тех потребителей, на которых рост цен отразится наиболее ощутимо (имеются в виду почти 2 миллиона граждан-пенсионеров с фиксированным уровнем дохода).



#### 4.6. Общий рынок газа ЕАЭС и проблемы гармонизации

Государства-члены Евразийского экономического союза (ЕАЭС) – Армения, Беларусь, Казахстан, Кыргызстан, Россия – договорились о создании общих рынков (а) природного газа и (б) нефти и нефтепродуктов к середине 2020-х гг. (2025 г.), после интеграции рынков электроэнергии. Это весьма амбициозная и непростая задача, поскольку в настоящее время торговля энергоресурсами между вышеперечисленными странами регулируется в основном специальными двусторонними торговыми соглашениями, в которых оговариваются объемы, сроки, цены и прочие условия (такие как экспортные пошлины).

В соответствии с Программой формирования общего рынка газа ЕАЭС

(утвержденной в начале декабря 2018 года) государства-члены Союза должны согласовать основы формирования общего рынка газа, включая механизмы торговли, к 1 января 2021 года и, при необходимости, внести изменения в национальное законодательство. Годом позже планируется подготовить проект международного договора о формировании общего рынка газа. На 2023–2024 гг. намечена активная реализация мер по обеспечению торговли газом, таких как создание бирж.<sup>18</sup> При этом ряд значимых вопросов все еще предстоит решить. К ним относится формирование механизма отмены регулирования цен на общем рынке: цена будет определяться в прямых договорах

<sup>18</sup> В настоящее время сделки осуществляются только на Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой бирже (СПБМТСБ).

поставки между участниками общего рынка или в ходе проведения биржевых торгов в условиях отсутствия ценового регулирования с запретом на перепродажу в третьи государства газа, приобретенного на общем рынке. Согласно Программе, ценовые индикаторы для общего рынка газа будут определяться на основе цен на СПБМТСБ и цен, предусмотренных договорами независимых производителей газа. В то же самое время, каждой из стран Союза, включая Россию, все еще необходимо решить, как и где регистрировать цены независимых производителей.<sup>19</sup>

#### 4.6.1. Гармонизация цен на газ

В более долгосрочной перспективе планируется гармонизация (приведение в соответствие) цен на природный газ для конечных потребителей в Казахстане и Российской Федерации в ходе создания общих открытых рынков. Учитывая, что добыча газа, торговый оборот и масштабы внутреннего рынка в России намного больше, чем в Казахстане и любых других странах ЕАЭС, логично предположить, что внутренние цены в Казахстане будут приведены в соответствие с внутренними ценами в России, а не наоборот. Тем не менее, на практике каких-либо существенных подвижек в данном направлении пока

не наблюдается.

Уровень внутренних цен на газ в России (как и в Казахстане) зависит от региона. В этой связи, ключевым вопросом для политических лидеров Казахстана является следующий: скакой именно ценовой зоной России следует привести в соответствие внутренние цены в стране (особенно в ее западных газодобывающих регионах)? Так, по состоянию на конец 2018 года, цена на газ для промышленных потребителей в Ямало-Ненецком автономном округе в Западной Сибири (ключевом российском газодобывающем регионе) составляла около 58% цены в газопотребляющем регионе европейской части России, который граничит с Казахстаном на северо-западе (Саратовская область). Предполагается, что такой региональный разброс среднего уровня цен сохранится в России и в будущем. При этом в 2014 году внутренние цены для промышленных потребителей в газодобывающих регионах на западе Казахстана приблизительно соответствовали ценам для промышленных потребителей в газодобывающих регионах России, но теперь они примерно на 30% ниже (см. Рис. 4.15. «Цены на природный газ для промышленных потребителей на западе Казахстана (Атырауская область): гармонизация с Ямало-Ненецким АО России в 2025 г.»)



<sup>19</sup> В настоящее время главным индикатором («бенчмарком») цен на газ, реализуемый на СПБМТСБ, и на газ, реализуемый независимыми компаниями (такими как НОВАТЭК, «Роснефть», ЛУКОЙЛ, «Сургутнефтегаз») по долгосрочным соглашениям, является регулируемая цена, устанавливаемая Федеральной антимонопольной службой (ФАС) для компании «Газпром» (основная доля в которой принадлежит государству); см. IHS Markit Strategic Report Gas Trading on the SP1EX and Russia's Domestic Gas Pricing Dilemma [Стратегический отчет IHS Markit «Торговля газом на СПБМТСБ и российская дилемма формирования цен на газ»] и IHS Markit Strategic Report Russian Domestic Gas Prices: How high can they go? [Стратегический отчет IHS Markit «Внутренние цены на газ в России: как высоко они могут подняться?»]

Казахстан планирует привести цены в соответствие с более низкими ценами для промышленных потребителей в газодобывающих регионах Западной Сибири, а не с более высокими ценами в потребляющих газ регионах Европейской части России. Это позволило бы промышленности западных регионов Казахстана сохранить конкурентоспособность в рамках более широкого экономического пространства ЕАЭС, а потребителям при этом было бы проще адаптироваться к изменениям. При таком сценарии для гармонизации с Ямало-Ненецким автономным округом России к 2025 году (как планируется в рамках ЕАЭС), цены на западе Казахстана в период с 2020 г. по 2025 г. должны расти в среднем на 13% ежегодно, а затем – после 2026 года – приблизительно следовать темпам внутренней инфляции в России.

#### **4.6.2. Сходства и различия газовых рынков**

При оценке проблем гармонизации следует также рассмотреть общую ситуацию на рынках газа государств-членов ЕАЭС. Крупнейшим рынком природного газа среди них является Россия, где в 2018 году объем добычи составил 725 млрд. м<sup>3</sup> или 93% от совокупного объема добычи газа в ЕАЭС за тот же год (см. Таблицу 4.2. «Баланс природного газа государств-членов ЕАЭС»). Видимое потребление,

в свою очередь, составило 476,5 млрд. м<sup>3</sup> – это 91% от совокупного объема потребления в странах ЕАЭС и в 31 раз больше объема конечного потребления в Казахстане. В то же самое время, добыча газа в Кыргызстане и Беларуси составляет менее 0,3 млрд. м<sup>3</sup> в год (в каждой из стран), а Армения вообще не добывает газ. Российский национальный оператор газовой сети и крупнейшая добывающая компания – «Газпром» – владеет газотранспортными системами в Беларуси, Армении и Кыргызстане, поставляя газ в эти страны по относительно выгодным ценам (выше внутренних цен, но ниже цен экспорта в Европу). Таким образом, в политике газового рынка ЕАЭС неизбежно будут преобладать интересы России – и, прежде всего, «Газпрома».

Подходы России и Казахстана к организации деятельности в газовой отрасли во многом различаются, и обе страны стоят перед необходимостью реализации крупных реформ (см. Таблицу 4.3. «Сравнение регулирования рынка газа в России и Казахстане»). Схожесть обоих рынков заключается в том, что на каждом из них присутствует национальная компания, контролирующая деятельность по транспортировке и распределению газа, а тарифы на транспортировку регулируются государственным органом. Но при этом имеются существенные отличия в базовых подходах.



Таблица 4.2  
Баланс природного газа государств-членов ЕАЭС  
(млрд. м<sup>3</sup>)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Добыча газа в ЕАЭС, всего (коммерческие объемы)	675.0	695.4	679.6	693.1	665.3	663.5	669.3	724.5	761.6
Потребление газа в ЕАЭС, всего (коммерческие объемы)	505.8	503.5	514.6	508.4	501.2	487.2	475.9	512.4	523.8
<b>Армения</b>									
Добыча	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Импорт	1.9	2.0	2.5	2.4	2.5	2.3	2.3	2.4	2.4
Из России	1.4	1.6	2.0	2.0	2.1	1.9	1.9	2.0	2.0
Из Ирана	0.4	0.4	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Экспорт	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Видимое потребление	1.9	2.0	2.5	2.4	2.5	2.3	2.3	2.4	2.4
<b>Казахстан</b>									
Добыча (валовая)	37.1	39.5	40.1	42.4	43.2	45.3	46.4	52.9	55.5
Добыча (коммерческие объемы)	24.1	24.7	24.4	24.6	24.8	27.7	28.8	33.1	36.4
Импорт (торговая статистика)	4.0	3.7	4.6	5.2	4.4	5.8	6.9	5.6	7.0
Экспорт (операционные данные)	12.4	11.7	10.9	10.8	10.6	10.9	12.8	16.8	19.4
Видимое потребление (коммерческие объемы)	15.7	16.7	18.1	19.0	18.7	22.6	22.8	21.9	24.1
Поставки газа потребителям согласно отчетности*	9.0	10.1	10.5	10.9	12.4	12.0	13.1	14.0	15.1
<b>Кыргызстан</b>									
Добыча	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Импорт	0.27	0.31	0.40	0.27	0.24	0.24	0.26	0.28	0.28
Экспорт	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Видимое потребление	0.29	0.33	0.42	0.31	0.27	0.28	0.29	0.30	0.30
<b>Россия</b>									
Добыча (валовая)	650.7	670.5	655.0	668.2	640.2	635.5	640.2	691.1	725.0
Импорт	36.2	33.7	36.4	31.7	25.7	19.2	16.7	18.9	16.4
Экспорт	220.7	240.0	218.2	233.6	206.5	211.7	225.3	241.5	264.8
Видимое потребление (коммерческие объемы)	466.2	464.2	473.2	466.3	459.5	443.0	431.7	468.5	476.5
<b>Беларусь</b>									
Добыча (валовая)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Импорт	21.6	20.0	20.3	20.3	20.1	18.8	18.6	19.0	20.3
Чистый экспорт	-21.4	-19.8	-20.0	-20.0	-19.8	-18.6	-18.4	-18.8	-20.1
Видимое потребление (коммерческие объемы)	21.8	20.2	20.5	20.5	20.3	19.0	18.8	19.2	20.5

\* Объемы, заявленные как потребление (поставки конечным потребителям) по данным Министерства энергетики или статистических источников Республики Казахстан.

Источник: Данные государственной статистики отдельных стран; Статистический комитет СНГ

Таблица 4.3  
Сравнение регулирования рынка газа в России и Казахстане

	Россия	Казахстан
<b>Национальный оператор газовой системы</b>	ПАО «Газпром»	АО «КазТрансГаз»
<b>Государственные регулирующие органы</b>	Федеральная антимонопольная служба (ФАС)	Государственный Комитет по регулированию естественных монополий, защите конкуренции и прав потребителей (КРЕМиЗК)
<b>Площадь газификации</b>	85 регионов (60 из которых входят в ЕСГ); 172 600 км магистральных газопроводов	10 областей; 48 000 км магистральных газопроводов
<b>Количество групп потребителей газа</b>	Семь групп потребителей по объемам потребления газа и типам (варьируются по регионам)	Шесть групп потребителей по виду социально-экономической деятельности (варьируются по регионам)
<b>Разведка и добыча</b>		
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	Три формулы расчета НДПИ - на базе топливного эквивалента, а также для газового конденсата и газа, соответственно - с варьирующимися коэффициентами, с привязкой к международным ценам на нефть и с учетом цены экспорта газа ("нетбэк")	НДПИ для попутного газа меняется в зависимости от международной цены на нефть (с применением коэффициента в размере 0,857)
Льготы по НДПИ	Обычно 0-8% НДПИ (но ежегодно меняется); нулевые и сниженные ставки НДПИ предоставляются на региональной основе в целях реализации конкретных стратегических проектов (например, в отношении добычи газа в Иркутске и Якутии применяется нулевая ставка НДПИ в целях повышения рентабельности газопровода «Сила Сибири»)	Нулевые и сниженные ставки НДПИ действуют в отношении морских и глубоководных месторождений, а также в отношении месторождений с высокой себестоимостью добычи и трудноизвлекаемых запасов
Закупочная цена производителей (добывающих предприятий)	Не регулируется ("Газпром" в двустороннем порядке согласовывает цены с независимыми производителями и со своими дочерними добывающими компаниями)	Цена на попутный газ рассчитывается по формуле, основанной на принципе «издержки плюс»: расходы на добычу (долл. США/тыс. м <sup>3</sup> ) + расходы на подготовку (долл. США/тыс. м <sup>3</sup> ) + расходы на транспортировку до места реализации КТГ (долл. США/тыс. м <sup>3</sup> ) + уровень рентабельности (<10%)
Политика в области факельного сжигания	Предельно допустимый объем факельного сжигания установлен на уровне 5% добычи ПНГ (при превышении нормы в 5% взимается штраф с применением коэффициента 1,04)	Все факельное сжигание газа, включая сжигание по соображениям техники безопасности, строго штрафуются
<b>Хранение и транспортировка</b>		
Формирование тарифов на транспортировку по магистральным газопроводам	Тарифы для независимых производителей устанавливает и регулирует ФАС, они варьируются по регионам (действует двухставочная система: которая включает ставку за пользование [транспортировку газа между зонами входа в газопроводную систему и выхода из нее] и ставку за перемещение)	Тарифы для ИЦА, ТОО «Азиатский газопровод» и ББШ устанавливает и регулирует КРЕМиЗК
Ставки тарифов на транспортировку в 2018 году	На экспортные рынки: 82 руб./тыс. м <sup>3</sup> /100 км (1,30 долл. США/тыс. м <sup>3</sup> /100 км)* На внутренний рынок: 65 руб./тыс. м <sup>3</sup> /100 км (1,03 долл. США/тыс. м <sup>3</sup> /100 км) Средний тариф: 65 руб./тыс. м <sup>3</sup> /100 км (1,03 долл. США/тыс. м <sup>3</sup> /100 км)	2212,7 тенге/тыс. м <sup>3</sup> (5,98 долл. США/тыс. м <sup>3</sup> )** по системе ИЦА 18 050 тенге/тыс. м <sup>3</sup> (48,78 долл. США/тыс. м <sup>3</sup> ) по газопроводу ББШ 3,58 долл. США/тыс. м <sup>3</sup> /100 км по газопроводу ТОО «Азиатский газопровод»
Сфера применения тарифа на транспортировку	Распространяется на «независимых» производителей (не входящих в "Газпром")	Распространяется на всех недропользователей в Казахстане, использующих систему КТГ
Ставка НДС	20%	12%
<b>Переработка и сбыт</b>		
Местные тарифы на транспортировку и распределение	Определяются на местах, исходя из объема потребления газа отдельными потребителями, и устанавливаются в целях оплаты услуг местной газораспределительной компании	Определяются и устанавливаются КРЕМиЗК для АО «КазТрансГаз Аймак» на основании областной инвестиционной программы и предусмотренной маржи
Формирование оптовых цен	Регулируются ФАС, варьируются по областям и типам потребителей (но регулируемые цены применяются только к газу, добычу и реализацию которого осуществляет "Газпром") Цены в целом соразмерны расстоянию от основного газодобывающего региона (Ямало-Ненецкого автономного округа в Западной Сибири)	Регулируются КРЕМиЗК по областям и типам потребителей (регулирование распространяется на весь газ в системе КТГ) Регулируемые оптовые цены в целом соразмерны расстоянию от основного газодобывающего региона на западе Казахстана (но в последние годы в меньшей мере)
Экспортная пошлина	Экспорт газа по газопроводу облагается таможенной пошлиной в размере 30%, а экспорт СПГ пошлиной не облагается	0%; однако ИЦА взимает тариф на транспортировку природного газа при поставках на экспорт в размере 5 долл. США/тыс. м <sup>3</sup> /100 км

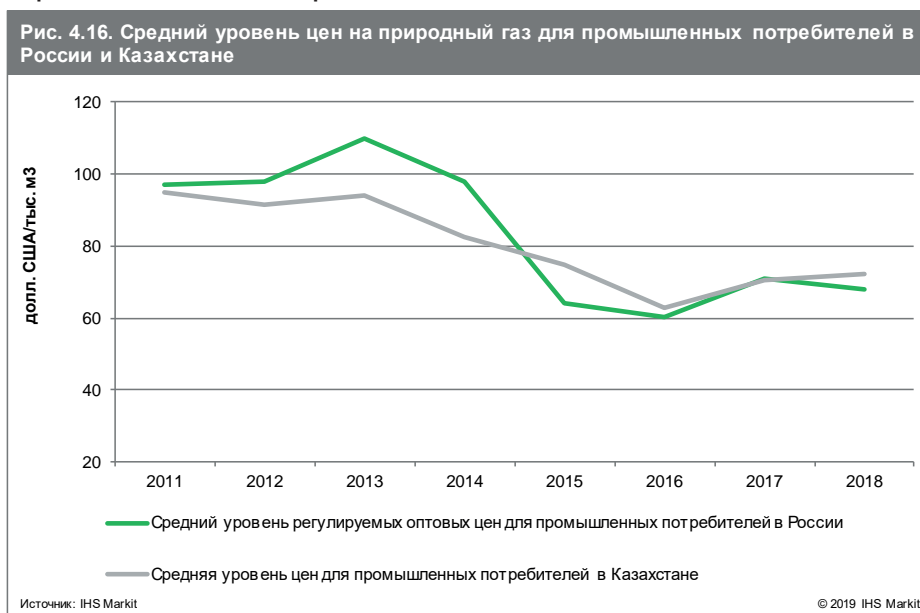
\* По курсу 1 доллар США = 63 рубля

\*\* Не включая НДС, по курсу 1 доллар США = 370 тенге

Источники: IHS Markit, "Газпром", "Интергаз Центральная Азия"

В частности, КРЕМиЗК склоняется к административному сдерживанию роста цен на газ, а Федеральная антимонопольная служба (ФАС) России, также стремясь к обеспечению более низкого уровня потребительских цен, пытается достичь этого путем либерализации и перехода к рыночным принципам ценообразования. За последнее десятилетие цены на газ в России были значительно повышены в целях обеспечения новых источников предложения (содействия освоению новых месторождений) и сдерживания чрезмерного роста потребления.<sup>20</sup> При этом промышленные потребители

имеют возможность приобретать газ по более низкой цене путем заключения индивидуальных контрактов на поставку с независимыми добывающими компаниями, которые стремятся перехватить часть рынка у «Газпрома» (см. Рисунок 4.16. «Средний уровень цен на природный газ для промышленных потребителей в России и Казахстане»). Однако для бытовых потребителей регулируемые минимальные ставки оплаты, хотя и различаются по регионам, но все же находятся на неизменно более высоком уровне, чем в Казахстане.



Одним из основополагающих принципов создания общего рынка газа ЕАЭС является унификация тарифов на транспортировку (цен на транзит газа). По состоянию на февраль 2019 года члены ЕАЭС обсуждали три предлагаемых варианта решения этого принципиального вопроса.<sup>21</sup> Первое предложение предполагает, что цена на транзит газа находится в национальной компетенции (подпадает под юрисдикцию правительств государств-участников), и для осуществления транзита газа требуется заключение двусторонних

договоров между соответствующими государствами, которыми будет устанавливаться действующий тариф. Вторая идея состоит в том, чтобы установить тарифную ставку на транзит газа в масштабах ЕАЭС в целом, при условии, что цена на транзит между странами не может превышать цену транзита, применяемую для внутренних перевозок в каждой стране. Третий вариант заключается в выводе методики определения цены на транзит на наднациональный уровень. В настоящее время ни одно из вышеуказанных предложений не

<sup>20</sup> См. IHS Markit Strategic Report Russian Domestic Gas Prices: How high can they go? [Стратегический отчет IHS Markit «Внутренние цены на газ в России: как высоко они могут подняться?»]

<sup>21</sup> <https://ria.ru/20190201/1550266436.html>

получило полной поддержки.

### 4.6.3. Резюме

По имеющимся планам, общий рынок газа ЕАЭС призван создать условия для эффективной торговли на недискриминационной основе; обеспечить обмен информацией о потреблении, добыче, транспортировке и поставке природного газа; а также повысить прозрачность ценообразования. Дополнительные цели включают: обеспечение беспешлиных (свободных) поставок газа, приобретенного по прямым договорам или на биржевых торгах; поддержание рыночных цен, обеспечивающих коммерческую рентабельность продаж газа на общем рынке; а также принятие странами-участницами согласованного решения о переходе на равнодоходные цены на газ («нетбэк») на территории государств-членов. Создание общих энергетических рынков ЕАЭС потребует: (а) гармонизации нормативно-правовых требований, цен, тарифов и налогов сферы переработки и сбыта между странами ЕАЭС; а также (б) обеспечения

## 4.7. Рекомендации

- Для того чтобы стимулировать добычу дополнительных объемов газа (в том числе на новых месторождениях) и поставки газа на внутренний рынок со стороны добывающих предприятий, цены закупки у них газа должны быть – как минимум – достаточно высокими, чтобы полностью покрывать затраты на добычу, подготовку и поставку коммерческого газа в национальную газовую сеть. Обеспечение более высоких цен, выплачиваемых производителям, должно в основном осуществляться за счет конечных потребителей путем соответствующего повышения цен для них. Повышение цен для конечных потребителей будет способствовать более эффективному

равного, недискриминационного доступа к рынкам и инфраструктуре государств-членов Союза.

На практике, создание общего рынка газа, к которому в течение вот уже многих лет стремится ЕС, потребует серьезной либерализации и тщательного согласования политики. При этом для Казахстана задачи гармонизации выльются в серьезные сложности, поскольку в стране сохраняется высокий уровень регулирования внутренних цен на газ и внутреннего рынка в целом. IHS Markit продолжает придерживаться рекомендации о том, что цены для конечных потребителей в Казахстане следует согласовать с ценами в российских газодобывающих регионах Западной Сибири (в частности, Ямало-Ненецкого автономного округа). Это поможет газовой отрасли западных регионов Казахстана сохранить конкурентоспособность в рамках более широкого экономического пространства ЕАЭС, а также позволит казахстанским потребителям в целом проще адаптироваться к повышению цен.

использованию ими природного газа. Это также согласуется с целью приведения цен в Казахстане в соответствие с ценами в России в ходе продвижения к формированию общего рынка газа ЕАЭС. На первых порах – при росте цен на газ – возможно, окажется необходимой та или иная форма государственной поддержки, учитывая конкуренцию в электроэнергетике со стороны гораздо более дешевого казахстанского угля, а также общее неодобрительное отношение к значительному повышению цен на газ (и электроэнергию), как со стороны политических лидеров, так и со стороны общественности. Немаловажно отметить, что уже сейчас

потребители в странах ЕАЭС с более низким ВВП на душу населения, чем в Казахстане (таких как Армения и Кыргызстан), платят за газ больше, чем казахстанские потребители.

- Казахстану следует принимать меры, способствующие активизации разведки дополнительных ресурсов газа, включая его нетрадиционные запасы.

- Учитывая цель создания к 2025 году общего рынка газа ЕАЭС и особенности формирования цен на газ в России (гармонизацию цен), ценам на западе Казахстана целесообразно следовать траектории, близкой к уровням, складывающимся в российских газодобывающих регионах (таких как Ямало-Ненецкий автономный округ), а не в пограничных с Казахстаном газопотребляющих регионах России (Саратовская область). Это поможет обеспечить конкурентоспособность казахстанского газа в условиях общего экономического пространства.

- Опыт внесения поправок в новый Экологический кодекс показывает, что срок, предусмотренный для рассмотрения многих казахстанских законодательных инициатив и приема комментариев к ним,

является недостаточным. Период, в течение которого предприятия могут ознакомиться с новыми законодательными актами и изложить свои замечания в их отношении, рекомендуется продлить с 10 дней (согласно текущему походу) до 45-270 дней, чтобы у компаний и других заинтересованных сторон было достаточно времени на анализ потенциальных последствий введения их в действие.

- Необходимо уточнить методику определения критериев в области применения наилучших доступных технологий в соответствии с Экологическим кодексом, а также принципы разграничения рутинного факельного сжигания газа и сжигания по соображениям техники безопасности. В целях выполнения Казахстаном принятых на себя обязательств в рамках Парижского соглашения правительству страны следует рассмотреть возможность сокращения или устранения разрывов между коэффициентами, применяемыми к электростанциям и к нефтегазодобывающим компаниям за выбросы в атмосферу.







## 5. Электроэнергетика

5.1 Ключевые моменты

5.2 Общая характеристика электроэнергетики Казахстана

5.3 Формирование рынка мощности и возможности стимулирования чистой генерации

5.4 Эволюция механизмов поддержки ВИЭ в Казахстане

5.5 Переход на стимулирующее тарифное регулирование в электроэнергетике

5.6 Регулирование рынка тепла



## 5 ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

### 5.1 Ключевые моменты

Увеличение добычи нефти с 2016 года, рост производства в горно-металлургическом секторе и реализация ряда крупных проектов обусловили рост потребления электроэнергии в Казахстане в 2016-2018 гг., который составил за период 11,7%. Отклонение от прогнозов НЭД 2017 года составило около 5 млрд. кВт\*ч, или 4,7%. Несмотря на превышение роста потребления над прогнозом в эти два года, IHS Markit прогнозирует более умеренные среднегодовые темпы роста электропотребления в последующие периоды, что обусловлено базовым предположением о среднегодовом росте ВВП Казахстана на уровне 3,3% в год до 2040 года (по международным стандартам этот прогноз роста ВВП по-прежнему считается устойчивым, хотя он ниже прогноза правительства Казахстана), а также исходя из положения на мировых рынках. Учитывая реализацию проектов по расширению сети и мероприятий по увеличению располагаемой мощности действующих электростанций, в вводе новых генерирующих мощностей срочной необходимости нет, однако правительство Казахстана ставит перед собой амбициозные цели по «переходу» к зелёной экономике, центральным для которого является развитие возобновляемых источников энергии.

Наряду с программами развития ВИЭ в стране планируется принять законодательные требования по внедрению наилучших доступных технологий (НДТ) на угольных электростанциях и крупных котельных и перейти на более строгие нормативы выбросов. В условиях, когда в структуре генерации преобладают угольные электростанции, часть из которых морально и технически устарела (износ турбинного оборудования ТЭС свыше

70%), модернизация и внедрение новых технологий необходимы, однако требуются эффективно работающие механизмы, позволяющие привлечь такие инвестиции.

Для реализации своей энергетической стратегии правительству Казахстана предстоит наилучшим образом совместить достижение «зеленых» целей с внедрением эффективных инструментов их реализации. В связи с этим, особого внимания требуют следующие аспекты:

- В секторе отсутствует документ стратегического планирования в отношении долгосрочного развития электроэнергетики, учитывающий средне - экономические реалии Казахстана, положение и интересы смежных отраслей, возможности технологического и инновационного развития сегмента, а также задачи в рамках экологической политики и энергетической безопасности. Для органов, ответственных за разработку политики и нормативно-правового регулирования электроэнергетики Казахстана, необходимо наличие реалистичной обоснованной программы средне и долгосрочного развития сектора.

- Внедрение механизма платы за мощность (рынка мощности) требует гармонизации целей с основной энергетической стратегией. Рынок мощности в целом должен быть ориентирован не только на обеспечение достаточности ресурсов (ввод новых и модернизацию действующих генерирующих мощностей), но и на решение вопросов повышения эффективности действующих электростанций и экологической политики (стимулирование перехода на новые экологические стандарты). Цены на рынке мощности должны быть адекватны и достаточны для покрытия постоянных затрат электростанций.

- Либерализация рынка электро-

энергии должна сопровождаться эффективной ценовой политикой, уровень предельных тарифов электростанций не должен приводить к убыточности их деятельности.

- Обязательства по финансированию поддержки ВИЭ традиционной генерацией в условиях «заморозки» и снижения тарифов и других ценовых ограничений не добавляют уверенности в стабильности механизма возврата инвестиций в ВИЭ. Плата за поддержку ВИЭ должна быть переложена на государство и (или) конечного потребителя.

- Переход к стимулирующему регулированию электросетевых компаний должен сопровождаться четкими обязательствами компаний по повышению эффективности затрат и качества оказания услуг по передаче электроэнергии.

- На рынке тепловой энергии требуется срочное принятие

закона о теплоснабжении, без которого невозможно эффективное функционирование и регулирование этого сегмента. Практика необоснованного занижения прибыли производителей и поставщиков тепловой энергии регулятором оказывает негативное влияние на инвестиционную привлекательность сектора, а отсутствие стимулирующего тарифообразования как для компаний, занятых в сегменте, так и потребителей тепловой энергии, не позволяет повышать его эффективность и не стимулирует разумное расходование тепловой энергии.

- Отсутствие открытого доступа к регулярной информации и статистическим данным о всех аспектах деятельности электроэнергетического сектора ограничивает доступ потенциальных инвесторов и увеличивает риск для инвестиций в сектор Казахстана.

## 5.2 Общая характеристика электроэнергетики Казахстана

Энергетический сектор Казахстана является третьим крупнейшим в регионе (после России и Украины) с общей установленной мощностью электростанций 21,9 ГВт и располагаемой мощностью 18,9 ГВт на конец 2018 года.

Энергетика Казахстана обладает рядом преимуществ, прежде всего, связанных с низкой себестоимостью электроэнергии, обусловленной, прежде всего, доступностью и стоимостью топливных ресурсов. Значительные запасы Экибастузского и Карагандинского углей<sup>1</sup>, формируют доминирующее положение угольной генерации на севере и востоке страны, а добыча попутного газа обуславливает развитие газовой генерации в нефтедобывающих западных регионах. При этом, ввиду

значительных размеров территории, транспортировка энергоресурсов (в частности, газа) с запада на восток и север страны существенно повышает его стоимость, делая неконкурентоспособным природный газ по сравнению с угольным топливом.<sup>2</sup>

Энергосистема Казахстана ввиду сетевой инфраструктуры и особенностей производства-потребления электроэнергии на три энергетических зоны:

- Северную – располагаемая мощность электростанций 13,6 ГВт, профицит производства электроэнергии 14,8 млрд. кВт\*ч, пиковая нагрузка 9,6 ГВт;

- Южную - располагаемая мощность электростанций 2,8 ГВт, дефицит производства электроэнергии 11,1 млрд. кВт\*ч, пиковая нагрузка 3,6 ГВт;

- Западную – располагаемая

<sup>1</sup> Стоимость тонны Экибастузского угля 5,9 долл./тонна - одна из самых низких в мире.

<sup>2</sup> Перевод Алматинской ТЭЦ - 2 (510 МВт) на природный газ приводит к увеличению стоимости электроэнергии в 2,4 раза.

мощностью 2,5 ГВт, дефицит производства электроэнергии 0,1 млрд. кВт\*ч, покрываемым из ОЭС Урала ЕЭС России, пиковая нагрузка 1,8 ГВт.



Рисунок 5.1 – Инфраструктура электроэнергетики Казахстана.

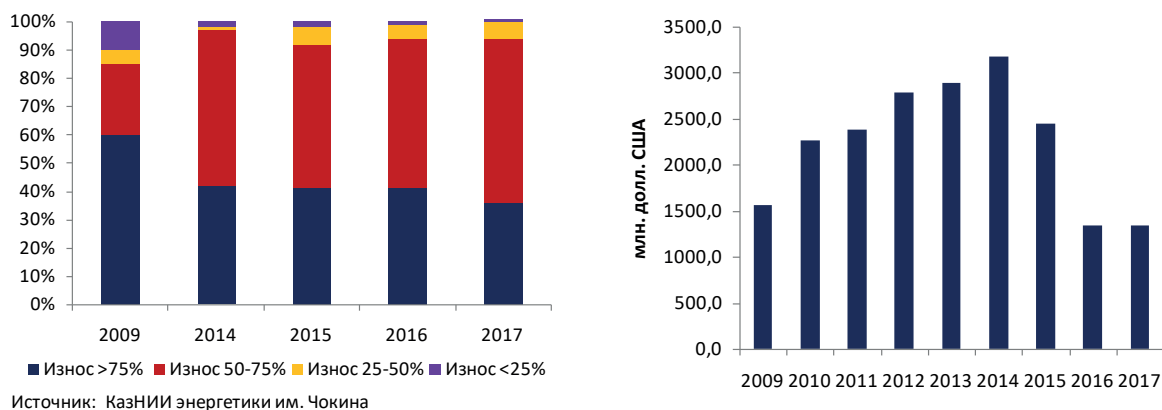
Северная и Южная энергозоны, связанные двумя линиями транзита «Север-Юг» и третьей линией 500 кВ «Север-Восток-Юг» общей пропускной способностью до 2 ГВт, часто рассматриваются вместе как объединение «Север-Юг». Западная энергозона не имеет связи с объединением «Север-Юг», и балансируется за счет Объединённой Энергетической Системы (ОЭС) Урала ЕЭС России.

Развитие собственной генерации, обширное строительство и модернизация межрегиональной сетевой инфраструктуры позволили Казахстану преодолеть зависимость от поставок электроэнергии из России и стран Центральной Азии, которая в 1991 году достигала 15 млрд. кВт\*ч в год (более 15% от общего потребления), в настоящее время Казахстан является

нетто экспортером электроэнергии.

В 2018 году нетто экспорт электроэнергии из Казахстана составил 3,6 млрд. кВт\*ч, что на 0,9 млрд. кВт\*ч меньше чем в 2017 году (за счёт снижения экспорта в Россию).

Начиная с 2004 года в Казахстане наблюдался рост инвестиций в электроэнергетику, особенно в период действия предельных тарифов (программы, получившей название «тариф в обмен на инвестиции») в 2009-2015 гг. В этот период было произведено существенное, хотя и недостаточное, обновление основных фондов. Так, на сегодняшний день 36% турбинного оборудования ТЭС имеют износ выше 75%, и существенными остаются ограничения мощности, связанные с техническим состоянием оборудования электростанций (до 1,2 ГВт).



Источник: КазНИИ энергетики им. Чокина

Рисунок 5.2 – Износ турбинного оборудования ТЭС и инвестиции в 2009-2017 гг.

За период с 2009 по 2018 год установленная мощность электростанций Казахстана увеличилась на 2,7 ГВт, разрыв между установленной и располагаемой мощностью снизился с 4,3 до 3 ГВт, прежде всего за счет снижения технических ограничений. В обозначенный период доля турбинного оборудования ТЭС с высоким износом снизилась с 60% до 36%, однако со

средним износом - увеличилась с 25% до 58%. Механизм предельных тарифов позволил провести частичную модернизацию и реконструкцию турбинного и котельного оборудования ГРЭС и ТЭЦ. Модернизация отрасли в период действия предельных тарифов (2009-2015 гг.) позволила эффективно наращивать производство электроэнергии и покрывать растущее потребление.



Источник: КЕГОС

Рисунок 5.3 - Производство электроэнергии и пиковое потребление (ГВт) 1990 – 2018 гг.

Для проведения дальнейшей модернизации энергосистемы и ввода новых генерирующих источников был выбран вариант введения рынка мощности, запуск которого состоялся в январе 2019 г. Тем не менее, ограниченное целеполагание нового рынка, необоснованное ценообразование для существующих

электростанций и вне рыночные механизмы реализации инвестиционных проектов ограничивают возможности рынка мощности по привлечению большего числа технологий к обеспечению достаточности и надёжности электроснабжения, реализации задач экологического кодекса и

климатической политики, а также технологического обновления текущего фонда тепловой генерации (см. главу 5.3).

### 5.2.1 Производство электроэнергии

По данным Системного оператора (АО «KEGOC») производство электроэнергии в Казахстане в 2018 году составило 106 797,1 млн. кВт\*ч, что на 4,3% больше, чем в 2017 году. Основной рост производства пришёлся на Северную и Западную энергозоны (5% и 8%, соответственно), в то время

как производство электроэнергии в Южной энергозоне упало на 4.7%.

В структуре производства электроэнергии в Казахстане доминирует угольная генерация, на долю которой приходится 70,4% от общего производства электроэнергии в стране. Газовые электростанции производят 19,4% электроэнергии, гидроэлектростанции - 9,7%, а на ветровые и солнечные электростанции приходится 0,4% и 0,1% производства электроэнергии в стране, соответственно.

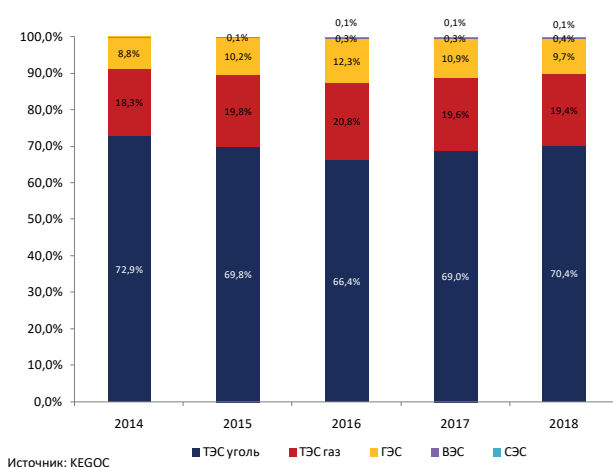


Рисунок 5.4 – Производство электроэнергии по видам энергоресурсов.

Несмотря на незначительную долю в структуре производства электроэнергии, установленная мощность возобновляемых источников энергии (ВИЭ)<sup>3</sup> существенно выросла за последние пять лет благодаря активной законодательной поддержке этого сегмента.

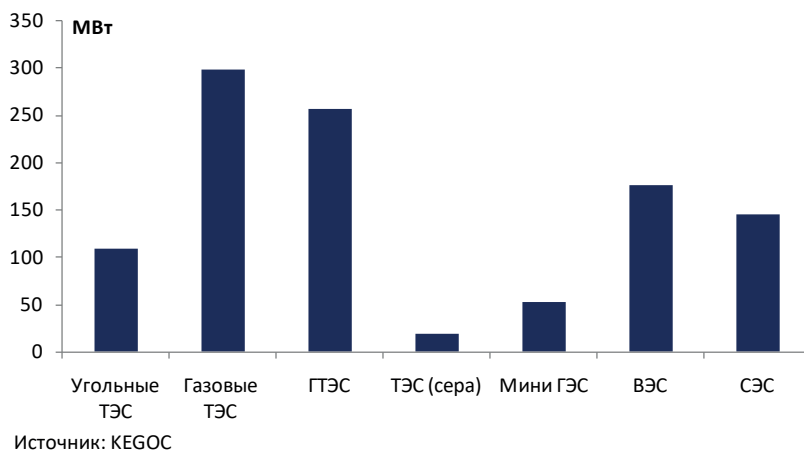


Рисунок 5.5 – Изменение установленной мощности 2014- 2018 гг, МВт.

<sup>3</sup> В рамках действующего законодательства Казахстана к возобновляемым источникам относятся: ветровые электростанции (ВЭС), солнечные электростанции (СЭС), малые гидроэлектростанции (ГЭС) мощностью до 35 МВт, а также электростанции на биогазе.

В Казахстане более 66% производства электроэнергии приходится на долю крупных энергетических и промышленных групп. Так, государственный холдинг «Самрук-Энерго» производит 30% вырабатываемой в стране электроэнергии, вторым крупнейшим производителем являются электростанции, входящие в горно-металлургических холдинг ERG (17%), доля в производстве электроэнергии на ТЭЦ холдинга ЦАЭК составляет 7%, и по 6% приходится на Kazakhmys Energy<sup>4</sup> и на Казахстанские коммунальные системы. С 1990 года существенно возросла (на 12%) доля газовой генерации, прежде всего, ввиду строительства собственной генерации на нефтегазовых месторождениях.

### **Необходим ли специальный механизм поддержки газовой генерации в Казахстане? (IHS Markit)**

Как отмечалось выше, расширение использования газа в электроэнергетике Казахстана актуально сразу по нескольким причинам. Во-первых, это признано одним из важнейших путей выполнения страной взятых на себя международных обязательств по сокращению выбросов парниковых газов за счёт отхода от использования угля для выработки тепловой энергии. Еще одна причина заключается в том, что это позволит удовлетворить растущую потребность в маневренной генерации, обусловленную фундаментальными структурными сдвигами в графике нагрузки, необходимостью регулирования частоты и ростом объёмов возобновляемой генерации (поскольку ВИЭ являются непостоянными источниками энергии).

В то же самое время, одним из ключевых препятствий для реализации поставленной задачи является дешевизна угля в Казахстане, что объясняется наличием в стране богатых запасов данного вида топлива с возможностью добычи по очень низкой себестоимости. Газ в Казахстане дороже угля, но его стоимость все же невысока относительно мировых цен. Тем не менее, на большей части территории страны тарифы на электроэнергию для конечных потребителей в основном ориентированы на недорогую генерацию на угольном топливе, что осложняет электростанциям задачу перехода на газ с одновременным сохранением конкурентоспособности. В частности, в ходе обсуждения газификации столицы Казахстана, города Нур-Султан, с вводом в эксплуатацию газопровода «Сарыарка» было намеренно принято решение не переводить городские электростанции с угля на газ. Использование газа потребовало бы существенного повышения цен на электроэнергию, чтобы позволить генерирующим предприятиям покрыть дополнительные расходы. Министр энергетики Канат Бозумбаев заявил, что перевод ТЭЦ столицы с угля на газ увеличит себестоимость выработки электроэнергии примерно на 50%.<sup>5</sup> Например, в декабре 2018 года средняя цена закупки каменного энергетического угля промышленными потребителями (к которым относятся электростанции) в Казахстане составляла лишь 6819 тенге/т (18,34 долл. США/т), а средняя цена закупки промышленными потребителями природного газа находилась на уровне 25 485 тенге за тыс. м<sup>3</sup> (68,54 долл. США/тыс. м<sup>3</sup>). В пересчете на тонну условного топлива (т.у.т. [7000 ккал/кг]) вышеприведённые показатели

<sup>4</sup> Энергетическая часть компании «Корпорация Казахмыс» - крупнейшего производителя меди в Казахстане.

<sup>5</sup> См. IHS Markit Insight Construction is about to begin on Kazakhstan's Saryarka gas pipeline, but its promise of broad regional gasification remains elusive [Аналитический обзор IHS Markit «В Казахстане ожидается начало строительства газопровода «Сарыарка», но его роль в широкомасштабной региональной газификации пока остается неясной»], 12 октября 2018 г.

составят около 29,3 долл. США/т у.т. для каменного угля и 58,6 долл. США/т.у.т. для природного газа, что означает почти двукратную разницу.<sup>6</sup>

Как указано в главе, посвященной газу, потребность в газовой генерации становится все более актуальной на юге Казахстана. На западе страны все электростанции уже работают на газе, а на севере и в центральной части (включая Павлодарскую и Карагандинскую области) в основном используется уголь (в 2018 году в Северной зоне на уголь пришлось 96,8% всего ископаемого топлива, используемого электростанциями) (см. Таблицу 5.1а: Использование разных видов топлива на тепловых электростанциях (ТЭС) Казахстана).

Таблица 5.1а  
Использование разных видов топлива на тепловых электростанциях (ТЭС) Казахстана  
2018 год

	Всего	Уголь	Мазут	Газ
<b>Всего по ТЭС</b>				
В процентах:	100,0	86,1	0,8	13,1
тыс. тонн условного топлива	42230,7	36351,2	357,7	5521,8
природное топливо, используемое на ТЭС*		58069,0	259,4	4719,5
<b>Северная зона</b>				
В процентах:	100,0	96,8	0,7	2,5
тыс. тонн условного топлива	35085,2	33954,6	259,0	871,7
природное топливо, используемое на ТЭС*		54240,5	187,8	745,0
<b>Южная зона</b>				
В процентах:	100,0	60,6	2,5	36,9
тыс. тонн условного топлива	3956,2	2396,6	98,7	1460,9
природное топливо, используемое на ТЭС*		3828,5	71,6	1248,6
<b>Западная зона</b>				
В процентах:	100,0	0,0	0,0	100,0
тыс. тонн условного топлива	3189,3	0,0	0,0	3189,3
природное топливо, используемое на ТЭС*		0	0	2725,9

\* в тыс. тонн для угля и мазута, в млн. м<sup>3</sup> для газа.

Примечание: учитываются ТЭС, подключенные к национальной сети и производящие коммерческие объемы электроэнергии. Исключены те электростанции, которые производят электричество на собственные технологические нужды.

Источник: KEGOC

В то же самое время, в южной энергозоне структура генерирующих мощностей менее однородна (в 2018 году 60,6% в ней приходилось на уголь, 36,9% – на газ и 2,5% – на мазут). При этом, прежде всего по экологическим соображениям (в целях улучшения качества воздуха), ТЭЦ-1 Алматы (145 МВт) уже практически переведена с угля на газ. Перевод Алматинской ТЭЦ-2 (510 МВт) на природный газ ожидается позже, однако, по предварительным расчётам, это приведёт к более чем двукратному увеличению себестоимости

<sup>6</sup> Теплотворная способность каменного угля существенно варьируется из-за различий в качестве угля, добываемого на разных месторождениях. В Казахстане Министерство использует коэффициент перевода [в тонны условного топлива] в размере 0,626 на тонну каменного угля, что соответствует средней теплотворной способности 4382 ккал/кг. Это представляется целесообразным, поскольку преобладающая доля в поставках энергетического угля на электростанции Казахстана приходится на экибастузский суббитуминозный уголь. В среднем его теплотворная способность составляет около 4000 ккал/кг, что соответствует коэффициенту пересчета на условное топливо в размере 0,600.

<sup>7</sup> В Казахстане цены, выплачиваемые производителям электроэнергии, варьируются по большей части в зависимости от типа электростанции, а не от региона (см. выше раздел, посвященный эволюции механизмов поддержки ВИЭ).

производства электроэнергии.

Безусловно, в Алматы сложился самый высокий в стране уровень цен на газ для конечных потребителей, поскольку его необходимо либо импортировать (в основном из Узбекистана), либо транспортировать на большие расстояния из главного газодобывающего региона на западе Казахстана (см. главу 4). В декабре 2018 года средняя цена приобретения природного газа промышленными потребителями в Алматы составляла 33 455 тенге/тыс. м<sup>3</sup> (90 долл. США /тыс. м<sup>3</sup>). В то же самое время, региональные закупочные цены на уголь для промышленных потребителей в Алматы находились примерно на уровне среднего значения в целом по стране. Это означает, что стоимость закупки топлива для Алматинской ТЭЦ-2 становится в 2,6 раза выше после перехода на газ, чем до него: для газа она составляет 76,9 долл. США/т.у.т., а для угля – около 29,5 долл. США/т.у.т. Исходя из того, что удельный расход топлива на станции (потребление топлива на 1 кВт\*ч выработанной энергии) при использовании газа составляет около 414 граммов условного топлива, затраты на топливо в расчете на киловатт-час находятся на уровне около 0,0318 долл. США/кВт\*ч (31,8 долл. США/МВт\*ч). Для сравнения, средняя цена электроэнергии, выплачиваемая ее производителям в Казахстане, которая должна покрывать все расходы генерирующего предприятия, в декабре 2018 года составляла лишь около 22,4 долл. США/МВт\*ч.<sup>7</sup>

В создавшейся ситуации в целом прослеживаются параллели с возобновляемой генерацией, которая также столкнулась с проблемами обеспечения конкурентоспособности по сравнению с традиционной электроэнергетикой и некоторое время получала поддержку от государства. Однако следует отметить, что в последнее время в мире складывается политический курс, предполагающий все более «обыденное» отношение к возобновляемой энергетике – идет сокращение объема государственного содействия и сворачивание приоритетов для ВИЭ с точки зрения диспетчирования, подключения и передачи.

### **Строительство электростанции в Шымкенте**

Одним из механизмов содействия более широкому распространению газовой генерации в Казахстане является обеспечение ряда электростанций газом по специальным ценам, рассчитанным по установленной формуле. Это направлено непосредственно на поддержку развития электроэнергетики – особенно в южной части страны. По сути, данная схема предполагает, что компания КТГ должна продавать газ по сниженным (или «субсидируемым») ценам, и, очевидно, одновременно пытаться компенсировать разницу, взимая более высокие цены с других потребителей газа (например, с тех, которые используют его в качестве сырья).

Первым примером такого подхода являются специальные ценовые условия, предоставленные новой электростанции, строящейся в Шымкенте. Eurasian Resources Group (ERG или ТОО «Евразийская Группа») – диверсифицированная добывающая и промышленная компания – планирует построить новую газовую электростанцию на базе принадлежащей ей Шымкентской ТЭЦ-3 (160 МВт) в целях обеспечения электроэнергии для текущей производственной деятельности. Предполагается сооружение парогазовой установки (ПГУ) с установленной мощностью до 550 МВт, которая должна быть введена в эксплуатацию в 2023 году.



Средняя цена приобретения газа для промышленных потребителей в Туркестанской (бывшей Шымкентской) области в декабре 2018 года составляла 28 920 тенге/тыс. м<sup>3</sup> (77,8 долл. США/тыс. м<sup>3</sup>). Это несколько ниже, чем в Алматы, но все же является одним из самых высоких показателей в Казахстане. Согласно расчетам ERG, чтобы обеспечить ценовую конкурентоспособность электроэнергии, производимой на новой станции, цена приобретения газа не должна превышать 60 долл. США/тыс. м<sup>3</sup>. В этой связи парламент рассматривает поправку в законодательство, позволяющую КТГ продавать газ для электростанции ERG по сниженной цене (60 долл. США/тыс. м<sup>3</sup>).

Хотя намерения, лежащие в основе подобной политики, несомненно, заслуживают одобрения, принимаемые меры являются абсолютно бессистемными и непрозрачными – совершенно очевидно, что их широкомасштабное применение на постоянной основе невозможно. Назрела необходимость создания более стабильного и прозрачного механизма.

### Рекомендации

**Рекомендуется выработка целенаправленной программы развития и наращивания маневренной генерации.** Прежде всего, следует определить, какой объем маневренных мощностей в Казахстане необходим, где именно и с какими характеристиками (в частности, имеется в виду скорость набора и снижения нагрузки). Конкурентный отбор проектов строительства маневренных мощностей может быть осуществлён через механизм рынка мощности, запущенный в 2019 году. Или же это можно организовать с помощью тендера (аукционных торгов) в отношении конкретных мощностей в порядке, аналогичном тому, который действует сейчас для ВИЭ, с установлением сроков начала строительства и сдачи в эксплуатацию. В рамках таких аукционных торгов предполагается подача заявок со стороны потенциальных инвесторов/подрядчиков (которые должны соответствовать заданным критериям – в частности, с точки зрения финансовых и технических возможностей). Отбор заявок по проектам следует осуществлять по цене: победителями должны признаваться соискатели с самой низкой ценой предложения. Однако в таком механизме изначально необходимо предусмотреть включение в состав цены, устанавливаемой для конечных потребителей, результирующей более высокой стоимости электроэнергии (и мощности), которая будет при этом обеспечиваться. Поскольку выгодоприобретателями в данном случае являются конечные потребители, платить за это должны именно они.

#### 5.2.2 Передача электроэнергии

Электросетевая инфраструктура Казахстана представлена сетями 500-220 кВ оператора Национальной электрической сети (НЭС) KEGOC<sup>8</sup>, сетями 196 энергопередающих организаций (ЭПО), в том числе 20 региональных электросетевых компаний (РЭК), и 301 энергоснабжающими организациями

(ЭСО), поставляющими электроэнергию розничным потребителям.

Национальная электрическая сеть обеспечивает передачу электрической энергии от энергопроизводителей, имеющих схему выдачи в НЭС до оптовых потребителей, подключенных к этой сети (распределительные электросетевые компании, крупные потребители).

Таблица 5.1 – Протяженность электросетевой инфраструктуры КЕГОС и выбранным РЭК.

Напряжение	КЕГОС	РЭК
1150 (в режиме 500 кВ)	1421,2	0
500 кВ	8288,0	0
330 в режиме 220 кВ	1864,1	0
220 кВ	14694,0	1428,2
110 кВ	352,8	17062,8
35 кВ	44,1	21372,3
10 кВ	92,6	51315,9
6-0,4 кВ	18,7	40586,4



Источник: данные по РЭК

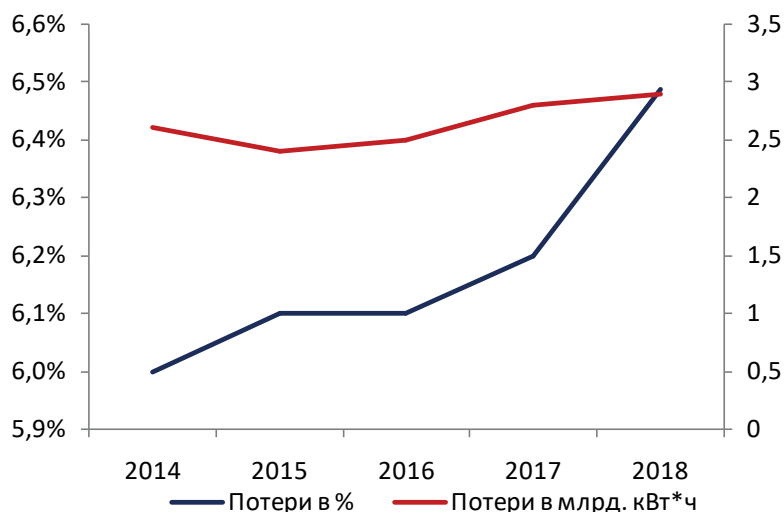


Рисунок 5.6 – Нормативные потери в сетях НЭС и РЭК.

<sup>8</sup> КЕГОС совмещает функции оператора Национальной электрической сети и системного оператора, а через дочернюю организацию РФЦ – осуществляет функции Единого закупщика мощности традиционных электростанций и электроэнергетики ВИЭ.

Несмотря на поступающие инвестиции и развитие электросетевой инфраструктуры, в Казахстане не выполнены следующие задачи:

- отсутствуют прямые электрические связи на напряжении 500 кВ трёх областей Южной энергозоны (Кызылординской, Туркестанской, Жамбылской) с ЕЭС РК;
- отсутствуют прямые связи Западной энергозоны с ЕЭС РК (ведётся параллельная работа через сети России);
- высокая степень износа основного оборудования ЭПО;
- значительное количество бесхозных электросетевых объектов (1,3 тыс. км ЛЭП и сотни подстанций).

Значительный дефицит собственной мощности в Южной энергозоне и прогнозы растущего энергопотребления в ней говорят о

необходимости реализации новых проектов повышающих пропускную способность и надёжность транзита «Север-Юг» со стороны оператора НЭС.<sup>9</sup>

### 5.2.3 Потребление электроэнергии

По данным системного оператора, потребление электрической энергии в Казахстане в 2018 году составило 103 228,3 млн. кВт\*ч, что на 5% выше потребления в 2017 году. Рост потребления был зафиксирован во всех энергозонах и составил 5% в Северной энергозоне, 7% в Южной энергозоне и 8% в Западной энергозоне, благодаря увеличению объёмов промышленного производства на 4,1% в 14 областях Казахстана.

В период 2014 -2018 гг. наибольший рост потребления электроэнергии пришёлся на северную энергозону и составил 6,99 млрд. кВт\*ч.

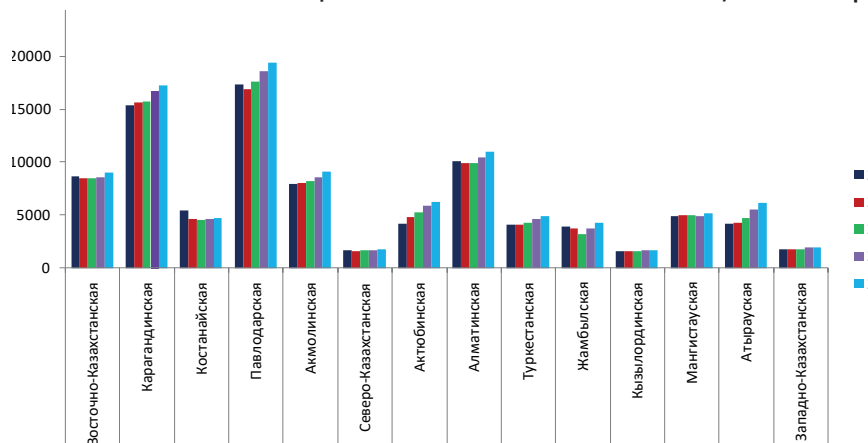


Рисунок 5.7 – Изменение потребления электроэнергии 2014-2018 гг.

За этот период снижение потребления электроэнергии наблюдается только в Костанайской области и коррелирует со снижением потребления (-541 млн. кВт\*ч) на Соколовско-Сарбайском горно-обогатительном производственном объединении (ССГПО), обусловленным снижением добычи и обогащения железной руды и конечной продукции на 25-29%.<sup>10</sup> Снижение производства

и экспорта железной руды, в свою очередь, связано с сокращением строительной деятельности в западном Китае, который являлся ключевым рынком для продукции ССГПО.

Наибольший рост потребления за указанный период (2014 - 2018) наблюдался в Актыбинской и Атырауской областях и был связан с ростом промышленного производства – увеличением потребления АО АЗФ

<sup>9</sup> В 2018 году было объявлено о необходимости реализации проекта строительства линии постоянного тока «Север-Юг».

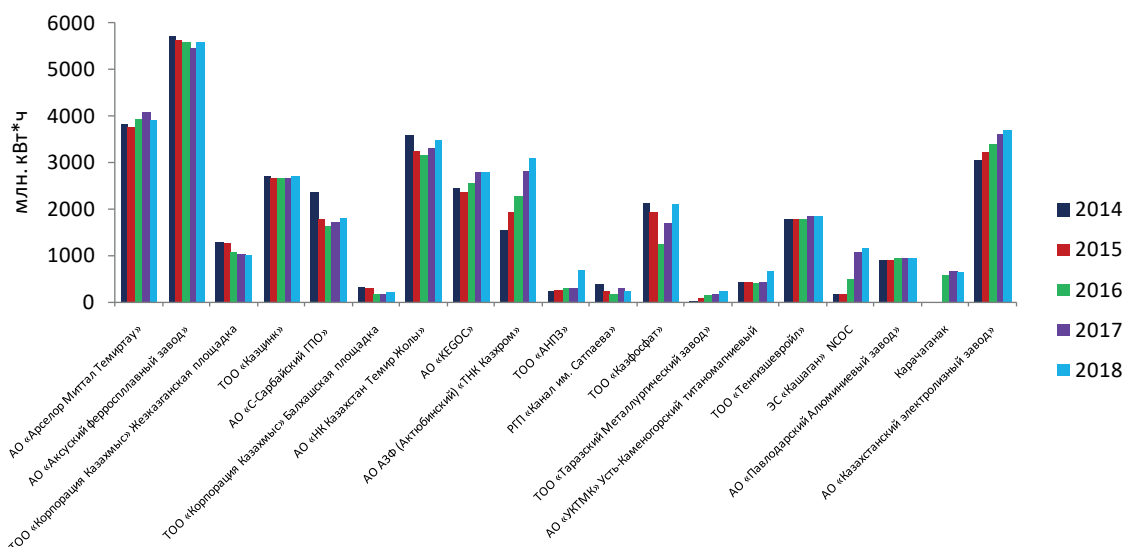
<sup>10</sup> В Казахстане работают два производителя железной руды: ССГПО и Арселор Миттал, при этом ССГПО является единственным экспортером страны, т.к. вся продукция Арселор Миттал используется для внутреннего потребления на заводе Темиртау.

(Актюбинский) «ТНК Казхром» (+1588 млн. кВт\*ч) и увеличением добычи нефти на месторождении Кашаган (+976 млн. кВт\*ч).

Рост цены и спроса на хром<sup>11</sup> в рассматриваемый период, а также высокое качество хромовой руды, добываемой в стране, обусловили

рост производства АО АЗФ (Актюбинский) «ТНК Казхром», и, как следствие, увеличение потребления электроэнергии в два раза.

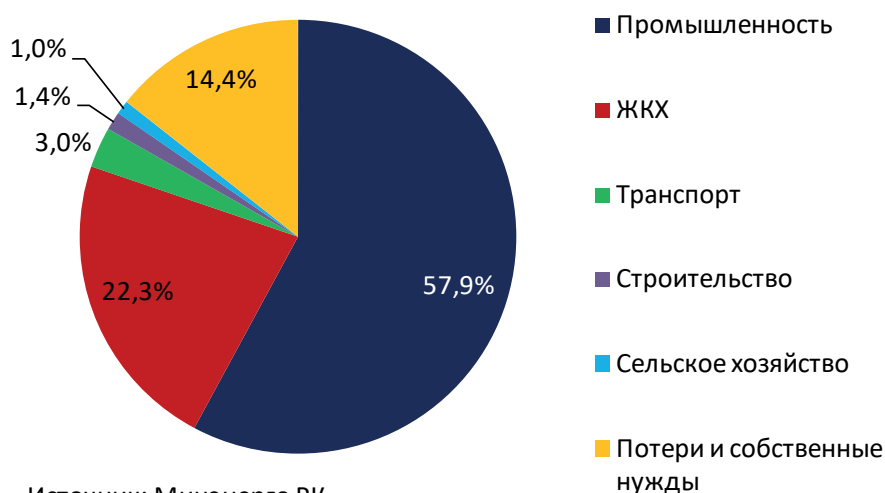
Рост потребления в Павлодарской и Карагандинской областях связан с увеличением выпуска алюминия и другой металлургической продукции, а также ростом производства на ПНХЗ.



Источник: KEGOC, Казахстанская электроэнергетическая ассоциация

Рисунок 5.8 – Динамика потребления электроэнергии крупнейших потребителей электроэнергии в период 2014 – 2018 гг.

На долю обозначенных крупнейших промышленных потребителей электроэнергии приходится около трети всего энергопотребления страны.



Источник: Минэнерго РК

Рисунок 5.9– Структура потребления электроэнергии в Казахстане.

<sup>11</sup> 95% объемов хрома используются в производстве нержавеющей стали.

с учетом доминирования экспорт-ориентированной промышленности в электропотреблении Казахстана, прогноз потребления в большей степени зависит от ситуации на международных рынках металлов, а также от объемов добычи и транспортировки нефти. Потребление в сфере ЖКХ, несмотря на рост численности населения, имеет определенную стабильность роста с постепенным насыщением, при этом мероприятия по энергосбережению

могут компенсировать рост потребления, возникающий за счет увеличения численности населения. Снижение потерь электроэнергии при передаче электроэнергии может быть достигнуто за счет оптимизации режимов работы электросетевого оборудования, модернизации и обновления электросетевого оборудования, однако снижение потерь<sup>12</sup> ниже определенного уровня в условиях Казахстана вряд ли возможно.

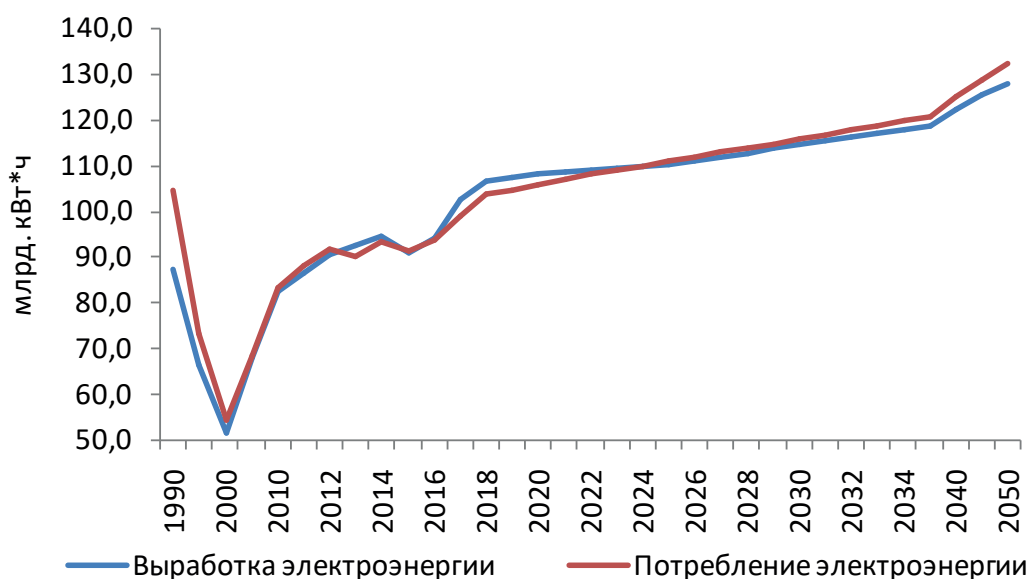


Рисунок 5.10 – Прогноз производства и потребления электроэнергии до 2050 гг., млрд. кВт\*ч.

Из прогноза потребления электроэнергии IHS Markit следует, что существенного увеличения базовых мощностей в Казахстане не потребуется до 2030 года, однако, с учетом планируемого ввода ветровых и солнечных электростанций в объеме до 2,5 ГВт, необходимо рассмотреть ввод манёвренных мощностей.

#### 5.2.4 Регулирование отрасли

Регулирование электроэнергетики в Казахстане одновременно осуществляется несколькими ведомствами и структурами, отвечающими за конкретные аспекты работы сектора. Представленная ниже схема даёт представление о полномочиях и сферах ответственности каждого:

<sup>12</sup> Усредненные фактические потери электроэнергии в сетях за период 2014-2018 гг снизились в РЭК с 11,7% до 10,3%



Рисунок 5.11 - Схема регулирования отрасли.

При кажущемся разделении функций и зон ответственности, некоторые из ведомств одновременно участвуют в регулировании деятельности одних и тех же участников рынка. Так, регулирование тарифов на электроэнергию и мощность тепловых электростанций (ТЭЦ) ограниченных предельными значениями осуществляется Министерством энергетики, в то время как тарифы на отпуск тепла регулируются Комитетом по регулированию естественных монополий, защите конкуренции и прав потребителей (КРЕМиЗК) Министерства Национальной экономики. Ввиду

социальной значимости поставок тепловой энергии КРЕМиЗК реализует политику сдерживания роста тарифов для конечных потребителей, что выражается в необоснованном занижении тарифов на тепловую энергию.

**5.2.5 Рынки электроэнергии и мощности в Казахстане**  
В Казахстане существующий рынок электрической энергии делится на оптовый и розничный, схематически структура оптового рынка представлена на рисунке 5.12.

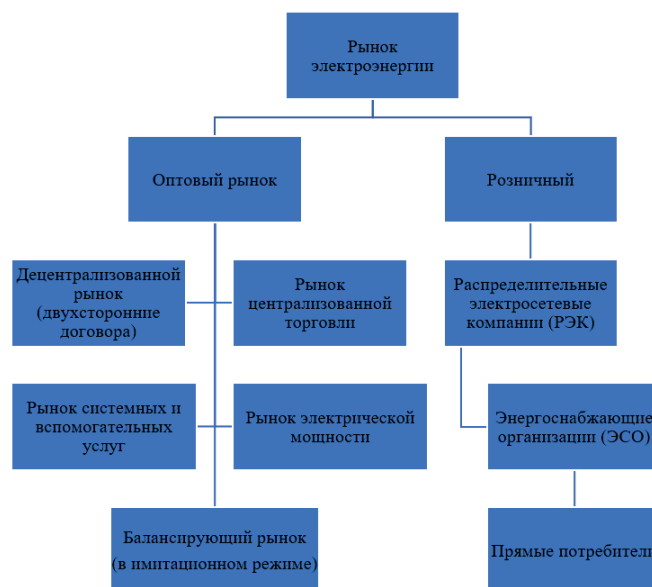


Рисунок 5.12 – Структура рынка электроэнергии.

Субъектами оптового рынка электроэнергии являются:

- энергопроизводящие организации, поставляющие на оптовый рынок электроэнергию в объеме не менее 1 МВт среднесуточной мощности;
- потребители электроэнергии, приобретающие электроэнергию на оптовом рынке в объеме не менее 1 МВт среднесуточной мощности;
- энергопередающие организации;
- энергоснабжающие организации, не имеющие собственных электрических сетей и покупающие на оптовом рынке электроэнергию в целях ее перепродажи в объеме не менее 1 МВт среднесуточной (базовой) мощности;
- системный оператор (АО «КЕГОС»);
- оператор централизованной торговли электроэнергией (АО «КОРЭМ»).

На оптовом рынке электроэнергии энергопроизводящие организации осуществляют продажу электрической энергии энергоснабжающим организациям и оптовым потребителям.

С 2019 года в Казахстане функционирует рынок мощности, таким образом, на оптовом рынке реализуются два товара: электроэнергия и мощность.<sup>13</sup>

На розничном рынке электроэнергии энергопроизводящие и энергоснабжающие организации осуществляют продажу электрической энергии розничным потребителям, при этом реализуется только электроэнергия (затраты на мощность включаются в цену электроэнергии).

Помимо электроэнергии в Казахстане также поставляется и реализуется тепловая энергия.

В отличие от электроэнергетики<sup>14</sup>, структура теплоэнергетической отрасли состоит из трех секторов:

- Производство тепловой энергии (38 ТЭЦ, 63 крупных и 2200 малых котельных), при этом 62% центрального теплоснабжения приходится на ТЭЦ;
- Передача, распределение и сбыт тепловой энергии (магистральные и квартальные тепловые сети > 12 тыс. км);
- Потребление: промышленные потребители, государственные и частные организации, население.

Рынок тепловой энергии представлен только розничным сектором, с отсутствием практической возможности розничного потребителя выбирать поставщиков тепловой энергии.

### **5.2.6 Особенности и объёмы продажи электроэнергии и мощности на оптовом рынке**

Продажа электроэнергии в Казахстане, осуществляются как централизованно, по результатам торгов, так и децентрализованно, на основе двухсторонних договоров (между электростанциями и оптовыми потребителями) по ценам, не превышающим предельные тарифы. До введения рынка мощности в 2019 году доля поставки электроэнергии на основе двухсторонних договоров составляла 70-80%. С 2019 года, аналогично рынку электроэнергии (централизованно и децентрализованно) осуществляется продажа услуг по обеспечению готовности мощности в рамках рынка мощности.

По результатам проведенных централизованных торгов на электроэнергию в 2018 г. было заключено 15770 сделок в объеме 21,26 млрд. кВт\*ч (20% от объема рынка электроэнергии) на общую сумму 151,386 млрд. тенге без учёта НДС. Таким образом, средняя оптовая цена

<sup>13</sup>В части рынка мощности необходимо отметить наличие ряда крупных промышленных групп, включающих собственные электростанции и потребителей, которые фактически могут не участвовать в рынке мощности.

<sup>14</sup>согласно определению действующего законодательства электроэнергетика включает в себя производство, передачу, распределение и потребление электрической и тепловой энергии.

электроэнергии составила 7,12 тенге/кВт\*ч (без учета НДС). Необходимо отметить снижение объема сделок на централизованной площадке в 2018 году на 27% (28,96 млрд. кВт\*ч). Остальной объем производимой электроэнергии, или около 80%, поставлялся в рамках двухсторонних договоров, информация по которым является закрытой. Часть электроэнергии, особенно внутри промышленных групп, поставляется по ценам ниже предельных тарифов.

В целом объем рынка электроэнергии за 2018 год может быть оценен в 800 млрд. тенге. Из данного объема исключены объемы производства электроэнергии собственной генерации нефтегазовых месторождений (Кашаган, Тенгиз, Карачаганак, Кумколь и т.д.), поставляющих электроэнергию для собственных нужд.

На основе результатов торгов рынка мощности на 2019 год, объем которых составил 35 млрд. тенге (т.е. всего 4% от объема рынка электроэнергии 2018 года), и с учетом снижения предельных тарифов, нами прогнозируется общее снижение объема рынка (электроэнергии и мощности) по сравнению с 2018 года на 200 млрд. тенге (т.е. на 25%).

Особые условия созданы для реализации электроэнергии, выработанной на ВИЭ. Продажа и покупка электроэнергии ВИЭ осуществляется централизованно через Единого закупщика (Расчётно-Финансового Центра [РФЦ] по поддержке ВИЭ). Объёмы и затраты на покупку электроэнергии от ВИЭ распределяются пропорционально доле производства электроэнергии традиционных электростанций в общей выработке. Оплата за электроэнергию ВИЭ включается в предельный тариф традиционных электростанций независимо от энергозоны, за вычетом объёмов производства собственных источников ВИЭ. По нашим прогнозам,

в 2019 году затраты электростанций (без учета роста затрат на топливо) за счёт обязательств по покупке электроэнергии на ВИЭ вырастут существенно (прогнозируемый общий рост затрат на ВИЭ - 50 млрд. тенге). В результате снизится не только прибыль электростанций, но и возникнет необходимость сокращения затрат, которое де-факто возможно только за счет снижения фонда оплаты труда (сокращение персонала, отмена премий и т.д.), так как снижение затрат на ремонтный фонд придет к понижению тарифа регулятором.

В результате отрасль поставлена в ситуацию, не только не позволяющую реализовать амбициозные цели по модернизации и внедрению новых технологий, но и приводящую к необходимости сокращения расхода на персонал. Данный факт требует скорейшей гармонизации поставленных правительством целей развития электроэнергетики и тарифной политики.

### **5.2.7 Ценообразование на электроэнергию, мощность и тепловую энергию**

Министерством энергетики РК устанавливается предельный уровень тарифов на электроэнергию для соответствующей группы энергопроизводящих организаций. В 2019 году предельные уровни тарифов были зафиксированы на период 2019 - 2025 гг., а число групп с 16 было увеличено до 43, фактически соответствующих числу крупных электростанций в Казахстане. Критериями для установления индивидуальных предельных тарифов электростанций являются их тип, установленная мощность, вид топлива и расположение (энергозона). Отпускная цена электроэнергии не может превышать предельных уровней тарифов, за исключением



электроэнергии, продаваемой на централизованной площадке. Так цена электроэнергии на централизованных торгах может превышать установленный для электростанции предел, но объем проданной по такой цене электроэнергии не может превышать 10% объемов вырабатываемой этой станцией электроэнергии.

В рамках поддержки развития ВИЭ предельный тариф уменьшается на стоимость объемов покупки электроэнергии от ВИЭ.

Министерство энергетики, также регулирует тарифы на мощность для существующих электростанций, верхний

предел которых устанавливается на 7-летний период. Реализация инвестиционных проектов в рамках рынка мощности осуществляется по индивидуальным условиям с утверждением индивидуальных тарифов на долгосрочной основе.

Как уже было сказано выше, помимо Министерства энергетики, тарифы ТЭЦ регулируются КРЕМИЗК в части производства тепловой энергии. КРЕМИЗК также является основным органом, устанавливающим тарифы на передачу и распределение электрической и тепловой энергии.

## 5.3 Формирование рынка мощности и возможности стимулирования чистой генерации

### 5.3.1 Общие сведения о рынке мощности. Результаты первых торгов

С 1 января 2019 года в Казахстане функционирует рынок мощности. Целью его введения, в соответствии с положениями Закона «Об электроэнергетике», является «привлечение инвестиций для поддержания существующих и ввода новых электрических мощностей для покрытия спроса на электрическую мощность».<sup>15</sup> Несмотря на некоторое изменение в формулировке от 2012 года (когда на планируемый тогда рынок мощности также возлагалась ответственность по предупреждению дефицита мощности), основная цель его введения осталась без изменений, а именно: обеспечение надёжности работы Единой электроэнергетической системы (ЕЭС) Казахстана.

Действительно, именно предотвращение долгосрочной угрозы надёжности электроснабжения при неспособности рынка электроэнергии обеспечить инвестиции в необходимые ресурсы – основополагающая причина

запуска различных механизмов компенсации за мощность<sup>16</sup> в мире. Преимущество данных механизмов для инвесторов заключается в том, что отобранные для поставки мощности электростанции получают доход вне зависимости от спроса (поставки) на электроэнергию и, тем самым, обеспечиваются долгосрочные гарантии и высокий уровень ожидаемой стабильности.

На протяжении 2009-2015 годов вопросы обеспечения долгосрочной надёжности электроснабжения в Казахстане (на фоне высокого износа основных фондов и прогнозируемого стремительного роста потребления) решались за счёт рынка электроэнергии. Установление в 2009 году предельных тарифов в рамках программы «тариф в обмен на инвестиции», предусматривавшей инвестиционную надбавку к тарифам генерирующих предприятий, обеспечило порядка 1 триллиона тенге инвестиций в модернизацию и расширение существующих генерирующих активов и увеличение их располагаемой

<sup>15</sup> Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 года № 588-III «Об электроэнергетике» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 19.04.2019 г.)

<sup>16</sup> рынок мощности является одним из механизмов компенсации мощности.

мощности к 2018 году на 4,2 ГВт.

Тем не менее, согласно прогнозному балансу электрической мощности Министерства энергетики в 2019 году, профицит генерирующих мощностей (с учётом необходимого резерва) в целом по Казахстану составит только 332 МВт (без учёта планов по вводу мощностей).<sup>17</sup>

Картина достаточности мощности различается в зависимости от энергозоны:

- в изолированной Западной зоне, дефицит в 43 МВт наблюдается уже в 2019 году. К 2025 году прогнозируется его рост (с учётом необходимого резерва) до 920 МВт.

- В Южной зоне (дефицит которой традиционно покрывается за счёт перетока с избыточной Северной зоны) в 2019 году дефицит составит 1456 МВт (с учётом необходимого резерва).

К 2025 году прогнозируется его рост до 2297 МВт.

- Несмотря на то, что в Северной зоне (с учётом резерва для Южной зоны) наблюдается профицит до 2023 года включительно (при этом профицит снижается с 1831 МВт в 2019 до 158 МВт в 2025), к 2025 году и в Северной зоне (с учётом необходимого резерва) прогнозируется дефицит в объёме 726 МВт.

Обеспечение достаточности генерирующих мощностей – один из путей решения задачи по обеспечению долгосрочной надёжности электроснабжения.<sup>18</sup> Именно этот путь выбрал Казахстан. Согласно расчётам Минэнерго, в период с 2019 по 2025 годы в Казахстане планируется ввести до 7,3 ГВт новых мощностей, из которых 1,7 ГВт – уже начиная с 2019 года (см таблицу ниже).

Таблица 5.2 – Запланированные новые мощности, МВт.

Энергетическая зона	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Северная	946	1193	1911	2213	2278	3363	4034
Южная	523	1106	1257	1341	1368	1369	1495
Западная	260	688	974	1702	1712	1773	1796
Итого	1729	2987	4141	5255	5358	6505	7325

Источник: Прогнозный баланс электрической мощности ЕЭС РК на 2019-25 гг. Министерство энергетики РК.

- Программы «тариф в обмен на инвестиции» в 2015 году, к концу 2018 года рынок электроэнергии оказался неспособным к созданию достаточных экономических стимулов для инвестиций ни в проведение кардинальной модернизации мощностей, введённых в эксплуатацию 30-40 лет назад, ни, тем более, в строительство новых электростанций (несмотря на дефицит манёвренных мощностей). В частности:

- отмена программы «тариф в обмен на инвестиции» сопровождалась установлением предельного уровня

тарифа с одновременной отменой инвестиционных обязательств;

- недостаточная либерализация оптового рынка электроэнергии – около 80% электроэнергии продаётся по прямым договорам между энергопроизводящими компаниями и оптовыми потребителями;
- в рамках существовавшего ценообразования тариф электростанций покрывал только текущий ремонт и ограниченную модернизацию, реконструкцию или расширение для работы на краткосрочную перспективу;

<sup>17</sup> «Прогнозный баланс электрической мощности на час совмещённого максимума электрических нагрузок по ЕЭС Казахстана на 2019-25 гг.», Приказ Министра энергетики № 10 от 14 января 2019 г.

<sup>18</sup> Решения по мерам снятия угрозы надёжности электроснабжения зависят от ее характера. Так, угроза надёжности электроснабжения может быть топливной (ограничение доступа к необходимому виду топлива), генерирующей (недостаточность генерирующих мощностей из-за выбытия и устаревания), а также связанной с недостаточностью маневренных мощностей и балансирующих ресурсов (генерации, потребителей с управляемой нагрузкой, систем накопления энергии) и сетевыми ограничениями (высокий уровень изношенности сетей и ограниченная возможность интегрировать новые технологии). Подход к решению угрозы надёжности электроснабжения выбирается после анализа технических и экономических причин угрозы и факторов, способных улучшить ситуацию с энергоснабжением.

•привлечение инвестиций в реконструкцию существующих и строительство новых электрических станций было невозможным в рамках действовавшей структуры тарифа на электроэнергию, в силу неконкурентоспособности новых активов по цене на электроэнергию по сравнению с действующими электростанциями.

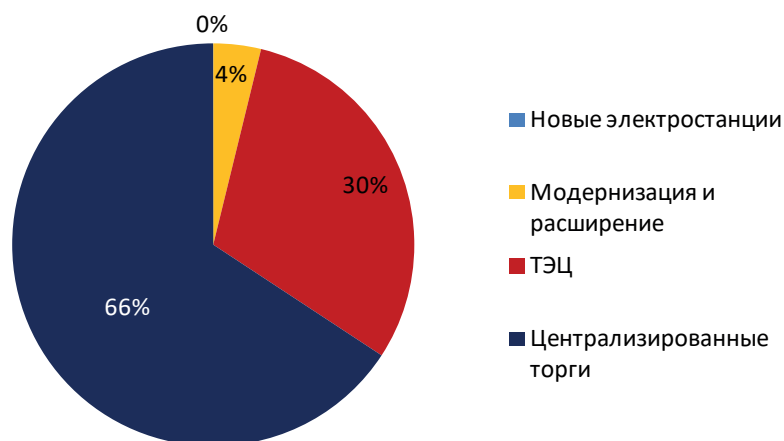
При этом шагов по доведению реформ рынка электроэнергии до завершения и совершенствованию механизмов ценообразования и торговли электроэнергией не было предпринято в достаточной мере.<sup>19</sup> Доводы экспертов о том, что введение рынка мощности не решит накопившиеся проблемы рынка электроэнергии, не были учтены, и откладывавшееся с 2017 года решение о введении рынка электрической мощности было окончательно принято в 2018 году с его вводом с 2019 года.<sup>20</sup>

### 5.3.2 Модель рынка мощности в Казахстане

Рынок мощности в Казахстане - это рынок услуг, в котором Единый закупщик в лице РФЦ (KEGOC) отбирает объёмы мощности электростанций,<sup>21</sup> в том числе согласно аукционной процедуре, и продаёт отобранную мощность (с учётом стоимости своих услуг) по единой цене оптовым покупателям - крупным потребителям, энергоснабжающим и электросетевым компаниям. Согласно процедуре, приоритетно отбираются мощности ТЭЦ, модернизируемых, новых, а затем оставшихся действующих электростанций. При этом конкуренция по цене предусмотрена только среди оставшихся действующих электростанций.

Таким образом, цена на мощность для оптовых покупателей складывается из затрат на покупку:

- мощности новых электростанций;
- мощности модернизируемых и расширяемых электростанций;
- мощности ТЭЦ, в объёме, необходимом для покрытия теплотребления;
- мощности по результатам централизованных ежегодных торгов.



Источник: РФЦ по поддержке ВИЭ

Рисунок 5.13 Объёмы покупки мощностей электростанций Единым закупщиком, МВт. 2019 г.

<sup>19</sup> В Казахстане отсутствует полноценно функционирующий оптовый рынок электроэнергии, балансирующий рынок и рынок дополнительных услуг.

<sup>20</sup> Согласно предложению Европейского Союза от мая 2019 года по регулированию рынков электроэнергии (COM(2016) 861), ввод механизмов (рынков) мощности рассматривается как крайняя мера, при условии чёткого обоснования причин и целей.

<sup>21</sup> Услуга по обеспечению готовности электрической мощности тариф на мощность, измеряемую в тенге за 1 МВт в месяц, далее для удобства повествования просто мощность.

В результате расходы на создание новой генерации, расширение и модернизацию электростанций распределяются равномерно между всеми потребителями.

При этом необходимо отметить отсутствие рыночных механизмов отбора и определения цены на мощность для модернизируемых и расширяемых электростанций. Условия реализации таких проектов и цена на мощность устанавливаются индивидуально административно. Это объясняет расхождение в цене на мощность модернизируемых электростанций. Так, например, при модернизации ТЭЦ Севказэнерго цена на мощность составила 1376 тыс. тенге/МВт в месяц, а по ТЭЦ Караганда энергоцентр - 5 233 тыс. тенге/МВт в месяц.

### **Недостатки принятой формы рынка мощности**

#### **Целеполагание**

Мировой опыт показывает, что отличие первых механизмов компенсации за мощность почти 20-летней давности от современных заключается в многоплановости стоящих перед ними задачами. Помимо обеспечения надёжности электроснабжения, сегодня механизмы рынка мощности используются для:

- реализации программ по повышению технической и технологической эффективности, климатической политики и экономической эффективности;
- привлечения новых технологий и ресурсов при отборе мощности с использованием: «управляемой» нагрузки потребителей, распределённой генерации, ВИЭ (в части «надёжной» выработки (см. ниже)), систем накопления энергии. Учёт новых технологий в балансе мощностей позволяет снизить объём вводимых новых электростанций и/или отсрочить их ввод.

Таким образом, целеполагание механизмов компенсации за мощность претерпело существенные изменения в сторону конкретизации поставленных перед ними задач. За время, прошедшее с начала дискуссии о введении механизма мощности, изменилось видение устойчивого развития Казахстана, поставлены более амбициозные цели по экономическому, индустриальному и социальному развитию. Нормативно-правовая база электроэнергетического сектора Казахстана пополнилась политикой и обязательствами Казахстана по переходу к «зеленой» экономике, целями по цифровизации, достижению целевых показателей технологической, экономической и операционной эффективности в индустриальном развитии. Тем не менее, все эти изменения не нашли отражение в целеполагании и механизмах запущенного в Казахстане с 2019 года рынка мощности.

Это отчасти объясняет, почему в рамках запущенного рынка мощности не предусмотрено участие крупных потребителей (объёмы мощности которых оцениваются в 200 МВт) посредством ценозависимого снижения нагрузки, что позволило бы удовлетворять спрос на мощность, одновременно снижая потребление энергоресурсов, выбросы парниковых газов и отодвигая необходимость ввода новых мощностей.

Изменение и конкретизация целеполагания предоставят возможность увязать задачи рынка мощности с целями сектора, задачами Экологического кодекса (включая цели по НДТ), открыть возможность для максимального использования имеющихся ресурсов, создания условий для новых участников и технологий, и осуществить постепенную трансформацию сложившейся

жёсткой архитектуры сектора.<sup>22</sup> При сохранении принятого целеполагания и сопряжённых механизмов реализации рынка мощности Казахстан рискует зафиксировать устоявшуюся структуру сектора и парадигму отношений, препятствующих поступательному (инновационному) развитию электроэнергетики страны.

### **Технологии, допущенные к отбору в рамках рынка мощности**

В соответствии с Правилами организации и функционирования рынка мощности в Казахстане, к участию в рынке допускаются действующие энергопроизводящие организации, прошедшие аттестацию электрической мощности генерирующих установок Системным оператором.<sup>23</sup> По сути, речь идёт об определении объёмов мощности, готовых к поставке, через подтверждение величины электрических нагрузок и соответствие заявленных параметров генерирующих установок фактическим значениям. Такой подход соответствует текущему целеполаганию и подразумевает обеспечение доступа максимальному числу существующих электростанций к участию в рынке мощности.

Системный оператор, не предъявляя требований к техническим параметрам работы оборудования действующих электростанций (например, к показателю давления пара, году выпуска основного оборудования, скорости набора и снижения нагрузки, виду топлива, турбинным технологиям, показателям качества работы и

экологическим параметрам) не использует механизм рынка мощности для системного решения поставленных задач по повышению эффективности работы сектора, увеличения его маневренности, форсированной модернизации и декарбонизации.<sup>24</sup> Предъявление таких требований только в отношении инвестиционных проектов по реконструкции, расширению, модернизации существующих электростанций ограничивает скорость технологического обновления и инновационного развития сектора.<sup>25</sup>

Для сравнения, с 1 января 2020 года, согласно постановлению Европейского Парламента от апреля 2019 года, и обновлениям ранее принятых документов в части функционирования Рынков электроэнергии и мощности в Европейском Союзе (ЕС) (между 2009-2016 гг.), механизмы рынка мощности в ЕС внедряются как крайняя мера, с конкретным обоснованием целей внедрения.

Целью принятых регуляторных и процессуальных изменений является создание сигналов на рынке электроэнергии, способных стимулировать повышение маневренности, декарбонизации и инновационности электростанций в поддержку целей ЕС по достижению показателей климатической и энергетической политик. В частности, в случае использования инструментов оплаты мощности (индивидуальных механизмов и рынков мощности) в странах ЕС с 1 января 2020 года к отбору для предоставления мощности

<sup>22</sup> Текущая формулировка «привлечение инвестиций для поддержания существующих и ввода новых электрических мощностей для покрытия спроса на электрическую мощность» может быть изменена на более конкретную, «обеспечение долгосрочной надёжности электроснабжения ЕЭС Казахстана за счёт всех доступных технологий (со стороны потребления и производства электроэнергии, а также накопления и цифровых решений), а также повышения технической и технологической эффективности, экологичности и маневренности энергосистемы при соблюдении соотношения цены и качества для конечных потребителей».

<sup>23</sup> См. «Правила организации и функционирования рынка электрической мощности», Приложение к приказу Министра энергетики Республики Казахстан от 7 ноября 2018 года № 439, Утверждены приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 152.

<sup>24</sup> Для сравнения, к участию в конкурентном отборе мощности (КОМ) в России не допускаются генерирующие объекты, в состав которых входит генерирующее оборудование с давлением свежего пара 9 МПа и менее, состоящее из турбоагрегата с паровой турбиной (паровыми турбинами) и её основными частями, выпущенными ранее 1967 года, за исключением, если коэффициент использования установленной мощности такого турбоагрегата за год, предшествовавший отбору, составлял более 8%.

<sup>25</sup> «В инвестиционных соглашениях на модернизацию, расширение, реконструкцию и (или) обновление на каждый год устанавливаются целевые индикаторы по следующим показателям: удельные расходы условного топлива на отпуск электрической и (или) тепловой энергии; располагаемая электрическая мощность; срок службы основного генерирующего оборудования; степень износа основного генерирующего оборудования; экологические показатели». См. Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 года № 588-III «Об электроэнергетике» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 19.04.2019 г.), статья 15-4, пункт 6.

ограничен доступ загрязняющих атмосферу электростанций. При этом электростанции, ранее не участвовавшие в отборе мощности (с выбросами более 550 грамм CO<sub>2</sub>/кВт\*ч), к отбору не допускаются и оплату за мощность не получают уже с 1 января 2020 года. Доступ электростанциям, уже отобранным на предоставление мощности на ближайшие четыре года, с показателями выбросов более 550 грамм CO<sub>2</sub>/1кВт\*ч, будет закрыт с 2025 года.<sup>26</sup> Равные условия доступа к отбору мощности рекомендованы для всех видов технологий, как со стороны потребления, так и производства электроэнергии.

Таким образом, в Казахстане для действующих генерирующих предприятий, прошедших аттестацию, отсутствуют иные стимулы (помимо соответствия общесистемным техническим параметрам генерирующего оборудования) для участия в рынке мощности, кроме успешной подачи ценовой заявки в рамках установленного предела.

Отбор мощностей только энергопроизводящих предприятий также несет риск чрезмерного отбора мощности и большей, чем необходимо, финансовой нагрузки на потребителей. При этом, в Казахстане остаётся неиспользованным ресурс промышленных групп в части ценозависимого изменения нагрузки, который может быть учтён при составлении прогнозного спроса на электрическую мощность.

Управление собственной нагрузкой потребителей - наиболее часто применяемый механизм в рамках механизмов компенсации за мощность, в силу способности потребителей

оперативно снизить уровень пикового потребления на продолжительный период, с наименьшими затратами для системы. Использование механизма управления собственной нагрузкой потребителей позволяет отсрочить необходимость в инвестициях в новые генерирующие активы.

Рынок PJM в США является примером, где механизм управления собственной нагрузкой потребителей в рамках механизма рынка мощности получил активное развитие, и потребители с управляемой нагрузкой участвуют в рынке мощности наравне с генерацией. Из всей мощности, отобранной на рынке, доля управляемой нагрузки (demand side) составляет 10% (пиковый спрос в PJM составляет порядка 160 ГВт), что существенно снижает финансовую нагрузку на конечных потребителей, устраняет необходимость в инвестициях в генерацию, которая может быть загружена только время от времени.<sup>27</sup>

Системный оператор Великобритании уже прибегает к услугам потребителей с регулируемой нагрузкой для балансирования системы. Пиковый спрос в Великобритании составляет порядка 60 ГВт, из него половина приходится на промышленных потребителей и коммерческие центры. Целью Системного оператора является возможность балансирования системы на 30% за счет потребителей с регулируемой нагрузкой к 2020 году.

В части возобновляемых источников энергии, в течение ближайших 7 лет в рамках программы поддержки и развития ВИЭ в Казахстане запланирован ввод 2,6 ГВт мощностей на основе ВИЭ (см. Таблицу ниже).

<sup>26</sup> См. Директива EC-Directive on common rules for the internal electricity market (COM(2016) 864), proposal for a regulation on the internal electricity market (COM(2016) 861), proposal for a revised regulation on the European Agency for the Cooperation of Energy Regulators (COM(2016) 863), proposal for a new regulation on risk preparedness in the electricity sector (COM(2016) 862), proposal for a revised Renewable Energy Directive (COM(2016) 767), evaluation of the electricity market design and security of supply (SWD(2016) 413), report on sector inquiry on capacity mechanisms (COM(2016) 752), and report on energy prices and costs in Europe (COM(2016) 769); The European Commission's sector inquiry on capacity mechanisms analyses capacity mechanisms in the EU and offers conclusions about the design principles to ensure their effectiveness

<sup>27</sup> Вторым по значению рынком использования управляемой нагрузки в МКМ в США является рынок ISO New England (ISO-NE). Отобранные программы по повышению эффективности также могут участвовать в рынке мощности, но только в строго установленные сроки в течение года поставки мощности.

Таблица 5.3– Запланированные мощности ВИЭ в период 2019-2025 г.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Зона 1 (Север-Юг)							
ГЭС	90,9	116,7	152,1	193,8	219,8	219,8	219,8
ВЭС	371,5	582,0	966,9	1148,7	1148,7	1148,7	1148,7
СЭС	439,9	872,1	1119,1	1119,1	1119,1	1119,1	1119,1
БиоЭС	1,1	6,1	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8
Итого	903,3	1576,9	2253,9	2477,4	2503,4	2503,4	2503,4
Зона 2 (Западная энергозона)							
ВЭС	95,8	95,8	110,8	110,8	110,8	110,8	110,8
СЭС	2	2	2	2	2	2	2
Итого	97,8	97,8	112,8	112,8	112,8	112,8	112,8
Итого по РК							
	1001,1	1674,7	2366,7	2590,2	2616,2	2616,2	2616,2

Источник: РФЦ по поддержке ВИЭ

Из запланированных к вводу 2,6 ГВт, более 90% приходится на СЭС и ВЭС, мощность которых, согласно принятой методологии построения баланса электрической мощности, принимается равной 0. Действительно, в силу характера производства ВЭС и СЭС не могут предоставить гарантии наличия мощности в часы максимальной нагрузки. Однако, если ВИЭ не участвуют в отборе мощности, то при удовлетворении спроса ими, мощность уже отобранных тепловых электростанций будет уменьшена на объем поставки мощности ВИЭ. В странах, где оплата мощности идёт по факту поставки, выручка тепловой генерации будет уменьшена. В странах, где оплата отобранной традиционной мощности идёт по факту готовности, как это предполагается в Казахстане, мощность таких станций будет оплачена как поставленная, тем самым сохраняя финансовую нагрузку на потребителей.

Для выравнивания привилегированной позиции ВИЭ и учёта интересов потребителей

Казахстан может рассмотреть возможность учёта этой мощности в прогнозном спросе в части «надёжной» выработки, что обеспечит более системный подход к планированию потребностей в мощностях и взгляд на рынок.<sup>28</sup>

### **Принципы отбора мощности и ценообразование на рынке мощности**

#### **Действующие электростанции, не планирующие модернизацию, расширение и реконструкцию**

Новая и старая мощность зачастую отбираются отдельно, в связи с чем подход Казахстана не сильно контрастирует с моделями, принятыми в мире и соседней России. Действительно, с одной стороны, цена новой мощности при отборе через аукцион с единой ценой для всех участников может создать высокие доходы для существующей (старой) генерации. Это особенно актуально для Казахстана, когда в правилах доступа к отбору существующих мощностей

<sup>28</sup> Оценка «надёжной выработки» основывается на исторических данных выработки СЭС и ВЭС, представляя собой усреднённое значение в целях учёта в балансах мощности и при отборе в рамках механизмов мощности (методология, применяется в PJM, NI США). Несмотря на учёт выработки ВЭС и СЭС в балансе и отборе, достоверно спрогнозировать объём мощности к поставке пока возможно только на сутки вперёд. С ростом установленной мощности и выработки ВИЭ (ВЭС и СЭС) применение подобного подхода тестируется в Европе.

энергопроизводящих предприятий не прописаны требования к эффективности технологий и инновационности, которые бы стимулировали вытеснение технологически устаревших мощностей. Однако неравные условия отбора для действующих, модернизируемых и вновь вводимых электростанций, в части принципов формирования тарифов на мощность на конкурентном отборе, делают невозможным обновление основных фондов действующих электростанций.

Согласно правилам, действующие электростанции отбираются в рамках краткосрочного рынка мощности на 1 год вперёд. В случае отбора, в течение первых 7 лет электростанции получают административно-установленный единый для всех участников тариф за 1 МВт в месяц (рассчитанный как отношение суммарной чистой прибыли действующих электростанций на 2015 год к их максимально возможной электрической мощности отпуска в сеть).

Тариф покрывает условно-постоянные расходы и чистую прибыль. Примечательно, что чистая прибыль и амортизационные отчисления наиболее часто используются в качестве источников инвестиций в Казахстане. Основным источником для инвестиций в существующие генерирующие активы остаётся чистая прибыль (краткосрочность отбора и срока реализации инвестиций, а также ограничения на рост тарифа – делают привлечение заёмных средств затруднительным). Ограниченность инвестиций годом предполагает смещение их фокуса на текущий ремонт, в то время, как за неимением или ограниченностью повышения эффективности других ресурсов, сокращение персонала и программ, связанных с его развитием, может стать ответом на ожидаемое от электростанций повышение эффективности расходов.

В правилах предусмотрена возможность модернизации действующих электростанций (при условии утверждения соответствующего инвестиционного проекта), но нет конкурентных условий для вытеснения технологически устаревших мощностей по цене (при условии, что их выработка тепловой и электрической энергии может быть заменена иными источниками). Таким образом, Казахстан создал условия для консервации текущей технологической структуры рынка.

### **Электростанции, планирующие модернизацию, реконструкцию и расширение**

По состоянию на 2019 год 36% турбинного оборудования ТЭС Казахстана имеют износ свыше 75%. За период действия предельных тарифов (2009-2017 гг.) доля турбинного оборудования ТЭС с высоким износом снизилась с 60% до 36%, однако со средним износом – увеличилась с 25% до 58%. Это означает, что в сочетании с принятым ценообразованием на краткосрочном рынке мощности, предусмотренном для действующих мощностей, качественное обновление основных фондов становится возможным только за счёт инвестиционных проектов модернизации активов, где цена мощности и срок модернизации рассчитываются индивидуально.

Согласно правилам рынка мощности, проекты модернизации, реконструкции, расширения, а также вновь вводимые активы отбираются в рамках долгосрочного рынка мощности на индивидуально оговорённых условиях в части цены и сроков её оплаты.

При этом Законом «Об Электроэнергетике» (Закон) уже сделаны исключения для мощностей, модернизация которых была завершена в период 2009-2015 гг. и оплата которых будет произведена



по индивидуальному тарифу на индивидуальный срок окупаемости проектов.<sup>29</sup> К ним относятся:

- электростанции, реализовавшие масштабные инвестиционные программы с 2009 по 2015 годы в период действия программы предельных тарифов на электроэнергию, источником затрат которых, помимо инвестиционной составляющей предельного тарифа, стали значительное дополнительное внешнее финансирование, а также средства, полученные для целей рефинансирования и погашения основного долга ранее привлечённых обязательств по проектам;

- электростанции, введенные в эксплуатацию с 2009 по 2015 год, на строительство которых было привлечено заёмное финансирование до 2015 года, в том числе для целей рефинансирования и погашения основного долга ранее привлечённых обязательств с целевым назначением финансирования строительства электростанции.

В Законе и правилах, тем не менее, отсутствуют ограничения на объём отбора проектов модернизации в год, необходимые в целях контроля за ростом цены конечного потребителя. С учетом существующего сегодня профицита, приоритетный отбор мощностей таких проектов, согласно Закону и правилам, означает риск неотбора действующих мощностей в рамках краткосрочного рынка и увеличение средней цены мощности для конечного потребителя.

### **Ввод новых станций**

Согласно Закону ввод новых мощностей предусматривается

в случае, если в утверждённом прогнозном балансе электрической энергии и мощности на предстоящий семилетний период прогнозируемый непокрываемый дефицит электрической мощности в единой электроэнергетической системе Республики Казахстан или в какой-либо из её зон в течение первых пяти лет прогноза превышает 100 МВт.<sup>30</sup> Такой подход также соответствует текущему целеполаганию рынка, не предусматривающему изменений структуры мощностей и не учитывающему дефицита маневренных мощностей.

Отбор проектов для покрытия дефицита будет происходить в рамках тендера на индивидуальной основе с утверждением параметров по решению уполномоченного органа, с последующим установлением индивидуального тарифа на индивидуальный срок окупаемости проекта и приоритетным отбором мощности.

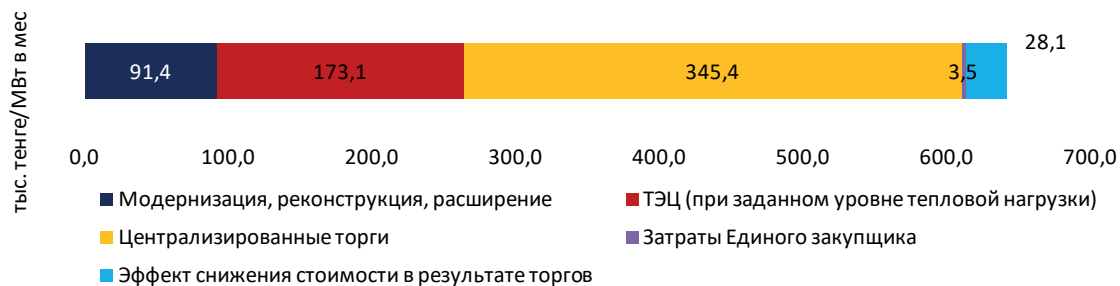
При фактическом дефиците маневренной мощности и необходимости балансирования возрастающих мощностей ВЭС и СЭС, действующий механизм рынка мощности не позволяет стимулировать строительство маневренных источников из-за отсутствия прогнозируемого дефицита мощности.

### **Ценообразование на рынке мощности**

По результатам первого отбора мощности на 2019 год средняя цена продажи мощности сложилась на уровне 613,41 тыс. тенге/МВт в месяц.

<sup>29</sup> Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 года № 588-III «Об электроэнергетике» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 19.04.2019 г.). Статья 9 и 9-1.

<sup>30</sup> Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 года № 588-III Об электроэнергетике (с изменениями и дополнениями по состоянию на 19.04.2019 г.)



Источник: РФЦ по поддержке ВИЭ

Рисунок 5.14 - Структура единой цены на мощность в 2019 г по результатам торгов.

Тариф на мощность, который должен покрывать постоянные затраты, включающие оплату труда, ремонтный фонд, амортизацию и инвестиции, был определен на предельном уровне 700 тыс. тенге/МВт в месяц.

Однако, уже в конце ноября 2018 года, до проведения закупок мощности, предельный тариф был директивно снижен на 15,7%, а в декабре того же года были снижены предельные тарифы на электроэнергию. С учётом, отдельного

проектного ценообразования для модернизируемых (расширяемых) и новых электростанций, первые результаты конкурентных торгов на мощность показали относительно незначительное снижение цен - в среднем оно составило 7,4%. Снижение тарифа на мощность привело к уменьшению дохода электростанций на 10 млрд. тенге (в сопоставимых торгах условиях).

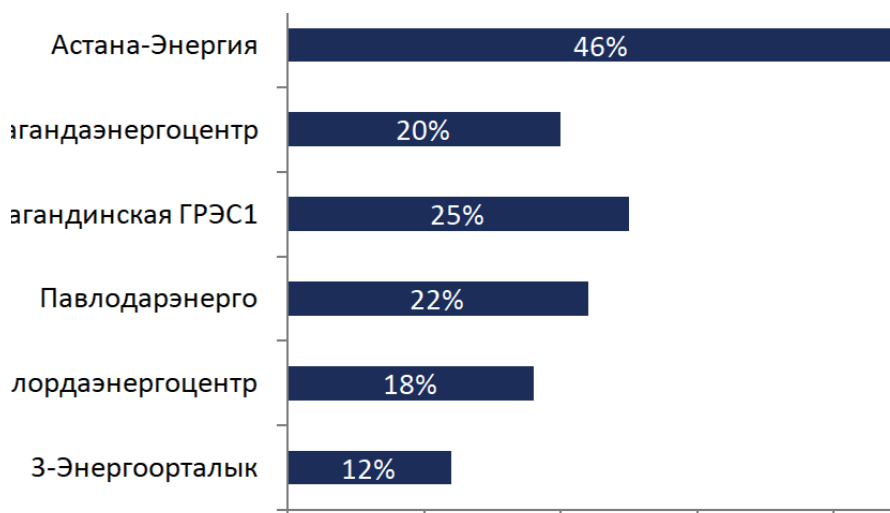


Рисунок 5.15 – Доля постоянных затрат, покрываемых за счет рынка мощности.

Анализ затрат электростанций показывает, что установленный действующий уровень предельного тарифа на мощность не покрывает

постоянных затрат станций, и тем более не создает предпосылок для устойчивого развития электроэнергетического сектора.

### 5.1.1 Рекомендации

**Целеполагание:** Отсутствие конкретных технологических, технических и климатических требований к рынку мощности и ресурсам, обеспечивающих его функционирование, содержит риск замораживания устоявшейся архитектуры сектора, препятствующей его инновационному развитию. Казахстану необходимо гармонизировать цели рынка мощности с программами долгосрочного развития страны, например с переходом на новые экологические стандарты. Рынок мощности в рамках модернизации электростанций должен способствовать и покрывать затраты, связанные с внедрением экологических и новых доступных технологий.

**Технологически нейтральный отбор и прогноз спроса на мощность:** Технологически нейтральный отбор в Казахстане предполагает не только отбор станций на ископаемом топливе, как это прописано сейчас, но и привлечение промышленных потребителей для оказания услуг по ценозависимому управлению нагрузкой. В дальнейшем - создание условий для участия агрегаторов управления спросом для предоставления аналогичных услуг на розничном рынке.<sup>31</sup> В будущем число доступных ресурсов для участия в рынке мощности может быть расширено с пересмотром отношения к мощностям ВЭС и СЭС. Учитывая планы Казахстана по доведению доли ВИЭ (с доминирующей позицией ВЭС и СЭС) до 30% к 2050 году, полученная к этому времени статистика и дальнейшее совершенствование технологий позволят рассчитать «надёжную» выработку ВЭС и СЭС в Казахстане более точно и учесть её в балансе спроса мощностей.

**Ценообразование на мощность:** Казахстан выбрал административное ценообразование на мощность в

части модернизации и ввода новых мощностей. То есть инвестиционные проекты, получающие в дальнейшем право участия в рынке, отбираются вне конкурса, и цена на мощность для них устанавливается уполномоченным органом в результате двусторонних переговоров. Индивидуальный механизм утверждения проектов и определения тарифа является субъективным. В связи с чем, проведение конкурсного отбора проектов модернизации и нового строительства позволит повысить прозрачность и объективность выбора.

**Отбор действующих электростанций:** В рамках рынка мощности отсутствует механизм вытеснения технологически устаревших мощностей, а также мощностей, чья деятельность не соответствует политике перехода к «зелёной» экономике. Для доступа и участия в рынке мощности рекомендуется установить критерии доступа (КИУМ, параметры работы оборудования, экологические показатели деятельности) и условия участия (надёжность поставки мощности, штрафные санкции за не(до)поставку, условия и сроки вывода из эксплуатации, условия сохранения участия (на краткосрочный период - процедуру замены иными источниками тепло- и электроснабжения).

**Ценообразование:** действующий предельный тариф на мощность не отражает фактические постоянные затраты электростанций и необходимый уровень прибыли. С учетом сниженных предельных тарифов на электроэнергию и возрастающих затрат электростанций, в т.ч. числе на поддержку ВИЭ, возникают существенные риски финансовой стабильности сектора.

Кроме того, отсутствует рыночный механизм определения цены на мощность при модернизации и расширении электростанций.

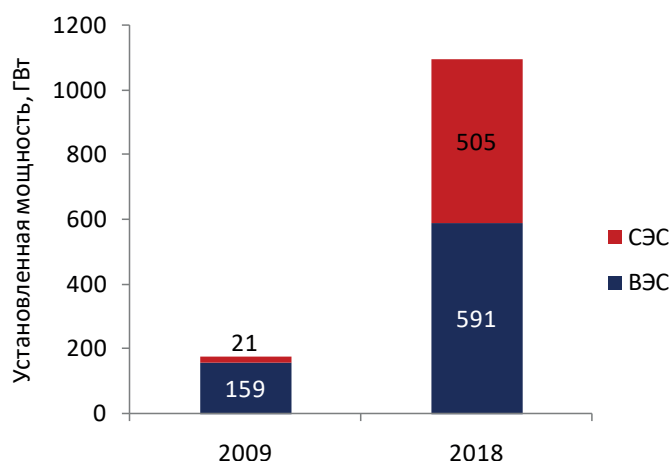
<sup>31</sup> Услуги по ценозависимому управлению спросом на оптовом рынке действуют в рамках рынка мощности России с 2016 года. Концепция агрегаторов управления спросом на розничном рынке была разработана Системным Оператором России в 2018 году и утверждена правительством в 1 квартале 2019. Оценка результатов пилотной программы участия агрегаторов управления спросом (групп потребителей, объектов распределённой генерации или накопления электроэнергии) на розничном рынке электроэнергии должна быть выполнена к 1 сентября 2020 года.

## 5.4 Эволюция механизмов поддержки ВИЭ в Казахстане

Смена глобальной парадигмы развития энергетики в сторону возобновляемых источников энергии (преимущественно ветровой и солнечной генерации) была обусловлена, прежде всего, международной климатической повесткой. Страны, не испытывающие дефицита в поставках топливных ресурсов, тем не менее, активно развивают ВИЭ с целью замещения в первую очередь угольной генерации, характеризующейся наибольшими выбросами парниковых газов. Например, в странах ЕС-28 вводы

новых мощностей в 2018 году на 88% состояли из ветровых и солнечных электростанций.<sup>32</sup>

За последние десять лет в мире совокупная установленная мощность действующих солнечных электростанций увеличилась более чем в 24 раза, ветровых электростанций - в 3,7 раза. Общая установленная мощность ветровых и солнечных электростанций в мире в 2018 году превысила 1000 ГВт, что составляет примерно 15,5% от общей установленной мощности электростанций в мире.



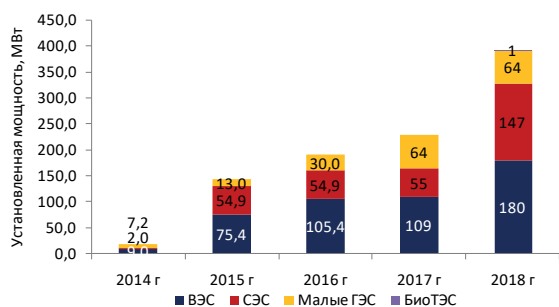
Источник: REN21 Global Status Report 2019

Рисунок 5.16 - Рост общей установленной мощности ветровых и солнечных электростанций в мире, ГВт.

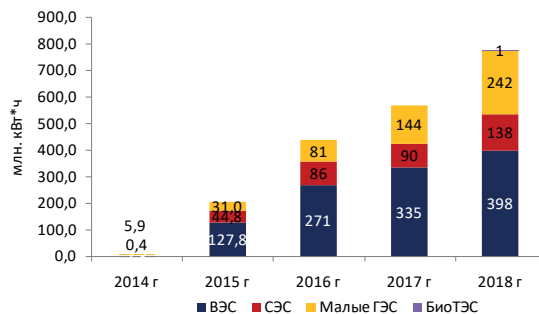
Рост мощностей ВИЭ в мире в указанный период сопровождался снижением удельных показателей капиталовложений для ветровых и солнечных электростанций на 15% и 20% и, как следствие, снижением стоимости выработки электроэнергии на ВИЭ. Согласно прогнозам Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA) капитальные инвестиции продолжат данную тенденцию и снизятся на 12% по ВЭС и 57% по СЭС к 2025 году.

Вклад Казахстана в мировые выбросы парниковых газов не превышает 1%, однако при этом страна является одной из десяти стран с самой высокой углеродоёмкостью ВВП. Для достижения взятых международных обязательств и поставленных внутренних целей по переходу к «зеленой» экономике, основным инструментом климатической политики страны было фактически выбрано развитие ВИЭ.

<sup>32</sup> Wind energy in Europe in 2018. Trends and statistics



Источник: РФЦ по поддержке ВИЭ



Источник: РФЦ по поддержке ВИЭ

Рисунок 5.17 - Выработка электроэнергии и установленная мощность ВИЭ, отпускающих электроэнергию через РФЦ, 2014-2018 гг.

Как следствие, в последние пять лет возобновляемая энергетика страны развивалась впечатляющими темпами. Так, производство электроэнергии на новых солнечных, ветровых и малых гидроэлектростанциях выросло в 155 раз, а общая установленная мощность ВИЭ (без учёта крупных ГЭС) достигала 632 МВт<sup>33</sup>, что составляет примерно 2,4% от общей установленной мощности электростанций республики.

Как показывает мировая практика, развитие ветровой и солнечной энергетики происходило, в основном, в рамках механизмов государственной поддержки, без которых такие станции неконкурентоспособны по сравнению с традиционными. В Казахстане развитие ВИЭ также приобрело высокий уровень государственной поддержки. Так, в 2009 году был принят Закон «О поддержке использования возобновляемых источников энергии»<sup>34</sup>. Позднее, в 2013 году был запущен механизм государственной поддержки сектора возобновляемой энергетики.

Он основан на централизованной гарантированной покупке через «Расчетно-финансовый центр по поддержке ВИЭ» (РФЦ) всей электрической энергии, производимой возобновляемыми источниками энергии по фиксированным тарифам. Однако, в отличие от традиционного

подхода, когда оплата выработки ВИЭ осуществляется конечными потребителями напрямую, в Казахстане ответственность за реализацию и успех поддержки ВИЭ была возложена на традиционные электростанции. Условные потребители электроэнергии ВИЭ, к которым относятся традиционные электростанции и импортеры электроэнергии, были законодательно обязаны покупать электроэнергию у РФЦ пропорционально их доле в общей выработке электроэнергии.

Законодательная база, созданная в Казахстане для поддержки ВИЭ, предусматривает наиболее благоприятный для инвесторов уровень регламентируемой стабильности и предсказуемости.

Основные механизмы поддержки ВИЭ:

- гарантии тарифной стабильности – тарифы выдаются на 15 лет с ежегодной индексацией в зависимости от уровня инфляции. Для проектов, финансируемых за счет кредитных средств в иностранной валюте, возможна индексация тарифов с учетом курсовой разницы;
- гарантии покупки всего объема вырабатываемой электроэнергии;
- гарантии подключения и доступа к сети - обязательства сетевых компаний

<sup>33</sup>Здесь учитываются все электростанции, относимые к ВИЭ, а не только входящие в перечень РФЦ.

<sup>34</sup>В рамках действующего законодательства РК, к возобновляемым источникам относятся: ветровые электростанции (ВЭС), солнечные электростанции (СЭС), малые гидроэлектростанции (ГЭС) мощностью до 35 МВт, а также электростанции на биогазе.

по приоритетному подключению объектов ВИЭ;

- освобождение от оплаты услуг по передаче электроэнергии по электрическим сетям.

Фиксированные тарифы для

ВИЭ были приняты в Казахстане на достаточно высоком уровне, в несколько раз превышающим предельные тарифы традиционных электростанций, что позволило привлечь внимание инвесторов.

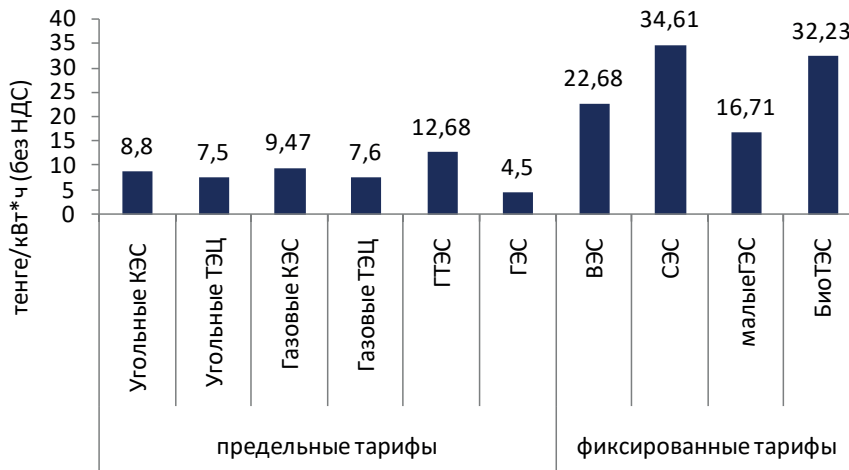


Рисунок 5.18 - Сравнение предельных и фиксированных тарифов уровень 2018 года.

В результате общее число заявок на строительство объектов ВИЭ на 2015 год составило около 7 ГВт при общей установленной мощности энергосистемы Казахстана в 21 ГВт. Ввиду невозможности интеграции такого количества мощностей ВИЭ в энергосистему, нестабильного характера выработки энергии на

солнечных и ветровых электростанциях и дефицита маневренных мощностей, вскоре возник вопрос о необходимости ограничения ввода ВИЭ. В 2016 году были введены поправки в законодательство, предусматривающие постепенный ввод мощностей ВИЭ с утверждением целевых показателей.

Таблица 5.4 - Целевые показатели развития сектора ВИЭ до 2020 года, МВт.

тип ВИЭ	2020 (утверждены)	2025 (прогнозируется)
Ветровые электростанции, МВт	933	1200
Фотоэлектрические электростанции	467	1100
Малые гидроэлектростанции	290	219
Биогазовые установки	10	15
Суммарная мощность ВИЭ	1700	2615

Утверждение целевых показателей означало, что в условиях высокого интереса к реализации проектов ВИЭ и при значительном количестве заявок на строительство объектов, необходимость создания прозрачных условий для

отбора проектов. С учетом предложений Ассоциации KAZENERGY был выбран вариант аукционного механизма отбора проектов. В 2017 году в Закон РК «О поддержке возобновляемых источников» были внесены поправки,

предусматривающие проведение аукционных торгов на снижение стоимости электроэнергии среди новых проектов ВИЭ (данный механизм не распространяется на действующие и строящиеся проекты ВИЭ, уже получившие фиксированные тарифы). Результаты первых аукционных торгов в 2018 году продемонстрировали

эффективность и прозрачность нового механизма отбора, который привел к существенному снижению тарифов на поддержку ВИЭ. Так, по солнечным электростанциям среднее снижение стоимости кВт\*ч составило 34%, по ветровым и гидроэлектростанциям малой мощности – около 13%.

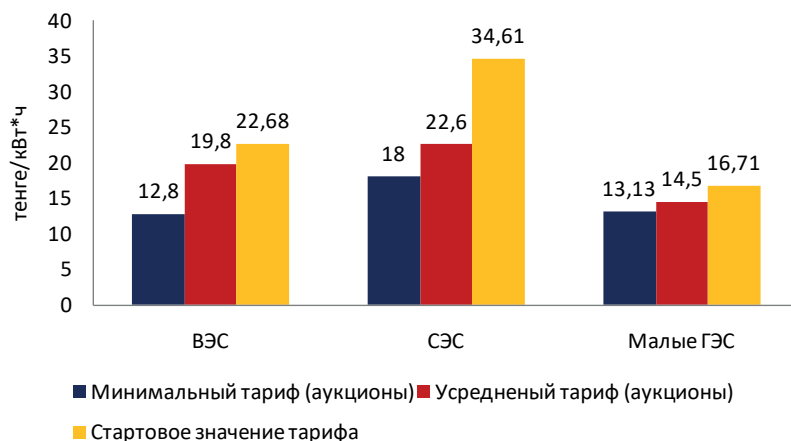


Рисунок 5.19-Снижение тарифов на ВИЭ по результатам аукционов 2018 года.

В аукционах участвовало 113 компаний из 9 стран. В результате было отобрано 36 проектов совокупной мощностью 857,9 МВт. Наибольший спрос пришелся на размещение солнечных электростанций.

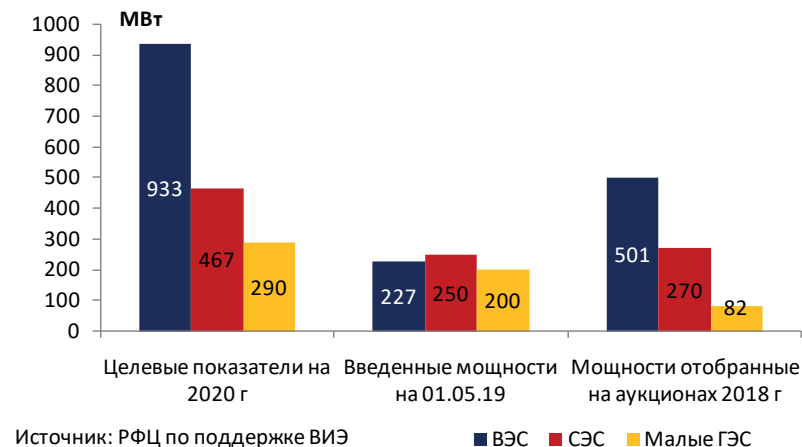


Рисунок 5.20-Целевые показатели и введенные мощности ВИЭ, результаты аукционов 2018 г.

Аукционный механизм по отбору проектов ВИЭ является общемировой тенденцией. По данным IRENA, уже более 67 стран внедрили аукционный/тендерный механизм отбора проектов ВИЭ. При этом принципы отбора проектов варьируются.

Суть механизма, внедренного в Казахстане, заключается в проведении среди инвесторов в ВИЭ электронного аукциона на понижение стоимости производимой электроэнергии. Победителем аукциона признается инвестор, предложивший наименьшую

стоимость электроэнергии. С победителями РФЦ заключает договор на покупку всей производимой электроэнергии с момента запуска электростанции, по цене, определенной на аукционе. При этом инвесторы обязуются начать строительство и ввести объекты в установленные законодательством сроки. Победители

аукционов вносят финансовое обеспечение в размере 10000 тенге (26 долл. США) на каждый кВт мощности их проекта. Несоблюдение сроков начала строительства и ввода электростанции влечет наложение штрафов в размере 30% и 70% от финансового обеспечения соответственно и расторжение договора.

### **Изменения в политике поддержке в странах ОЭСР.**

Предоставление привилегий и поддержка вне рынка были стандартной практикой по стимулированию развития ВИЭ. Тем не менее, рост выработки ВИЭ в сочетании с хронической проблемой «нехватки» денег (когда цена электроэнергии на оптовом рынке не покрывает всех затрат на ее производство) привели к еще большему падению цены и к необходимости раннего вывода из эксплуатации тепловых электростанций, чей срок службы был еще не завершен. При этом тепловая генерация по-прежнему необходима для балансирования волатильной выработки ВИЭ, зависящей от погодных условий.

В этой связи, многие страны и Европейская Федерация Энерготрейдеров заявили о необходимости отзыва или снижения уровня поддержки ВИЭ. Основные изменения поддержки и новые требования к ВИЭ включают следующие аспекты:

- ответственность за балансирование должна возлагаться на все виды генерации, включая ВИЭ;
- отмена приоритетной диспетчеризации и доступа к сети;
- диспетчеризация должна отталкиваться от стоимости электроэнергии, а не от обязательств по оплате льготных фиксированных тарифов;
- процедура и стоимость подключения к сети для ВИЭ должны быть такими же, как и для традиционных электростанций;
- конечные цены ВИЭ должны отражать затраты по передаче электроэнергии;
- льготные фиксированные тарифы должны быть постепенно отменены;
- цену электроэнергии на оптовом рынке необходимо очистить от влияния механизмов поддержки ВИЭ и политики в области улучшения климата, экологических налогов и сборов с их переложением на государственный бюджет.

С увеличением доли выработки ВИЭ (особенно ВЭС и СЭС), способность оптовой цены на электроэнергию реагировать на изменение в балансе спроса и предложения, а также на необходимость в инвестициях (в системы накопления энергии, управление спросом, маневренную генерацию) возрастает. В связи с чем, в США, Канаде, и Европе остро стоит вопрос об отмене операционных привилегий и льгот по подключению к сети объектов ВИЭ.

Несмотря на существенный рост мощностей возобновляемых источников энергии и результативное снижение стоимости политики их поддержки, существуют риски долгосрочного

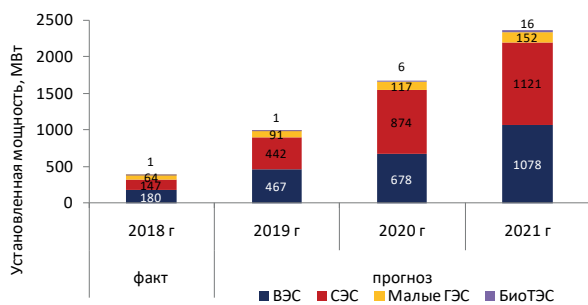
развития ВИЭ, связанные с ростом финансовой нагрузки на традиционные электростанции.

Доходы традиционных электростанций, которые обязаны

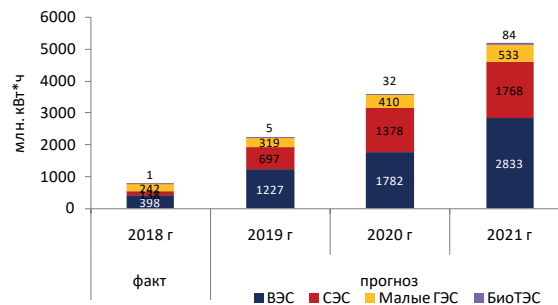


покупать через РФЦ в полном объеме электроэнергию ВИЭ, ограничены предельными тарифами на электроэнергию и мощность. При этом, согласно последним изменениям в законодательство, предельные тарифы на электроэнергию и мощность для традиционных станций снижены в среднем на 20-25% и останутся без изменений до 2025 года (см. раздел

рынки электроэнергии и мощности). В свою очередь, выработка электроэнергии на ВИЭ может вырасти к 2021 году до 5,6 млрд. кВт\*ч, то есть в 7 раз по сравнению с 2018 годом. В результате, значительно возрастут затраты традиционных электростанций на покупку электроэнергии ВИЭ при неизменности их доходов.



Источник: РФЦ по поддержке ВИЭ



Источник: РФЦ по поддержке ВИЭ

Рисунок 5.21 - Прогноз установленной мощности и выработки электроэнергии на ВИЭ, поставляющих электроэнергию через РФЦ, 2019-2021 гг.

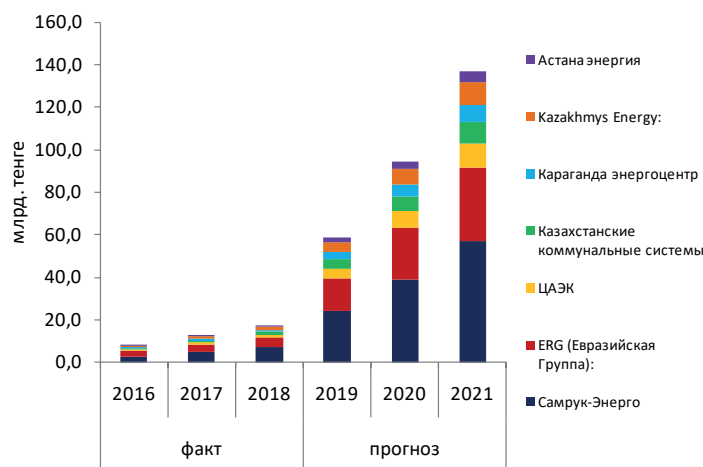


Рисунок 5.22 - Затраты на покупку электроэнергии ВИЭ, 2019-2021 гг.

В настоящее время доля затрат традиционных электростанций на покупку электроэнергии ВИЭ (от РФЦ) не превышает 2-4,5% в общей структуре затрат. К 2021 году затраты электростанций на покупку электроэнергии ВИЭ (в случае достижения целевых показателей) уже будут составлять 15-30% от общих затрат. В то же время, как уже отмечалось, предельные тарифы на электроэнергию и мощность останутся

на утверждённом на 2019 год уровне до 2025 года. В совокупности с ростом затрат на топливо и другими расходами это может привести к критическому финансовому положению традиционной энергетики. Как результат, это будет способствовать росту неплатежей при покупке электроэнергии ВИЭ и общей финансовой нестабильности электроэнергетического сектора.

Таким образом, текущая модель реализации и финансирования

поддержки ВИЭ в Казахстане, в сочетании с тарифной политикой для традиционных электростанций, создают значительный риск устойчивому развитию как возобновляемых источников энергии, так и традиционной генерации.

#### **Рекомендации:**

- Учитывая прогнозируемое IRENA снижение стоимости строительства ВЭС и СЭС в период после 2025 года, при формировании целевых показателей развития ВИЭ до 2025 года следует снизить темпы ввода их мощностей, с переносом основных вводов на последующий период;
- Пересмотреть механизм поддержки ВИЭ за счет традиционной генерации в сторону общепризнанных в мировой практике

недискриминационных механизмов. При сохранении действующего механизма – как минимум ввести в предельные тарифы на электроэнергию для традиционных электростанций надбавку, учитывающую рост затрат на ВИЭ до 2025 года;

- Предусмотреть внесение изменений в тарифное регулирование электросетевых компаний, стимулирующих развитие сети и услуг, в целях интеграции мощностей ВИЭ;
- После 2025 года предусмотреть переход на рыночные механизмы оплаты электроэнергии ВИЭ с их участием в оптовом рынке через механизм контрактов на разницу;
- К 2025 году ввести оплату услуг по передаче электроэнергии по электрическим сетям для электростанций на ВИЭ.

## **5.5 Переход на стимулирующее тарифное регулирование в электроэнергетике.**

### **5.5.1 Стимулирующее регулирование электросетевых компаний в мировой практике**

Для компаний по передаче и распределению электроэнергии переход на стимулирующее тарифообразование означал, «помимо возможности повышения эффективности и качества деятельности» создание условий для уменьшения воздействия сектора на окружающую среду, в том числе посредством стимулирования и интеграции распределённых источников производства (в том числе на основе ВИЭ, сетевые накопители) и потребления электроэнергии (ценозависимое изменение нагрузки потребителей, электромобили, прозьюмеры, накопители электроэнергии). При этом, на фоне высокого износа электросетевых активов электросетевым компаниям

также предстояло одновременно решить задачи по обновлению основных фондов и привлечению инвестиций в новые активы и технологии, при удержании тарифов для конечного потребителя в рамках установленных регуляторами уровней.

Ограничения затратного метода регулирования тарифов (т.н. «затраты плюс») электросетевых компаний (как при модели ограничения уровня прибыли, так и уровня выручки) в части краткосрочности регуляторного периода, отсутствия стимулов для эффективного расходования средств, сокращения расходов и вознаграждения электросетевых компаний за более результативное и качественное выполнение работ, привело к отказу от устоявшихся моделей. На смену им, начиная с середины 1990-х, в мире

наблюдается переход на тарифное регулирование, предусматривающее долгосрочное планирование расходов, возможность долгосрочных инвестиций, долгосрочное установление тарифа, а также финансовое стимулирование компаний к выполнению (перевыполнению) поставленных целей. Последнее выражается в установлении качественных и количественных показателей работы как для самих компаний, так и требований по повышению эффективности работы рынка и сектора в целом, реализации климатической политики, поддержанию научно-исследовательской деятельности.

Основными стимулами для электросетевых компаний являются долгосрочность тарифного регулирования, доходность на произведённые инвестиции и возможность использования по своему усмотрению экономии затрат (как правило, операционных), сохраняемой до конца долгосрочного периода регулирования (5-8 лет, в зависимости от страны). В свою очередь, регулятор, обеспечивая надёжность электроснабжения, контролирует рост цен конечных потребителей - как правило, за счёт введения ограничения на уровень необходимой выручки и ее пересмотра вниз по окончании очередного периода ценового контроля. Кроме того, контролируется эффективность – за счёт привязки выручки компаний к целевым показателям эффективности, в том числе надёжности энергоснабжения и качеству обслуживания потребителей.

Стимулы к повышению эффективности, таким образом, играют роль «псевдоконкурентных» рыночных механизмов, которые отсутствуют в монопольной сфере деятельности электросетевых компаний. На начало 2019 года стимулирующее тарифообразование для электросетевых компаний применяется в 19 из 25 стран

Европы, на рынках США (Нью-Йорк, Калифорния, Новая Англия и др.), в Канаде, Австралии, Новой Зеландии, России и на Украине. Казахстан не стал исключением и предпринял несколько попыток внедрения стимулирующего регулирования для электросетевых компаний.

### **Метод стимулирующего регулирования на основе доходности регулируемой базы капитала (RAB)**

Метод стимулирующего тарифообразования на основе доходности регулируемой базы капитала (Regulated Asset Base), внедрённый впервые в Великобритании в 1995 году, получил последующее активное распространение в мире. Его популярность объясняется:

- предсказуемостью и прогнозируемостью роста деятельности электросетевых компаний за счёт долгосрочного характера тарифообразования;
- более дешёвым финансированием капиталоемких проектов по сравнению с проектным финансированием;
- прозрачностью процесса и метода расчёта тарифов на услуги электросетевых компаний;
- стимулированием инвестиций (за счёт установления реалистичной нормы доходности и последующего включения инвестированного капитала в базу активов, на которую начисляется прибыль компании);
- стимулированием к снижению операционных затрат за счёт сохранения полученной экономии в течение периода ценового контроля и получения, таким образом, дополнительной прибыли;
- стимулированием к более эффективному планированию затрат и контролю над ростом тарифов конечных потребителей при переходе на недискриминационный принцип оценки общих (операционных и

капитальных) затрат;

- возможностью контролировать рост тарифа посредством установления предельного уровня цен или предельного уровня необходимой выручки или допустимого уровня ставки дохода;

- зависимостью выручки от качества оказываемых услуг и достижения целевых показателей деятельности компаний за счёт системы штрафов в случае их недостижения.

Общим принципом методологии является прогнозный подход (ex-ante) регулятора в установлении тарифов на основе оценки стоимости активов, непосредственно занятых в предоставлении услуг, валовой выручки, необходимой для их эксплуатации и пополнения, а также вознаграждения компаний. Таким образом, метод оценивает стоимость уже реализованных в активы инвестиций (базы капитала), операционные затраты для её поддержания и роста, а также доход за управление активами и произведённые новые инвестиции (в форме регулируемой прибыли).

**Необходимая** **выручка**  
 = **Операционные** **Расходы**  
**(контролируемые** **и**  
**неконтролируемые)** **+**  
**Амортизация + Прибыль + Налоги**

**Прибыль** = **База**  
**задействованных активов \* ставка**  
**прибыли**

Структура индивидуальных компонентов, включённых в базу активов, непосредственно задействованных в предоставлении услуг, может варьироваться от страны к стране, и, помимо основных средств (линий электропередачи, зданий, строений, земли, офисной мебели и

техники, оборудования, транспортных средств и т.д.), может включать оборотные средства и активы на стадии строительства.<sup>38</sup>

Стоимостная оценка базы активов также зависит от страны и может производиться различными методами (по исторической стоимости, по индексированной исторической стоимости, по стоимости замещения, по рыночной стоимости [при продаже активов или приватизации], комбинации исторической стоимости и стоимости замещения).

Принципиальным моментом методики RAB является прямая зависимость прибыли от величины задействованных активов, без привязки к объёмам оказания услуг (но с привязкой к качеству и эффективности деятельности). В результате создаётся стимул для инвестиций (т.е. увеличения активов) и обеспечивается высокий уровень стабильности их возврата.

Предметом переговоров обеих сторон также являются категории и позиции, включаемые в допустимую валовую выручку, которые, как правило, состоят из:

- новых инвестиций в активы (что ведёт за собой увеличение базы активов);
- амортизации (снижение стоимости активов);
- производственных расходов (на поддержание и эксплуатацию активов занятых в предоставлении услуг);
- финансовых расходов (стоимость заёмного капитала, стоимость финансирования за счёт акционерного капитала (собственных средств), допустимая прибыль);
- налогов.

При этом регулятору необходимо иметь очень чёткое представление о необходимости и качестве расходов и инвестиций, а главное, их

<sup>38</sup> Арендные активы (в части непосредственного предоставления услуг) в 60% случаев включаются в операционные затраты. Однако из базы исключаются плата за присоединения, а также льготы (субсидии, гранты и платежи) так как они не финансируются непосредственно сетевой компанией.

эффективности. Включаемые в выручку капитальные расходы предпочитают электросетевыми компаниями (по сравнению с операционными расходами), так как первые ведут к увеличению стоимости базы активов и, как следствие, прибыли компаний, в то время как операционные расходы просто возвращаются через тариф.

В связи с этим, сначала в Великобритании, затем в Италии, а теперь и в Австралии в целях стимулирования альтернативных решений для достижения целевых параметров акцент со стимулирования капитальных инвестиций сместился на стимулирование общих затрат, получивших название TOTEX, то есть выбора наилучшего решения между операционными и капитальными затратами и применение фактора эффективности уже к ним.<sup>39</sup> Это позволяет контролировать рост и эффективность инвестиций (сократить число ненужных капитальных инвестиций), рост базы капитала, на которую, согласно правилам методологии, начисляется прибыль компаний.

Усиливающаяся децентрализация производства, необходимость интеграции новых источников производства и потребления электроэнергии, цифровизация сектора, климатическая политика, а также растущая роль потребителей потребовали от регуляторов не только пересмотра целевых результатов и создания новых стимулов для деятельности и инвестиций электросетевых компаний, но и нового подхода в интерпретации традиционной формулы. В результате, часть операционных затрат, связанных с ремонтом оборудования в рамках метода TOTEX могут быть включены

в базу задействованных активов. Такой подход стимулирует компании к наиболее рациональному выбору между ремонтом (операционными расходами) и вводом нового оборудования (капитальными инвестициями).

Такая интерпретация компонентов формулы связана с долгосрочными задачами по созданию более интеллектуальной, устойчивой к переменам сетевой инфраструктуры, в рамках которой будет обеспечена надёжность электроснабжения и достижение целевых показателей низкоуглеродной политики сектора, а также долгосрочной материальной выгоды для потребителей электроэнергии.

Отталкиваясь от задач сегмента, указанных выше, и конечного результата деятельности электросетевых компаний, регулятор заранее (перед началом периода ценового контроля) определяет результаты работ компаний, условия и стимулы, которые способствовали бы их достижению, контролируя при этом эффективность их достижения по итогам ценового периода. Результаты включают такие параметры, как удовлетворённость потребителей, надёжность и качество электроснабжения, доступность и открытость информации, безопасность, условия и скорость присоединения к сетям, минимизация влияния деятельности электросетевой компании (и услуг, предоставляемых ею) на окружающую среду, учёт интересов малоимущих слоёв населения в части доступности электроснабжения.

Ответственность, накладываемая таким образом на регулятора в части координации целей сегмента с задачами сектора и экономики, установление результатов и создание стимулов для деятельности компаний,

<sup>39</sup> По методу totex регулятор отдельно не утверждает операционные (опex) расходы (например, обслуживание и ремонт сетей) и капитальные (сарex) расходы (например, замена, расширение, строительство и ввод новых электросетевых активов). Регулятор утверждает компаниям единый разрешённый объём расходов с заранее определенной ставкой капитализации (то есть, какой объём расходов будет включён в регулируемую базу капитала). Такой подход позволяет уйти от практики утверждения конкретных операционных и капитальных проектных расходов и сместить акцент на инновационность и эффективность (то есть получение наилучшей выгоды как с точки зрения жизненного цикла актива, так и ожиданий потребителей, в том числе будущих).

глубокое понимание направлений и эффективности расходов и капитальных инвестиций – требуют наличия полностью независимого, финансируемого за счёт участников сектора регулятора, работающего исключительно в интересах устойчивого развития электроэнергетики.

### **5.5.2 Переход на стимулирующее (RAB) регулирование для электросетевых компаний в Казахстане**

В период с 1 января 2013 года по 2015 год включительно в Казахстане проходил переход от метода «затраты плюс» к методу «сравнительного анализа» (бенчмаркинга), предусматривавшего выявление параметров эффективности деятельности региональных электросетевых компаний (РЭК) по результатам сравнения друг с другом и установления для каждой передающей организации задач по повышению эффективности деятельности, с применением к затратам коэффициента эффективности (X-фактор).<sup>40</sup>

После пробного периода установления тарифов с использованием бенчмаркинга, регулирование тарифов для распределительных компаний и Национального оператора (KEGOC) претерпело новые изменения и перешло к методологии «стимулирующих тарифов», где размер прибыли также, как и при RAB-регулировании, зависит от величины базы активов и ставки прибыли<sup>41</sup> на нее, при этом тарифы устанавливаются на пятилетний период, однако никаких требований в части качества услуг или привязке прибыли к снижению потерь не предъявляются.

С принятием в 2018 году нового Закона «О естественных монополиях»<sup>42</sup>

для части электросетевых компаний был утвержден стимулирующий метод тарифного регулирования, для остальных же применяется затратный метод. В настоящее время для выбранных компаний осуществляется переход с затратного метода на стимулирующий.

При расчёте прибыли компаний (произведение ставки доходности на стоимость базы активов) особое значение приобретает уровень ставки (как правило, основанной на средневзвешенной стоимости капитала [WACC]), так как при занижении она может привести и к снижению прибыли и инвестиционной активности. При этом уровень ставки доходности, как правило, является предметом переговоров между сетевой компанией и регулятором. В Казахстане, согласно инструкции по расчёту ставки прибыли, ставка рассчитывается с помощью двухуровневого метода средневзвешенной стоимости капитала, с разделением капитала (инвестиций) на собственные средства и заёмные.<sup>43</sup>

Ставка прибыли рассчитывается как сумма ставки прибыли на собственный капитал и ставки вознаграждения на заёмные средства, итоговая сумма зависит от параметра Ливеридж (соотношения заёмных и собственных средств). Важно отметить, что ставка прибыли на собственный капитал в Казахстане зависит от отраслевого параметра Бета-коэффициента, который может принимать два значения 0,89 и 1,3 (последнее, только для компаний, участвующих в программе «Народное IPO»). В результате такого подхода ставка прибыли на базу задействованных активов в большей степени зависит от Ливериджа компании, чем от параметров,

<sup>40</sup> Приказ Председателя Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий от 27 июня 2012 года № 152-ОД

<sup>41</sup> Приказ Председателя Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий и защите конкуренции от 27 января 2003 года № 17-ОД

<sup>42</sup> Закон РК «О естественных монополиях» 27 декабря 2018 года № 204-VI

<sup>43</sup> Приказ Председателя Агентства РК по РЕМ и ЗК от 27.01.2003 №17

характеризующих фактические риски инвестиций.

Согласно инструкции по расчёту ставки прибыли, допустимый уровень прибыли электросетевых компаний Казахстана «отражает эффективное функционирование и улучшение качества реализуемых услуг», однако в методике расчёта ставки прибыли отсутствуют коэффициенты, связывающие величину ставки прибыли с эффективностью деятельности электросетевых компаний.

В Законе «О естественных монополиях» предполагается введение показателей качества и надёжности услуг и показателей эффективности деятельности, которым должны соответствовать электросетевые компании на срок действия тарифа (5 и более лет). Однако понижение тарифа предусмотрено в Законе только при неисполнении инвестиционной программы и отклонении от утверждённых затрат.

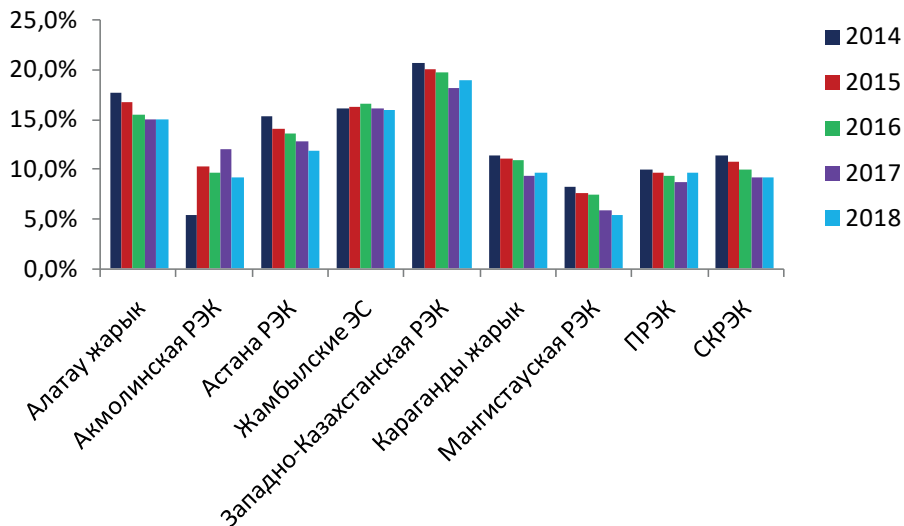
Отталкиваясь от задач сектора и сегмента, регулятор и компании должны согласовывать конкретные количественные или качественные результаты деятельности компаний по итогам периода ценового контроля (в среднем составляющего 5 лет). Оценки эффективности (как в части эффективного расходования средств для достижения результата, так и эффективная адаптация деятельности компании для соответствия изменяющимся условиям функционирования сектора) базируются на достижении каждого из результатов.

В 2017 году в Казахстане была утверждена методика оценки качества регулируемых услуг субъектов естественных монополий, которая для сферы передачи электроэнергии включает:

- срок рассмотрения заявок потребителей;
- продолжительность внеплановых прерываний передачи электроэнергии;
- срок рассмотрения жалоб потребителя на несвоевременную выдачу технических условий на присоединение;
- продолжительность прерывания оказания услуги на одного потребителя (SAIDI);
- частота прерываний оказания услуги на одного потребителя (SAIFI).

Несмотря на прямое указание о необходимости учета коэффициента соблюдения качества услуг в тарифе, порядок учёта не определен ни в методике по определению тарифов, ни при расчёте ставки прибыли на базу задействованных активов. При этом несоответствие качества услуг к предъявляемым требованиям не является основанием для понижения тарифа.

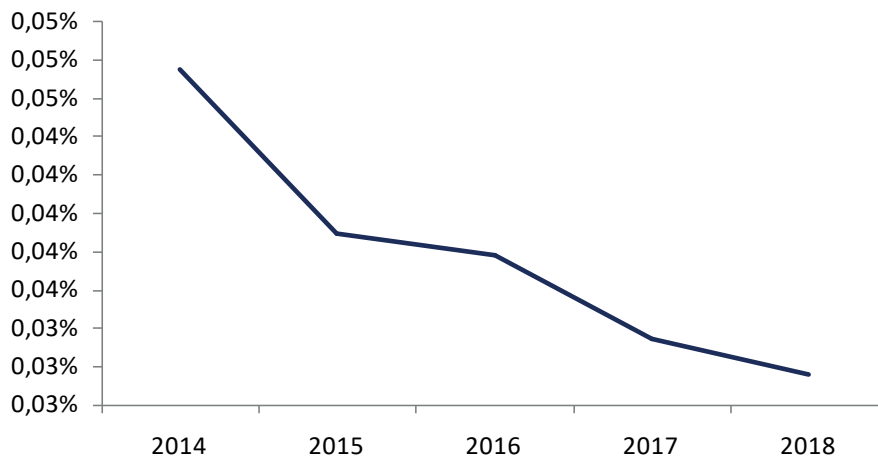
Несмотря на постепенные улучшения ряда характеристик электросетевых компаний за последние пять лет, отсутствие чётких принципов стимулирования энергоэффективности и повышения качества услуг в методике расчёта тарифов является существенным отличием казахстанской практики применения стимулирующего регулирования от мировой, в том числе по методу RAB.



Источник: Данные РЭК

Рисунок 5.23 – Снижение фактических потерь электроэнергии при передаче в сетях РЭК.

Средние потери электроэнергии по выбранным РЭК за период 2014 – 2018 гг снизились с 11,5% до 10,2%.



Источник: Данные РЭК

Рисунок 5.24 – Снижение числа отказов и недоотпуска электроэнергии.

#### Рекомендации:

- Создание независимого регулятора для сегмента. Независимость Регулятора, может быть обеспечена за счет включения в тарифы специальной надбавки на его финансирование.
- Регулятору, в первую очередь, необходимо определить целеполагание средне- и долгосрочного развития сектора передачи электроэнергии в Казахстане и гармонизировать эти

цели с задачами электроэнергетики, экономического и технологического развития страны, а также задач климатической политики;

- Методика расчёта стимулирующего регулирования тарифов и ставки прибыли должна учитывать установленные регулятором требования по повышению эффективности и качества услуг;
- Необходимо расширить



применение стимулирующего метода тарифообразования на все РЭК;

- В период до 2025 года рекомендуется перейти на метод

TOTEX в целях одновременного стимулирования и оптимизации капитальных (инвестиционных) и операционных затрат.

## 5.6 Регулирование рынка тепла

Системы теплоснабжения Казахстана представляют собой совокупность теплоисточников (котельных и ТЭЦ), обеспечивающих приготовление горячей воды или водяного пара с необходимыми значениями температуры и давления, и тепловых сетей, обеспечивающих их транспортировку и распределение в соответствии со спросом по отдельным потребителям.

В структуре производства тепловой энергии Казахстана на долю ТЭЦ приходится более 62%, тем не менее, за период 2014-2018 гг. доля ТЭЦ в производстве тепла снизилась на 4%. В структуре потребления тепла, более 50% приходится на население и только 27% на промышленность, что обуславливает социальную значимость и характер регулирования отрасли.

Протяжённость тепловых сетей составляет 11,5 тыс. км, при этом доля магистральных тепловых сетей составляет 16%. Для отрасли характерны высокие потери при передаче тепловой энергии, которые, по данным компаний, могут достигать

30% (по данным государственной статистики – 17%), и низкий коэффициент полезного действия (КПД) теплоисточников. Несмотря на то, что доля ветхих и нуждающихся в замене тепловых сетей за последние пять лет снизилась с 68% до 59%, проблема износа тепловых сетей остаётся острой ввиду недостаточного объёма замены тепловых сетей.<sup>44</sup>

Централизованные системы теплоснабжения городов Казахстана обеспечивают тепловой энергией 70% населения страны. Несмотря на значительные потери при передаче тепловой энергии по централизованным системам теплоснабжения, централизованное теплоснабжение с высокой долей ТЭЦ остаётся наиболее эффективным (с энергетической точки зрения) по сравнению с децентрализованными системами теплоснабжения городов. Прежде всего, эффективность ТЭЦ связана с циклом когенерации – производства электроэнергии и тепла (см. рисунок 5.25)

<sup>44</sup>По данным статистики за период 2014-2018 гг. заменено около 1,7 тыс. км тепловых сетей

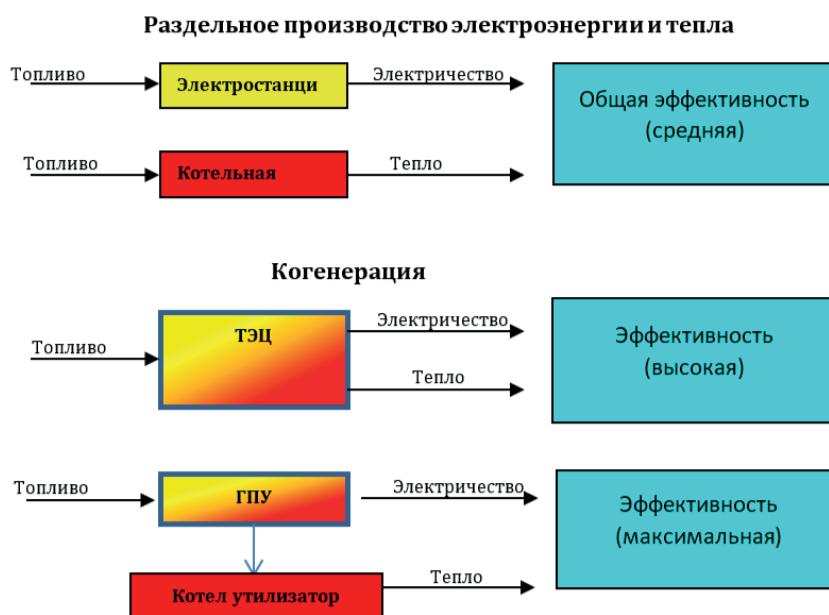


Рисунок 5.25 - Сравнение эффективности когенерации и раздельного производства тепла и электроэнергии.

Примечание: ГПУ – газопоршневая установка с циклом утилизации тепла отходящих дымовых газов. КПД ГПУ выше, чем у газотурбинных установок.

В целом экономия топлива в результате когенерации в сравнении с вариантом раздельной выработки электроэнергии и тепла составляет 25-30%, в зависимости от выбора типа когенерации и вариантов раздельной выработки. Эффективность использования ТЭЦ в части снижения расхода топлива и выбросов активно обсуждается и поощряется в программах развития электроэнергетики стран Европейского Союза (ЕС) и Скандинавских стран. При этом, будущая структура систем теплоснабжения рассматривается в комплексе решения задач климатической политики и роли электроэнергетического сектора в долгосрочном обеспечении надёжного снабжения чистой электро- и теплоэнергией по наиболее доступным для потребителей ценам. Последнее является ключевым для потребителя, который при выборе поставщика тепловой энергии руководствуется принципом наименьшей цены, что подразумевает возможность замещения источника централизованного

теплоснабжения (например, ТЭЦ) на альтернативный. Принцип замещения источника, принятый в Скандинавских странах, Шотландии, Германии и в России, является основой для ценовой конкуренции между распределёнными и централизованными источниками теплоснабжения, между ТЭЦ, котельными, тепловыми насосами и отоплением электрическими приборами.

Дополнительно, единые требования, предъявляемые к ТЭЦ и децентрализованным источникам теплоснабжения в части качества теплоснабжения, соответствия стандартам низкоуглеродной политики на фоне ценовой конкуренции приводят, к необходимости совершенствования бизнес процессов теплоснабжающих организаций, моделей рынков, внедрения новых операционных стандартов и технологических решений (снижения температуры теплоносителя в обратном трубопроводе, например) и коррекции ценового регулирования для систем теплоснабжения.

В Казахстане положение ТЭЦ в рамках стратегии перехода к «зелёной» экономике чётко не определено. При этом, согласно прогнозируемому балансу электрической мощности Министерства энергетики, до 2025 года состав мощностей и, соответственно, доля ТЭЦ останутся практически неизменными. Дополнительно, согласно правилам нового рынка мощности, предполагается приоритетный отбор мощности ТЭЦ. Тем не менее, из 38 ТЭЦ – 25 угольные, с характерно высокими показателями выбросов вредных веществ. Как уже говорилось ранее, перевод части угольных ТЭЦ (особенно, ТЭЦ г. Нур-Султан) на природный газ маловероятны, поэтому при сохранении доли угля в топливном балансе и для решения задач по переходу Казахстана к «зелёной» экономике на ТЭЦ и котельные будет возложена обязанность реализации программ модернизации, включая внедрение технологий очистки дымовых газов и утилизации золы. С учётом готовящихся требований Экологического кодекса в части внедрения наилучших доступных технологий (НДТ), реализация поставленных задач будет зависеть от наличия стимулов к повышению эффективности, манёвренности, экологичности и качества услуг систем теплоснабжения, с одной стороны, и рациональному использованию тепла и ремонту помещений со стороны потребителей, с другой стороны, посредством эффективного тарифного регулирования отрасли.

### **5.6.1 Тарифное регулирование теплоснабжения**

В мировой практике существует два основных подхода к тарифообразованию централизованного теплоснабжения: затратный метод (затраты плюс разрешённый уровень прибыли) и метод маржинальных затрат.

Несмотря на простоту в начислении

и регуляторном администрировании метода «затраты плюс прибыль», отсутствие стимулов для конкуренции между и теплоснабжающими организациями ограничивает его применение в основном регулируемые рынками.

Для рынков, прошедших некоторый уровень реформирования, более характерно применение метода маржинальных затрат, подразумевающего покрытие переменных затрат, связанных с производством ещё одной единицы тепловой энергии. Однако, при формировании тарифов на основе единицы произведённой тепловой энергии, теплоснабжающие компании рискуют не покрыть постоянные затраты, связанные с поддержанием оборудования, сетей, ремонтом и инвестициями, так включение в тариф постоянных затрат, например, за сохранение присоединения потребителя к тепловым сетям, за поддержание тепловых сетей в рабочем состоянии и готовность обеспечить тепловые нагрузки в оговорённом объёме, более важно для компаний, так как позволяет обеспечить постоянный денежный поток и покрыть инвестиционные расходы и ремонты. Для сравнения, в Казахстане отсутствует плата за подключённую тепловую мощность не только бытовых, но и промышленных предприятий. В результате, ряд крупных потребителей тепловой энергии, имеющих собственные источники теплоснабжения, подключены к тепловым сетям для целей повышения надёжности теплоснабжения и практически не потребляют тепло от централизованных систем теплоснабжения. В результате оплата потребления тепловой энергии минимальна, при этом тепловые сети и источники несут значительные издержки за счёт потерь и необходимости поддержания в готовности тепловых мощностей к

покрытию нагрузки.

Для потребителей Казахстана (как и для потребителей в целом в мире), большее значение имеют переменные затраты, связанные с возможностью потребителей повлиять на уровень тарифа вниз за счёт мер по рациональному использованию тепловой энергии и ценовой конкуренции через принцип замещения источника. Дополнительные стимулы лишь усиливают значение переменных затрат для потребителей. Например, при дифференциации уровня тарифов по сезонам (самый высокий тариф в 4 самых холодных месяца года, самый низкий – в 4 самых тёплых месяца года и средний - в оставшиеся 4 месяца) потребители снижают потребление тепловой энергии в самый дорогой сезон.

Таким образом, соотношение и процент учёта переменных и постоянных затрат становятся ключевыми для создания условий, когда, с одной стороны, потребитель стимулируется к рациональному потреблению тепла и разумным инвестициям в ремонт помещений в целях его сохранения, а теплоснабжающие организации к более эффективному управлению системой, планированию инвестиций, качеству обслуживания.

В Казахстане теплоснабжение по-прежнему регулируется законом «Об электроэнергетике». Отсутствие единых правовых основ для системы отношений в сфере теплоснабжения (помимо расхождений в практике применения различных норм и правил) тормозит привлечение инвестиций в отрасль и сдерживает темпы развития и обновления систем теплоснабжения. В настоящее время ведётся разработка отдельного законопроекта «О теплоэнергетике», в задачи которого, согласно досюе на проект, входит «создание комплексной системы правового регулирования отношений в сфере теплоснабжения».

Регулирование цен в отрасли определяется законом «О естественных монополиях». Согласно закону, в Казахстане введены предельные тарифы на производство тепла и на объединенную услугу по передаче, распределению и сбыту тепловой энергии, утверждаемые на пятилетний срок.

Предельные тарифы на производство тепла и его поставку, рассчитываются по методике, где регулируются величины затрат, а ставка прибыли зависит от базы активов (БЗА), непосредственно задействованных в предоставлении услуг.

$$\text{Доход} = \text{Затраты} + \text{БЗА} * \text{Ставка} \\ \text{доходности,} \quad \Rightarrow \quad \text{Тариф} = \\ \text{Доход}/Q$$

где Q объем производства или передачи тепловой энергии.

Подход к расчёту ставки прибыли регламентируется той же методикой, что и для электросетевых компаний<sup>46</sup>. Расчет ставки по данной методике в принципе однозначен, и зависит от ставки прибыли на собственные и заемные средства, но при этом размер долговой премии за риск может быть определен различными вариантами.

Оценка активов, задействованных в производстве и поставке тепла, является достаточно спорным моментом методики. Так, для тепловых сетей, ввиду высокого износа основных фондов, возникает вопрос оценки стоимости оборудования сетей с истекшим сроком амортизации, но находящегося в эксплуатации. Кроме того, для ряда частных компаний, владеющих тепловыми сетями, оценка активов связана с проблемой нахождения части теплосистемы на балансе городских властей.

Несмотря на утвержденные методики определения предельных тарифов, наибольшим влиянием на

регулирование тарифов на тепловую энергию в Казахстане обладает социальный фактор. Регулятор (КРЕМиЗК) стремится снизить величину тарифа и конечную стоимость для потребителя, оставляя за собой право значительно снижать уровень прибыли, фактически сводя методику определения тарифа к подходу «затраты плюс», что в результате сказывается на возможностях ремонта и замены оборудования котельных, ТЭЦ и тепловых сетей.

Если в части тепловых сетей сложность в определении величины базы активов заключается в оценке стоимости объектов с высокой степенью износа и проблем, связанных с балансовой принадлежностью, то в части ТЭЦ определить точно активы электростанции, задействованные именно в производстве тепла, невозможно, поэтому величина базы активов ТЭЦ, используемая в производстве тепла, вносится полностью, но учитывается для расчёта тарифа на тепло в процентном соотношении, согласно утверждённой методологии.<sup>47</sup>

С расчётом тарифов ТЭЦ связана сложность корректного распределения

затрат (переменных и постоянных) между производством тепловой и электрической энергии. Свобода разделения затрат между видами конечной продукции на одном производстве в зависимости от конъюнктуры рынка, существующая в иных секторах, ограничена в теплоэнергетике. Ввиду монопольного характера сектора государство ведёт прямое регулирование цен. Регулирование теплоснабжения и установление предельных тарифов на электроэнергию и мощность Министерством энергетики не позволяет ТЭЦ свободно распределять затраты между производством тепла и электроэнергии.

В мировой практике в части разделения переменных (в основном, топливо) и постоянных (оплата труда, амортизация и т.д.) затрат для ТЭЦ существует ряд методик:

- термодинамические методы (энергетический метод и метод эксергии);
- методы альтернативного снабжения электроэнергией;
- метод альтернативного теплоснабжения;
- метод распределения выгод.

### Средневзвешенная стоимость капитала (WACC)

Ставка прибыли на регулируемую базу активов определяется как средневзвешенная стоимость капитала (WACC). Принцип расчета WACC сводится к определению долей заемного и собственного капитала и расчету ставок прибыли/стоимости на собственный и заемный капитал. При этом существует множество методик расчета данных ставок.

Зависимость ставок прибыли при расчете WACC для различных секторов регулирования в Казахстане.

<sup>46</sup> Приказ Председателя АРЕМиЗК РК от 27 января 2003 года № 17-Од

<sup>47</sup> В рамках регулирования пока не созданы механизмы стимулирования эффективности и качества, а затраты ТЭЦ на ремонт и замену оборудования покрываются за счет амортизационных отчислений и прибыли

Ставка прибыли/ стоимость	Энергетический сектор	Газоснабжение	Транспортировка нефти (экспорт)
Зависит от:			
Заемный капитал	-Ставка рефинансирования -Долговая премия за риск по компании	-Средневзвешенная ставка по заемному капиталу	-Ставка по заемным средствам
Собственный капитал	-Ставка рефинансирования -Отраслевой $\beta$ коэффициент	-Доходность по акциям компаний прокси группы	-Безрисковая ставка -Страновой риск -Отраслевой $\beta$ коэффициент -Специфические риски

Примечание:

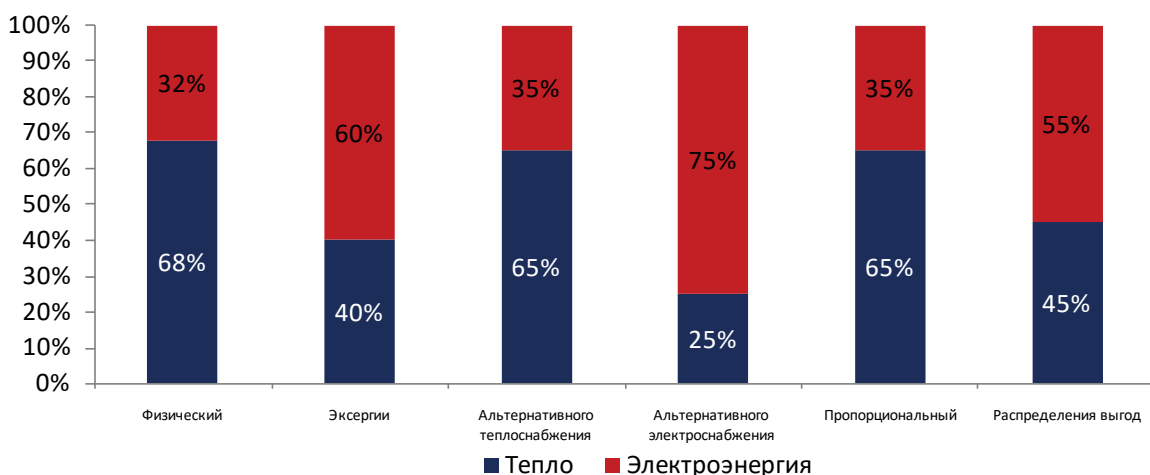
Прокси группа – выборная группа трубопроводных компаний

Безрисковая ставка, в качестве которой выбрана доходность 20 летних облигаций Казначейства США

Страновой риск определяется исходя из кредитного рейтинга страны

В рамках модели CAMP (Capital asset pricing model) отраслевой  $\beta$  коэффициент определяется как отношение ковариации между доходностью сектора и доходностью фондового рынка к квадратичному стандартному отклонению доходности фондового рынка. В казахстанской методике по расчету ставки прибыли для энергетического сектора отраслевой  $\beta$  коэффициент принимает два значения - 0,89 общий и 1,3 - для компаний, участвующих в программе «Народное IPO», (расчет данных значений не приводится).

Для газового сектора стоимость собственного капитала и величина ставки прибыли фактически зависит от выбора компаний, входящих в прокси группу. В результате, подбором компаний можно увеличить ставку прибыли.



Источник: Регулирование производства тепла и электроэнергии на ТЭЦ, Всемирный банк 2003 г

Рисунок 5.26 – Сравнение распределения «выгод» различных методов разделения затрат ТЭЦ.

В Казахстане для разделения затрат при производстве тепловой энергии применяются только термодинамические методы – физический и эксергетический. Физический метод распределяет затраты пропорционально объемам производства электрической и тепловой энергии. Метод прост в применении и используется большинством ТЭЦ Казахстана, при этом характеризуется более высокой стоимостью тепловой энергии, что в случае сравнения с котельными с высоким КПД приводит к более высоким затратам на производства тепла на ТЭЦ. Это создает условия для вымещения ТЭЦ с рынка котельными.

Эксергетический метод – рассматривает разделение затрат с точки зрения распределения потоков<sup>48</sup> эксергии на производство тепловой и электрической энергии. Применение метода на практике осложняется необходимостью учета множества параметров (применялся только на ТЭЦ Алматы и Нур-Султан), однако именно данный метод считается самым справедливым с точки зрения термодинамики для распределения выгод от когенерации между электроэнергией и теплом. Применение эксергетического метода приводит к более низкой цене на производство тепловой энергии по сравнению с самыми эффективными котельными.

Применение физического метода на большинстве ТЭЦ Казахстана не позволяет говорить о перекрестном субсидировании тепла за счет электроэнергии, однако ограничения на стоимость тепла, налагаемые Регулятором КРЕМЗИК, с одной стороны, и действия Министерства энергетики, оказывающие понижающее давление на тарифы электроэнергии и мощности, с другой, приводят к ситуации существенного недофинансирования

ТЭЦ.

Тарифы на тепловую энергию для конечных потребителей дифференцируются по группам (население, бюджетные организации и другие), с дальнейшей дифференциацией в зависимости от наличия или отсутствия прибора учета тепла. Ввиду социальной направленности политики регулирования тарифов на тепловую энергию, Казахстан может прийти к решению о необходимости повышения тарифов для источников тепла и тепловых сетей за счёт более выраженной ценовой дифференциации.<sup>49</sup> На практике такой подход будет означать, что, за счет дифференциации тарифов, основная нагрузка при росте тарифов на производство и передачу тепловой энергии ляжет на промышленных потребителей, государственные и муниципальные предприятия, при этом повышение тарифов не должно существенно затронуть население. Однако, такой подход по факту создаст перекрёстное субсидирование между группами потребителей и уменьшит прозрачность ценообразования. В свою очередь, повышение финансовой нагрузки на промышленных потребителей, которым также предстоит увеличение расходов по программе защиты окружающей среды в рамках нового Экологического кодекса, а также расходы по поддержке развития ВИЭ (для промышленных потребителей, являющихся частью промышленных групп, без собственных источников ВИЭ), могут привести к отрицательному мультипликативному эффекту, и сказаться на конкурентоспособности, особенно экспортных отраслей.

### **Рекомендации по регулированию отрасли**

- Отсутствие программного

<sup>48</sup> Эксергия термодинамического процесса рассчитывается как функция от энтальпии и энтропии.

<sup>49</sup> Данный подход называется «ценовой дискриминацией третьего рода»

документа, регламентирующего функционирование и регулирование системы теплоснабжения в Казахстане, создаёт препятствия к эффективному функционированию этой отрасли. При завершении работы над законопроектом необходимо предусмотреть координацию задач сферы теплоснабжения с долгосрочными планами электроэнергетического сектора, функционированием рынка мощности (в части перечня инвестиционных проектов ТЭЦ), и задачами Казахстана по переходу к «зелёной экономике».

- Отталкиваясь от задачи по наличию и поддержанию наиболее эффективных источников теплоснабжения, определить отношение к когенерации.

- Для выработки более динамичного метода тарифообразования для теплопроизводящих и передающих организаций рекомендуется:

- провести анализ полных приведённых затрат производства и передачи тепловой энергии в Казахстане (с учётом капитальных затрат, затрат на поддержание оборудования и сетевого хозяйства в готовности, затрат на производство и передачу тепловой энергии);

- определить корректное соотношение постоянных и переменных затрат в тарифе стимулирующих как потребителей, так и поставщиков тепловой энергии к повышению эффективности производства, передачи и потребления тепловой энергии;

- В целях создания стимулов

для экономически обоснованных инвестиций в отрасль и использования уже внедрённого метода регулирования тарифов на основе базы задействованных активов необходимо:

- предусмотреть переход на стимулирующее регулирование на основе метода с установлением целевых показателей и коэффициентов эффективности и качества услуг;

- предусмотреть возможность сохранения регулируемыми компаниями экономической выгоды от более эффективного планирования операционных расходов на период регулирования;

- Предусмотреть возможность прямого взаимодействия Регулятора и Министерства энергетики<sup>50</sup> для проведения более скоординированной политики в отношении когенерации, определяя предельные тарифы таким образом, чтобы у обоих продуктов была возможность быть рентабельными и оставаться конкурентными на соответствующих рынках.

- Разрешить к применению другие методики распределения затрат, позволив собственникам ТЭЦ более гибко распределять затраты между производством тепловой и электрической энергии.

- Обеспечить открытость и регулярность публикации информации по деятельности отрасли теплоснабжения на портале Казахстанской Энергетической Ассоциации (kea.kz) и, при создании, также на портале профессиональной ассоциации отрасли теплоснабжения в Казахстане.

<sup>50</sup> Наилучшим вариантом была бы передача функций утверждения предельных тарифов из Министерства энергетики в КРЕМизК







## 6 Экология, климатическая политика и энергосбережение

6.1 Ключевые моменты

6.2 Защита окружающей среды

6.3 Климатическая политика

6.4 Планируемые изменения в  
Экологическом законодательстве

6.5 Общие рекомендации по  
проекту Экологического кодекса

6.6 Энергосбережение и  
повышение энергоэффективности

## 6 ЭКОЛОГИЯ, КЛИМАТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

В Концепции перехода к «зеленой» экономике руководством Казахстана поставлены амбициозные цели, однако возможность их достижения теперь

зависит от того, получится ли создать условия для привлечения и окупаемости инвестиций без существенного ущерба экономическому развитию.

### 6.1 Ключевые моменты

Наиболее значимым с момента публикации НЭД 2017 года изменением является разработка нового Экологического кодекса. Данный проект в настоящее время разрабатывается в созданном в 2019 году Министерстве экологии, геологии и природных ресурсов и предполагает существенные изменения как в части увеличения финансовой нагрузки на промышленность, так и в части общих принципов и подходов к защите окружающей среды. Взятые в качестве базовых принципы экологического законодательства стран ОЭСР планируются реализовать в период до 2030 года. При этом открытым остается вопрос источников окупаемости затрат на внедрение новых наилучших доступных экологических технологий.<sup>1</sup>

Климатическая политика, устанавливаемая в проекте Экологического кодекса, не претерпит существенных изменений. Основой все также остается распределение квот и внутренний углеродный рынок, волатильность цен которого в условиях отсутствия регулирования ставит под сомнение его эффективность как дополнительного механизма стимулирования инвестиций в низкоуглеродные проекты.

Планируемые изменения в законодательстве в части энергосбережения и энергоэффективности не содержат, на

наш взгляд, существенных изменений. Законодательно необходимо, прежде всего, стимулировать энергосбережение компаниями<sup>2</sup>, связанными с передачей электроэнергии, тепла и газа (на чью долю приходится основная доля потерь) посредством включения в их инвестиционные программы расходов на энергосберегающие проекты.

В целом важнейшая для страны задача по снижению воздействия и улучшению качества окружающей среды требует общей увязки и согласованности с социальной и экономической политикой государства. Сценарий повышения финансового давления на отдельные сектора промышленности (например, на электроэнергетику), при котором не изменяется социальная направленность ценовой политики, могут привести к отрицательному мультипликативному эффекту. В этой связи необходима увязка и согласованность действий и планов государственных органов в экологической, социальной и экономической сферах.

Рекомендуется разработка Стратегии устойчивого развития Казахстана<sup>3</sup>, где цели и задачи экологического, социального и экономического развития страны будут взаимоувязаны, а также согласованы с долгосрочными планами по развитию электроэнергетики и смежных отраслей.

<sup>1</sup>По предварительной оценке, затраты «снизу» на внедрение НДТ составят 4000 млрд тенге или 6,7 % от ВВП Казахстана, однако наиболее вероятно, что эти затраты будут еще выше.

<sup>2</sup>Эти компании являются субъектами регулирования естественных монополий.

<sup>3</sup>Под устойчивым развитием предлагается понимать такое поступательное развитие общества Казахстана, при котором экономический рост и социальный прогресс (разрешение социальных задач и накопившихся проблем) достигается без ущерба интересам будущих поколений в части защиты окружающей среды и рационального использования природных ресурсов.

## 6.2 Защита окружающей среды

Экологические проблемы Казахстана связаны напрямую с историей развития экономики и, в частности, военно-промышленного комплекса СССР. Ввиду значительности территории и ее низкой заселенности в Казахстане в советский период проводились множественные ядерные испытания, были созданы многочисленные полигоны хранения радиоактивных и опасных отходов, а интенсивный забор вод рек Амударья и Сырдарья для орошения и водоснабжения советских среднеазиатских республик привел в итоге к высыханию Аральского моря.

Фактически, для экологии Казахстана наиболее важным является решение задач, связанных с ликвидацией исторических загрязнений, хотя и в период независимости интенсивное развитие горной промышленности также привело к существенным экологическим проблемам.

В 2015 году Казахстаном была ратифицирована так называемая «Повестка 2030»<sup>4</sup>, которая предполагает достижение 17 целей в области устойчивого развития, из которых 5 отвечают целям защиты окружающей среды:

- Чистая вода и санитария (цель 6);
- Рациональное потребление и производство (цель 12);
- Борьба с изменением климата (цель 13);
- Сохранение морских экосистем

(цель 14);

- Сохранение экосистем суши (цель 15).

Несмотря на добровольный характер обязательств Казахстана по выполнению целей устойчивого развития, республике желательно принять количественные целевые значения, которые планируется достигнуть в рамках деятельности по устойчивому развитию.

### 6.2.1 Качество воздуха

В Казахстане действуют стандарты качества воздуха, в которых указаны нормы содержания основных загрязняющих веществ. По данным статистики, показатели состояния окружающей среды в стране улучшаются сразу по нескольким направлениям.

Выбросы основных загрязняющих веществ в настоящее время ниже уровня, зафиксированного в 2000 г., за исключением выбросов оксидов азота и монооксида углерода, которые выросли в годовом выражении на 64% и 26% соответственно. При этом необходимо учитывать возросшие в 2 раза объемы производства электроэнергии и добычи энергоресурсов. В период 2014 – 2018 гг. наблюдается рост выбросов и в абсолютных значениях, однако удельный показатель выбросов к ВВП снижается.

<sup>4</sup>Резолюция Генеральной Ассамблеи в области устойчивого развития на период до 2030 года



Рисунок 6.1 — Выбросы вредных веществ в атмосферный воздух в 2014-2018 гг.

Важно отметить, что на долю стационарных источников приходится более 87% выбросов в атмосферу, в связи с чем основной целью регулирования выбросов в атмосферу являются именно стационарные источники.

Из стационарных источников наибольший вклад в выбросы в атмосферу вносят тепловые электростанции, на долю которых

приходится около 40% основных выбросов. Для электростанций Казахстана, несмотря на соблюдение большинством из них действующих нормативов по выбросам вредных веществ, ежегодные совокупные выбросы составляют:

- твердых частиц - более 119 тыс. тонн;
- оксидов азота - 120 тыс. тонн;
- оксидов серы - 319 тыс. тонн.

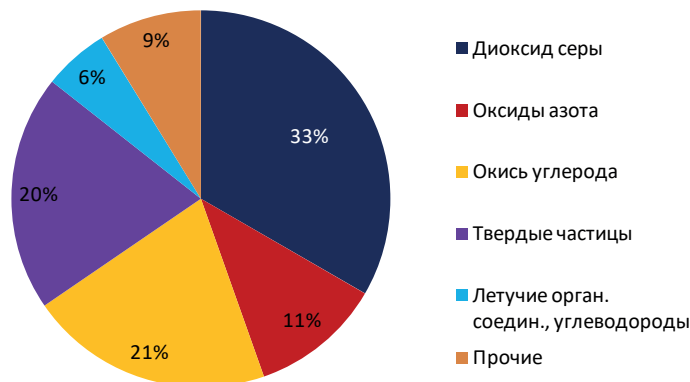


Рисунок 6.2 – Структура выбросов в атмосферу вредных веществ от стационарных источников.

Из структуры выбросов от стационарных источников видны приоритетные направления дальнейшего сокращения выбросов в атмосферу:

- внедрение высокоэффективных двухпоточных электрофильтров, которые обеспечивают улавливание

до 99,6% процентов золы уноса, что позволяет снизить уровень концентрации золы в очищенном газе до менее чем 100 мг/м<sup>3</sup>;

- внедрение систем оптимизации горения за счет регулирования избытка воздуха<sup>5</sup> приводит к снижению потерь Q<sub>2</sub> (т.е. с теплом дымовых газов), и

<sup>5</sup>завышенный от оптимального значения избыток воздуха приводит к повышению выбросов оксидов азота.

при этом снижаются выбросы оксидов азота и окиси углерода;

- внедрение систем подавления оксидов серы, например известняковая промывка дымовых газов с получением на выходе гипса.

Предприятия Казахстана существенно не превышают

действующие нормы выбросов, которые, впрочем, существенно ниже более строгих нормативов стран ОЭСР и Китая. Например, допустимые выбросы твердых частиц угольных электростанций Казахстана превышают предельные значения, установленные в ЕС в несколько раз.

Таблица 6.1 - Стандарты по выбросам вредных веществ для угольных электростанций, мг/м<sup>3</sup>

	Казахстан (действующие)	Китай (новые)	США	ЕС
Оксиды азота	450	100	135	200
Оксиды серы	780	200	185	200
Твердые частицы	200	30	19	20

Источник: Видение развития электроэнергетики до 2050 года. Avantgarde Group -SEEPX Energy, АГМП 2017 г.

Постепенный переход на более высокие требования по выбросам вредных веществ неминуем, однако необходимо определить не только технологии, которые позволят со временем перейти предприятиям на новые стандарты, но также и возможности локализации производства элементов этих технологий в Казахстане.

В электроэнергетике механизмы оплаты за мощность (в рамках рынка мощности и/или индивидуальных механизмов), исходя из мировой практики, должны покрывать затраты на модернизацию, связанную с переходом на новые экологические стандарты, однако в Казахстане под модернизацией в рамках рынка мощности понимают только замену основного энергетического оборудования.

### **Опыт Китая по снижению выбросов угольных электростанций.**

В 1990-х годах Китай увеличил мощности электроэнергетики с 17 ГВт до 227 ГВт в основном за счет новых небольших угольных энергоблоков простейшего устройства («подкритический» паровой цикл, КПД 32 - 33%). Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу практически не контролировались, что приводило к массовому загрязнению воздуха, появлению смога в городах и кислотным дождям.

Растущее загрязнение воздуха побудило правительство Китая в конце 1990-х годов выпустить предписание, которое запретило строительство энергоблоков мощностью до 25 МВт и вынудило закрыть неэффективные угольные электростанции до 50 МВт.

В 2004 году были внедрены новые требования к планированию и строительству угольных электростанций - любые новые объекты угольной генерации мощностью более 600 МВт должны быть оснащены установками для удаления пыли (твердых частиц) и десульфурации дымовых газов.

В 2007 году десульфация дымовых газов стала обязательной для всех электростанций мощностью более 135 МВт. В 2012 году стандарты выбросов были еще больше ужесточены, что привело к установке электрофильтров

и селективного каталитического восстановления (SCR) на более чем 80% объектах. Все эти строгие меры вынудили вывести из эксплуатации небольшие объекты угольной генерации суммарной мощностью 95 ГВт в период с 2005 по 2014 год. В 2014 году в Китае были приняты технические стандарты новых и существующих угольных электростанций, которые полностью вступят в силу в 2020 году (с 2017 г. - в восточном Китае и с 2018 г. - в центральном Китае). Принятые стандарты являются более строгими, чем в Европейском союзе и США.

Целенаправленная политика руководства Китая по ужесточению норм выбросов в части угольной генерации, а также стимулирование и поддержка высокоэффективных технологий привели к тому, что в Китае эксплуатируются не менее 69 электростанций с технологией УСКД (ультрасверхкритическим циклом), против всего одной электростанций УСКД в США.

### 6.2.2 Водные ресурсы

Для континентального климата Казахстана характерны резкие сезонные температурные колебания (-50° - +49° С) и сухой климат, делающий воду (как с точки зрения качества, так и количества) основной проблемой для экологии страны.

Водные ресурсы Казахстана зависят от объемов, поступающих из трансграничных рек. Наибольшие проблемы в настоящее время связаны с неурегулированностью отбора воды Китаем с рек верхнего Иртыша и Или. Интенсивное освоение Китаем засушливого региона СУАР и планы по увеличению в 1,5-2 отбора воды из указанных рек могут привести к экологической проблеме, а также к ограничениям в работе гидроэлектростанций Казахстана. Китай не является участником «Конвенции о праве несудоходных видов использования международных водотоков» (1997) и «Конвенции об охране и использовании трансграничных водотоков и международных озер» (1992), поэтому решения проблемы использования водных ресурсов трансграничных рек для Казахстана имеет затяжной характер. Однако, в отличие от других

граничащих с Китаем<sup>7</sup> стран, имеющих схожие проблемы трансграничных рек, Казахстан для Китая является основным сухопутным путём поставки энергоресурсов. Отчасти в связи с этим Китайская сторона идёт на ряд уступок Казахстану в переговорах о разделе водных ресурсов трансграничных рек.

Другой проблемой, связанной с использованием водных ресурсов, является очистка сточных вод и предотвращение загрязнения водных ресурсов. Показательной является ситуация с очисткой реки Нуры и рекультивацией загрязненной территории от ртути<sup>8</sup>, при которой не была решена проблема очистки сточного коллектора Темиртауского электрометаллургического комбината, до сих пор остающегося источником дальнейшего загрязнения реки ртутьсодержащими веществами.

Вопрос очистки сточных вод все также остается одной из нерешенных проблем. Так, доля сточных вод, сбрасываемых без очистки, несмотря на тенденцию снижения, остается существенной и достигает уровня 27-30%.

Для нефтегазовой промышленности проблема сточных вод в большей степени заключается в высоких требованиях по очистке стоков, поскольку зачастую

<sup>7</sup> Имеются более 40 трансграничных рек между Китаем и соседними странами, при этом половина речных систем КНР являются трансграничными.

<sup>8</sup> Общая стоимость проекта по очистке реки Нура и загрязненных территорий от ртути составила 104 млн. долл. в США

воды, используемые для нужд месторождений, характеризуются высоким содержанием солей, превышающим установленные требования. В результате водоотведение сточных вод, даже в условиях их обратной закачки в водные горизонты, связано с высокими затратами на обессоливание.

### 6.2.3 Переработка отходов

С момента публикации НЭД 2017 в республике были достигнуты

определенные результаты в части переработки отходов. Так, доля переработки твёрдых бытовых отходов (ТБО) выросла с 3 до 14,8%, а промышленных отходов с 24 до 32%. При этом Концепцией по переходу к «зеленой» экономике поставлены следующие цели переработки отходов: 2030 году – до 40%, к 2050 году – до 50%.

В структуре отходов преобладает горнодобывающая промышленность (к ней относится вся добыча полезных ископаемых).

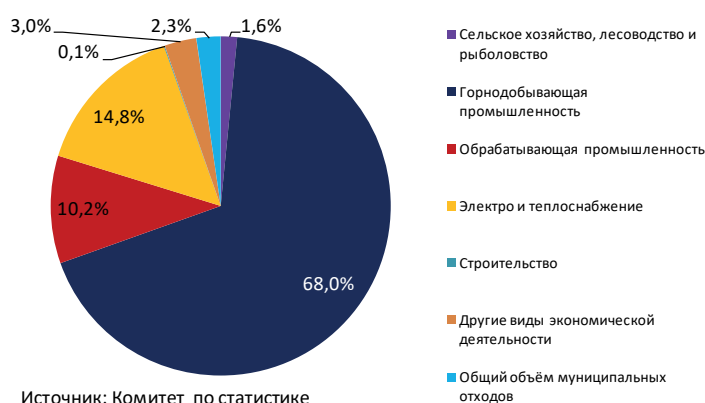


Рисунок 6.3 – Структура ежегодных отходов.

Несмотря на рост в абсолютном выражении объемов отходов, относительно ВВП объемы отходов снижаются.

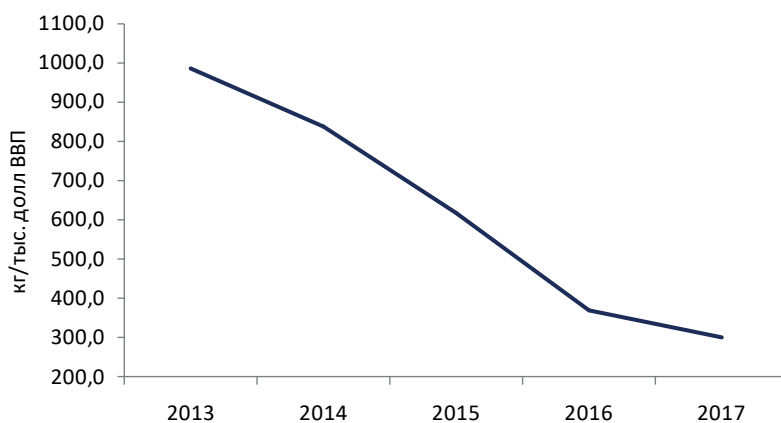
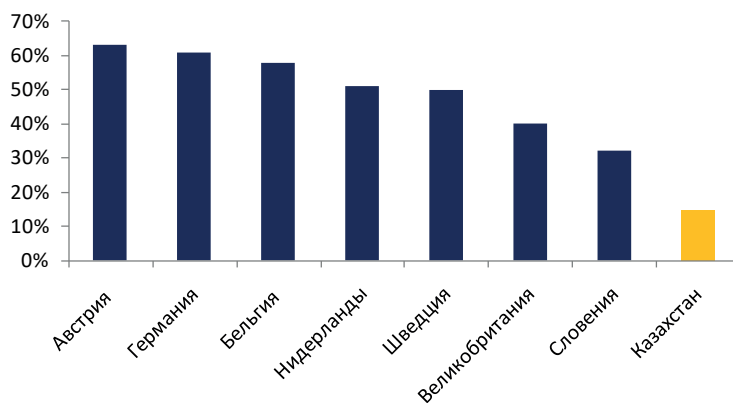


Рисунок 6.4 – Снижение удельного показателя отходов на ВВП.

Доля переработки муниципальных отходов с 2010 года значительно выросла – с 1,9% до 14,8% в 2017 году, однако остается на достаточно низком уровне по сравнению с уровнем переработки в странах ЕС.





Источник: Global Waste Management Outlook (UNEP)

Рисунок 6.5– доли переработки ТБО в странах ЕС и Казахстане.

Захоронение ТБО также связано с проблемами ненадлежащего состояния полигонов захоронения, а также значительным количеством несанкционированных полигонов. Только в 2018 году выявлено 9600 объектов размещения отходов, из которых 90% незаконные свалки.

Вопрос увеличения доли переработки и утилизации муниципальных и промышленных отходов, требует комплексного подхода и законодательной поддержки. В части обращения ТБО<sup>9</sup> рекомендуется рассматривать направление создания мусоросжигающих заводов, производящих тепловую энергию, с наделением их специальным тарифом, подобно фиксированным тарифам на ВИЭ.

Часть отходов горнорудной отрасли относится к антропогенным месторождениям, где возможно извлечение полезных ресурсов. До недавнего времени разработка антропогенных или техногенных минеральных образований (ТМО) в Казахстане практически не велась.

По данным Комитета геологии, в республике зарегистрированы 1406 объектов ТМО с общим объемом 47,4 млрд. тонн, около 250 из которых находятся в государственной собственности. Существование отвалов

пустых пород и хвостохранилищ имеет свои исторические причины, как правило, связанные с тем, что в прошлом переработка отходов была убыточной по сравнению с основным процессом добычи и переработки руды.

К ТМО также относятся золошлаковые отходы угольных электростанций, накопленные объемы которых превышают 580 млн. тонн, а переработка ведется в незначительном масштабе – около 8% от годовых объемов. По данным Комитета геологии высокозольные угли Экибастузского бассейна содержат повышенные концентрации Ti, Zr, Ge, Co, Ni и редкоземельных элементов, и поэтому золошлаковые отходы этих углей могут являться ценным источником добычи редких и редкоземельных металлов.

Помимо роста цен и спроса на металлы (особенно редкоземельные), одним из движущих факторов возможности переработки ТМО является развитие технологии в таких областях как: измельчение, реагенты и технологическое оборудование, что позволяет увеличить процент извлечения в сравнении с показателями более чем двадцатилетней давности. Однако современные технологии и оборудование, позволяющие перерабатывать ТМО, требуют значительных инвестиций, поэтому

<sup>9</sup> К ТМО относятся вскрыша, складированная окисленная порода, добытая непереработанная руда, хвосты и шлакоотвалы

для их внедрения компаниям, перерабатывающим ТМО, необходимо предоставлять преференции (в т.ч. отмена НДС на добычу из ТМО и др.).

### 6.3 Климатическая политика

Несмотря на то, что вклад Казахстана в общемировые выбросы парниковых газов<sup>10</sup> не превышает 1%, страна входит в первую десятку стран с самым высоким уровнем углеродоемкости ВВП.

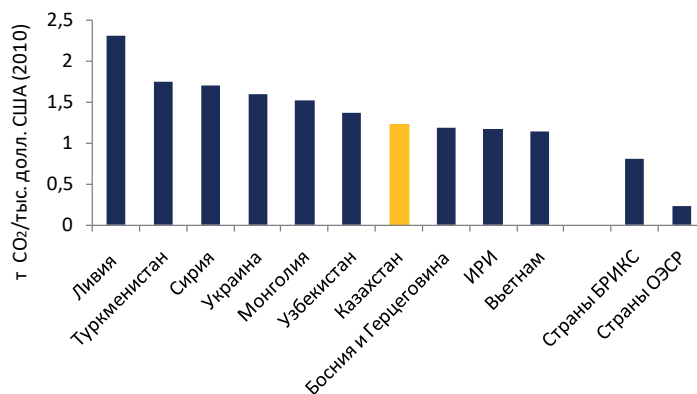


Рисунок 6.6 – Рейтинг стран по углеродоемкости ВВП.

Казахстан последовательно является участником международных соглашений по климату. Так, в 2009 году республикой был ратифицирован Киотский протокол к РКИК ООН, а в 2016 году - «Парижское соглашение» с количественными обязательствами сокращения выбросов парниковых газов к 2030 году на 15% от уровня выбросов 1990 года.

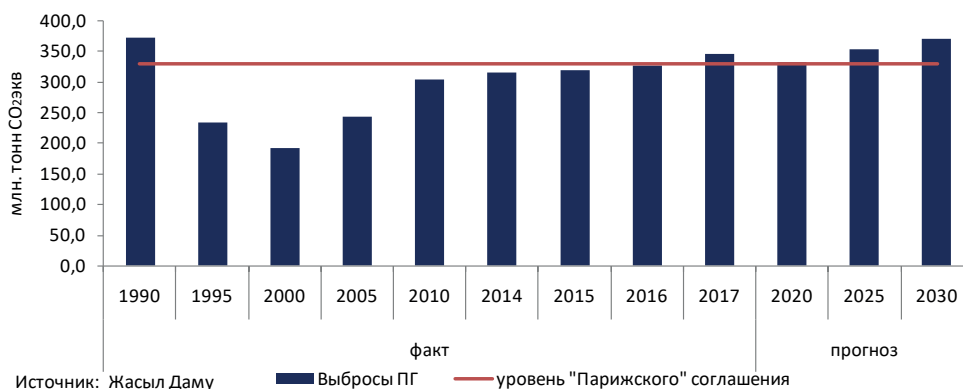


Рисунок 6.7 - Выбросы парниковых газов (факт и прогноз) и обязательства по Парижскому соглашению

Прогноз до 2030 года показывает, что даже в условиях реализации программных мероприятий, направленных на сокращение выбросов парниковых газов, для достижения целей Парижского соглашения от Казахстана

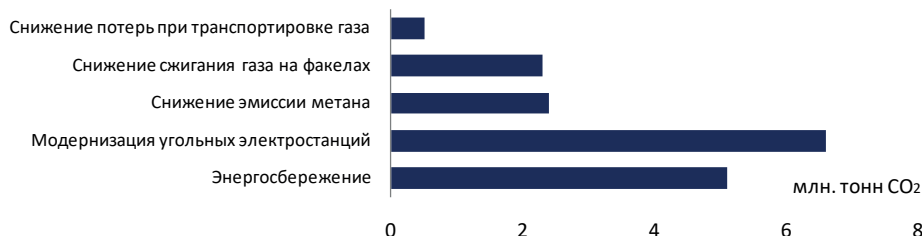
потребуется дополнительные усилия по сокращению выбросов ПГ на 30-40 млн. т. CO<sub>2</sub> эквивалента в год.

С учетом условий промышленности Казахстана, почти все проекты сокращения выбросов парниковых

<sup>10</sup> к парниковым газам относятся: диоксид углерода (CO<sub>2</sub>); метан (CH<sub>4</sub>); закись азота (N<sub>2</sub>O); гидрофторуглероды (ГФУ); перфторуглероды (ПФУ); гексафторид серы (SF<sub>6</sub>). Единицей измерения является тонна CO<sub>2</sub> эквивалента. Выбросы парниковых газов приводятся к данной единице измерения соответствующими коэффициентами.

газов приводят к снижению воздействия на окружающую среду, поэтому эффективно работающий рыночный механизм регулирования выбросов создает дополнительные стимулы для привлечения инвестиций в экологические проекты. Объем

внутренних низкоуглеродных проектов (без учета развития ВИЭ) оценивается в 17 млн. т CO<sub>2</sub> (годового снижения выбросов ПГ). Однако для реализации этих проектов нужны дополнительные стимулирующие механизмы, такие, как торговля квотами.

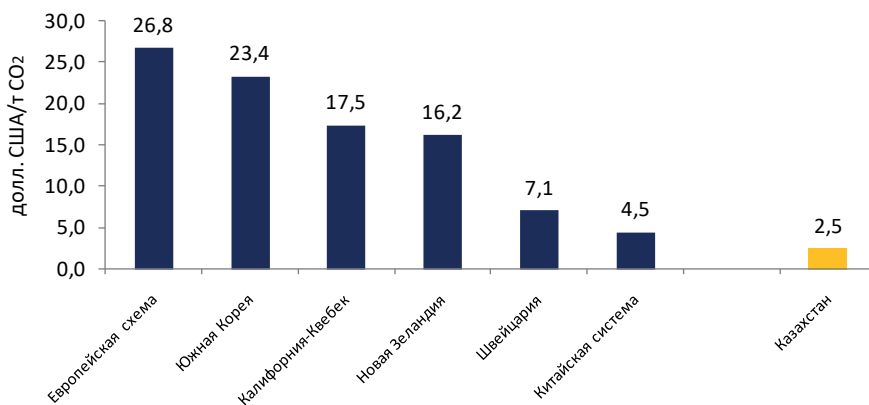


Источник: Видение развития электроэнергетики до 2050 года, АГМП 2017

Рисунок 6.8 – Потенциал снижения выбросов ПГ за счет реализации «зеленых» проектов

Казахстан еще в 2013 году стал первой страной в Азии, внедрившей национальную систему регулирования парниковых газов, а с 2014 года - систему торговли квотами. Торговля квотами 2014-2015 гг. велась на товарной бирже «Каспий», однако в 2016 году была приостановлена.

Результаты торговли квотами выявили ряд проблем, связанных с высокой волатильностью цен (колебания более чем в 10 раз) и подтверждением происхождения продаваемых квот в результате реального снижения выбросов, а не в связи с сокращением объемов производства.



Источник: State and Trends of Carbon Pricing, World bank 2019

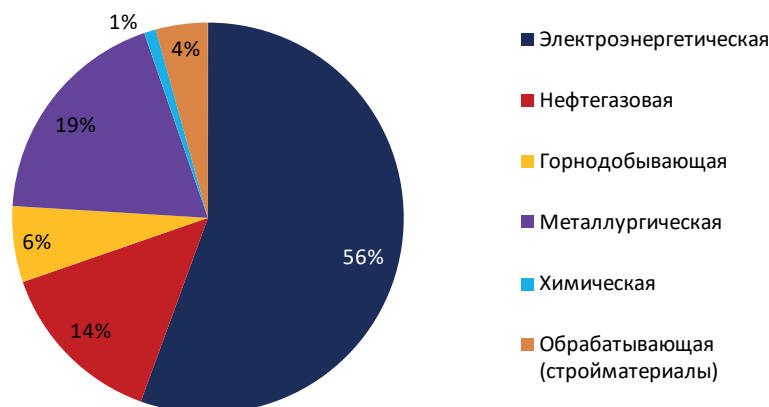
Рисунок 6.9 – Цены на углеродных рынках мира, долл/т CO<sub>2</sub>

Система торговли квотами (разрешения на выбросы CO<sub>2</sub>) позволяет предприятиям из регулируемых отраслей продавать квоты в случае снижения выбросов ПГ и покупать их в случае роста выбросов и дефицита квот, а также конвертировать в

углеродные единицы результаты по внедрению низкоуглеродных проектов. Под регулирование попадают предприятия с выбросами ПГ более 20 тыс. тонн CO<sub>2</sub> в год из утвержденных отраслей экономики, которым на определенный период бесплатно

выдается объем квот на выбросы<sup>11</sup>, а в случае превышения выданного

объема такая разница должна быть приобретена на рынке.



Источник: Национальный план распределения квот на выбросы ПГ на 2018 - 2020 гг

Рисунок 6.10 – Распределение квот по регулируемым отраслям промышленности на период 2018-2020 гг., млн. тонн CO<sub>2</sub>

В проекте нового Экологического кодекса предполагается исправить недостатки первого периода торговли, в том числе за счет участия государства в продаже дополнительных квот на товарной бирже. Однако, уровень цен, достигнутый на внутреннем углеродном рынке (в 2015 году), не является достаточным для существенной инвестиционной поддержки низкоуглеродных проектов, поэтому вопрос ценообразования на

внутреннем углеродном рынке остается открытым.

Именно вопрос уровня и стабильности цены на квоты (тонну CO<sub>2</sub>) крайне важен как для предприятий, испытывающих дефицит в квотах, так и для инвесторов в низкоуглеродные проекты. В случае высоких цен значительно возрастет финансовая нагрузка на предприятия, особенно на электростанции, а низкие цены не будут стимулировать инвестиции.

## 6.4 Планируемые изменения в Экологическом законодательстве

Основные нововведения проекта Экологического кодекса, заложенные в его Концепции:

**1. Экологические нормативы** - поэтапный переход от санитарно-гигиенических нормативов на экологические нормативы, принятые и используемые в странах ЕС и ОЭСР, основанные на соблюдении баланса между тем, что желательно с экологической точки зрения, и тем, что осуществимо с технической и экономической точек зрения.

**2. Комплексные экологические**

**разрешения (КЭР) и внедрение наилучших доступных технологий (НДТ)** - нормативы эмиссий, определяются на базе НДТ, необходимых к внедрению (для некоторых из действующих объектов 1 категории), с определением четких индивидуальных экологических требований к производственному объекту для всех стадий его жизненного цикла и с учетом результатов Оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС).

**3. Комплексный подход к ОВОС,**

<sup>11</sup>Национальный план распределения квот.

при котором она рассматривается в качестве комплексной процедуры (а не документа). При этом внедряются процедуры скрининга (предварительный обзор проектных решений с оценкой рисков). Полномасштабная ОВОС будет обязательна только для крупных экологически опасных предприятий (объектов 1 категории), в то время как для средних проектов предусматривается упрощенная процедура ОВОС.

4. **Переход к целевому характеру взимания экологических платежей**<sup>12</sup> и их взимания только в тех случаях, когда это целесообразно с точки зрения влияния на поведение загрязнителей и на состояние окружающей среды, а также исключение дифференцированного подхода к ставкам платежей за эмиссии по регионам.

5. **Переход на обязательный автоматизированный мониторинг эмиссий** для объектов 1 категории, при этом предполагается возможность вычета сумм понесенных предприятием капитальных затрат на внедрение автоматизированных систем мониторинга из суммы платы за эмиссии в окружающую среду.

6. **Предотвращение и устранение ущерба окружающей среде** - приоритет компенсации экологического ущерба в натуральной форме; применение только прямого метода оценки ущерба; обязательность доказательства факта и размера ущерба окружающей среде, установление причинно-следственной связи.

7. **Переход на основные базовые принципы обращения и управления «отходами»** на основе законодательства ЕС, с внедрением:

- принципа «циркулярной экономики»: иерархичный подход к сокращению, повторному

использованию, переработке, утилизации и удалению отходов.

- мер экономического стимулирования и государственной поддержки деятельности, направленной на предотвращение, сокращение и управление отходами.

- классификацию отходов на основе классификатора, принятого в странах ЕС.

- статус вторичного сырья, побочных продуктов, критерии и процедуры по отнесению к отходам и не отходам.

8. **Внедрение Стратегической экологической оценки (СЭО)** на этапе планирования и разработки государственных документов и **системы целевых показателей качества окружающей среды** для местных исполнительных органов.

Планируемые изменения в экологическом законодательстве станут наиболее ощутимыми для деятельности предприятий первой категории в части обязательств внедрения НДТ и автоматизированных систем мониторинга эмиссий (АСМ).

Необходимо отметить, что внедрение НДТ только по предварительной оценке потребует инвестиций в размере 10-40 млрд. долл. США, а требование по внедрению АСМ также увеличит финансовую нагрузку на предприятия. Кроме того, не все данные по эмиссиям возможно собирать в автоматизированном режиме.

Возрастающая финансовая нагрузка на предприятия должна учитывать и социальные факторы. К примеру, часть месторождений<sup>13</sup> западного Казахстана являются убыточными и эксплуатируются ввиду необходимости поддержания уровня занятости и социальной стабильности в регионе. Несоразмерная финансовая нагрузка

<sup>12</sup>В Казахстане взимание платы за эмиссии и взыскание ущерба, причиненного окружающей среде, не имеют целевого назначения и не расходуются на решение экологических проблем. Кроме того, отсутствуют четкие критерии, по которым принимается решение о повышении ставок экологических платежей, а также единые ставки платы за выбросы загрязняющих веществ.

<sup>13</sup>Старые месторождения, разрабатываемые более 50 лет, с обводненностью более 80%.

на социально значимые предприятия (низкорентабельные месторождения, ТЭЦ и т.д.) со стороны экологического

законодательства может привести к негативным социально-экономическим последствиям.

	2014-2015 гг	2018-2020 гг	
	Предшествующий Экокодекс	Действующий Экокодекс	Новый Экокодекс (проект)
Отрасли регулирования	Электроэнергетическая, нефтегазовая, горнодобывающая, металлургическая	Те же +	Те же +
	химическая	Обрабатывающая (стройматериалы)	Обрабатывающая (стройматериалы)
Бесплатное распределения квот	От уровня базового года	•От уровня базового года •На основе удельных коэффициентов	На основе удельных коэффициентов
Субъекты регулирования	166	129	>129
Углеродный рынок	Товарная биржа	Товарная биржа	•Аукцион: продажа квот <b>Оператором</b> •Товарная биржа
Государство формирует	спрос	спрос и предложение	спрос и предложение
Торговля	Квоты, углеродные единицы внутренних проектов* и международные	Квоты, углеродные единицы внутренних проектов	Квоты, углеродные офсетс**, международные углеродные единицы
Запрет на продажу квот полученных за счет снижения производства	+	-	+
Механизм проверки происхождения продаваемых квот	-	-	+
Участие оператора в торговле	-	+	+
Регулирование цены	-	-	-

Источник: Законодательство РК

Рисунок 6.11 – Эволюция принципов регулирования ПГ в Казахстане.

Как отмечалось ранее, для внутреннего углеродного рынка необходима определенность в цене единицы квот, что позволит предприятиям планировать мероприятия по снижению выбросов и даст инвесторам ценовые сигналы для

реализации проектов<sup>14</sup>. Без участия регулятора определенность в цене для углеродного рынка невозможна ввиду ограниченного количества участников и спекулятивного характера биржевой торговли.

## 6.5 Общие рекомендации по проекту Экологического кодекса.

I. Переход на КЭР для предприятий первой категории должен сопровождаться:

- возможностью отложенного ввода механизма КЭР для низкодоходных социально-значимых предприятий;
- для субъектов естественных монополий затраты на внедрение НДТ должны учитываться в тарифах;
- для энергопроизводящих

предприятий (электростанций) затраты на внедрение НДТ должны стимулироваться и учитываться через механизм рынка мощности

- налоговые преференции на период окупаемости НДТ (но не более 10 лет), такие как: отмена платы за эмиссии, земельного налога, ввозных таможенных пошлин на оборудование, ускоренная амортизация

<sup>14</sup>Генеральный суд ЕС подтвердил факт, что «невозможность предсказать, как развивается биржевой рынок, является элементом, неотъемлемым и неотделимым от экономического механизма, характеризующего схему торговли квотами» (EU Environmental Law and the Internal Market, Oxford 2014)

либо 100%-ный вычет по НДС с корректировкой налогооблагаемого дохода в размере 50% от НДС и др.;

- возможностью прямого закупа технологий, без использования процедур закупок.

II. Внедрение систем автоматизированного мониторинга:

- определение четких критериев необходимости установки систем мониторинга на стационарные источники выбросов;
- определение сроков и условий внедрения систем мониторинга.

III. Для увеличения доли переработки ТБО и ТМО необходимо предусмотреть:

- налоговые преференции (отмену НДС для добычи из ТМО и др.);
- организацию мусоросжигающих

заводов, с введением специальных тарифов на тепловую энергию, вырабатываемую на них.

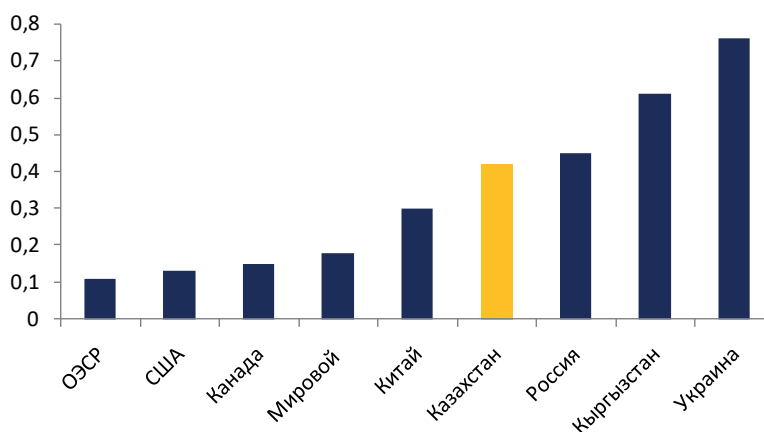
Кроме того, необходимо решить вопросы:

- обращения сточных вод, так качество сточных вод, закачиваемых в подземные водоносные горизонты, использование которых не предполагается, не должно превышать по содержанию вредных веществ содержание в водоносных горизонтах;
- углеродного рынка. Необходимо предусмотреть возможность участия регулятора в деятельности внутреннего углеродного рынка в качестве маркет-мейкера, для поддержания определенного коридора цены на углеродные единицы, оптимальной с точки зрения стимулирования инвестиций и затрат предприятий по покупке дополнительных квот.

## 6.6 Энергосбережение и повышение энергоэффективности

Энергосбережение и повышение энергоэффективности одни из ключевых элементов климатической политики и повышения конкурентоспособности экономики. Несмотря на то, что Казахстан

входит в число стран с наибольшей энергоемкостью ВВП, у страны отмечается значительный потенциал снижения энергопотребления.



Источник: Key world energy statistics, IEA 2018

Рисунок 6.12 - Энергоемкости стран мира.

Согласно данным МЭА за 2016 год, по уровню энергоемкости ВВП Казахстан занимает 119 место из 143 стран. При этом в Концепции по переходу к «зеленой» экономике поставлены цели по снижению энергоемкости ВВП (от

уровня 2008 г.) на 25% к 2020 году и на 30% к 2030 году. Несмотря на уже достигнутое снижение энергоемкости (около 27%), экономика Казахстана все еще остается достаточно энергоемкой.

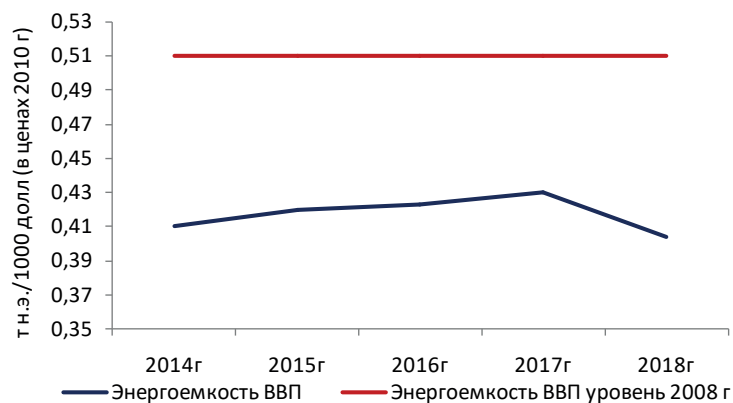


Рисунок 6.13 - Динамика энергоемкости ВВП Казастага 2014-2018 гг.

Для реализации целей снижения энергоемкости, в 2012 году в Казахстане был принят закон «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности», который ввел ряд обязательных требований:

- запрет на производство и продажу ламп накаливания (для целей освещения)<sup>15</sup>;
- обязательные энергетические аудиты каждые 5 лет для предприятий, потребляющих более 1,5 тыс. т. у.т. в год;
- соблюдением нормативов энергопотребления и нормативных значений коэффициента мощности в электрических сетях;
- экспертиза проектов строительства на предмет энергосбережения.

Законодательные изменения дали определенные результаты, основные из которых: снижение доли ламп накаливания и проведение на крупных предприятиях энергетических аудитов. По их результатам были разработаны Планы мероприятий по энергосбережению, исполнение которых контролируется оператором Государственного энергетического реестра.

Однако процедуры проведения энергоаудитов и мониторинга

их результатов не отработаны в полной мере. Прежде всего, не предусмотрены штрафные или иные санкции за неисполнение программ энергосбережения.

Несмотря на наличие в законодательстве (Кодекс об административных правонарушениях) штрафных санкций - за несоблюдение требований в части энергосбережения - в большинстве случаев применение штрафов весьма ограничено.

### 6.6.1 Потенциал энергосбережения

Согласно данным АО «Института развития электроэнергетики и энергосбережения», общий потенциал энергосбережения, определенный по результатам энергетических аудитов по принятым мероприятиям, составляет 4,9 млн. т.у.т. (общий потенциал около 17,2 млн. т.у.т.). При этом оценка потенциала сбережения электроэнергии составляет более 5 млрд. кВт\*ч.

### Снижение потерь и потребления электроэнергии.

В части энергоресурсов в Казахстане наиболее развит коммерческий и технический учет электроэнергии: проведение мероприятий по ее сбережению поддается большей

<sup>15</sup>Несмотря на действующий запрет, остается возможность для их импорта и продажи под наименованием излучательных тепловых приборов.



формализации и возможности более точного измерения эффекта.

По ряду промышленных групп компаний потенциал сбережения электроэнергии, определенный по результатам энергоаудитов, оценивается:

- по предприятиям Евразийской группы – 323,3 млн. кВт\*ч/год (2,5 % от общего потребления);
- ТОО «Корпорация Казахмыс» – 103,7 млн. кВт\*ч/год;
- ТОО «Казцинк» – 58,8 млн. кВт\*ч/год;
- по предприятиям АО «КазМунайГаз» – 134,4 млн. кВт\*ч/год.

По крупным промышленным потребителям электроэнергии потенциал сбережения электроэнергии составляет не менее **1,5 млрд. кВт\*ч.**

Потенциал сбережения электроэнергии в ЖКХ, в части систем транспортировки воды и тепловой энергии, достигается за счет модернизации и замены насосного и компрессорного оборудования – с внедрением устройств плавного пуска и частотного регулирования, позволяющих достигнуть существенной экономии электроэнергии (20-30%)<sup>16</sup>, может быть оценен в **1 млрд. кВт\*ч.**

Немаловажным фактом является переход на энергоэффективное освещение. Согласно данным ПРООН, за период с 2012 по 2016 год доля ламп накаливания снизилась с 74% до 18% в структуре рынка, при этом доля светодиодных ламп увеличилась с 9% до 61% и снижение потребления электроэнергии за счет перехода на энергоэффективное освещение в период с 2012 – 2016 гг. оценивается в 3 млрд. кВт\*ч.<sup>17</sup> С определенной долей уверенности можно говорить, что данные по снижению доли ламп накаливания весьма оптимистичны. Так, согласно данным Комитета

статистики, доля ламп накаливания в домохозяйствах остается на уровне 60% (27 млн. ламп накаливания). Тем самым говорить о полном отказе от ламп накаливания, несмотря на пятилетний срок действия запрета, еще рано, поэтому в части освещения остается значительный задел для снижения потребления электроэнергии, который с учетом домохозяйств может быть оценен в 2 млрд. кВт\*ч.

Значительный потенциал энергосбережения в секторе передачи электроэнергии. Фактические потери электроэнергии в сети АО «KEGOC» за 2018 год составили 2,9 млрд. кВт\*ч или 6,5% от отпуска электроэнергии в сеть. Средние потери в сетях РЭК в 2018 оцениваются в 14%. Технически и экономически достижимый уровень снижения общих нормативных потерь в электросетях может быть оценен в 10% (от общих потерь) т.е. до 1 млрд. кВт\*ч.

В результате, за счет реализации мероприятий по энергосбережению, возможность снижения потребления электроэнергии может быть в целом оценена более чем в 5 млрд. кВт\*ч в год.

### **Снижение потребления топлива на электростанциях.**

Энергоэффективность мощных энергетических блоков угольных КЭС напрямую зависит от нагрузки и от соблюдения параметров термодинамического цикла, которые во многом определяются техническим состоянием оборудования. Работа на пониженной нагрузке, отклонения от проектной схемы, снижение параметров пара приводят к существенному увеличению удельных расходов условного топлива по отношению к нормативным значениям.

<sup>16</sup> например, модернизация насосного парка водоканала г. Атырау привела к снижению потребления электроэнергии на 33% (6 млн. кВт\*ч/год)

<sup>17</sup> Отчет по исследованию рынка светотехники в Республике Казахстан, ПРООН Астана 2017

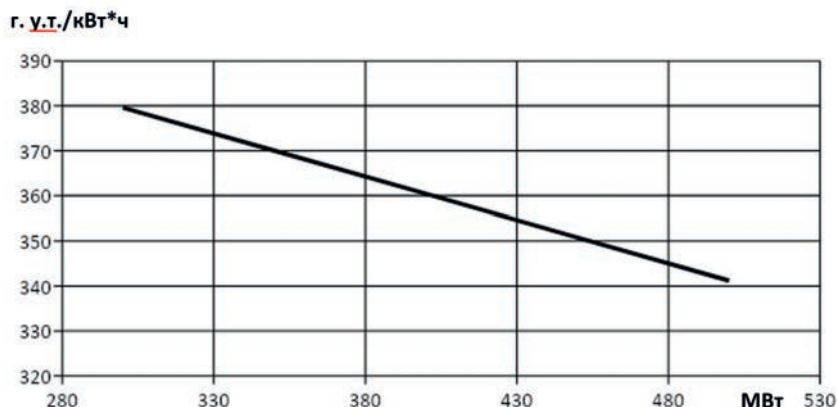


Рисунок 6.14 – Зависимость удельного расхода топлива от нагрузки блока 500 МВт угольной электростанции.

Как видно из рисунка, при снижении нагрузки до уровня 350 МВт, удельный расход условного топлива возрастает более чем на 20 г. у.т./кВт\*ч по сравнению с номинальной нагрузкой.

Приведение параметров пара и воды к проектным значениям также

позволяет повысить эффективность производства электроэнергии на ТЭС. В таблице представлены расчетные данные по влиянию параметров пара и воды на экономичность паротурбинных установок.

**Таблица 6.2 - Влияние параметров пара и воды на КПД**

Мероприятие	Относительное повышение КПД
Повышение температуры свежего пара	0,02 % /1 °С
Повышение давления свежего пара	0,1 %/1 МПа
Повышение температуры промежуточного перегрева	0,015 %/1 °С
Использование второго промежуточного перегрева пара	1,2 %
Снижение давления в конденсаторе	1 % /1 кПа
Повышение температуры питательной воды	0,02 % /1 °С

Как видно из представленных данных, модернизация энергетических блоков и оптимальная их загрузка позволит снизить удельные расходы топлива до 10%, т.е. по угольным конденсационным электростанциям (КЭС) экономия топлива составит около 2,7 млн. тонн угля.

В части угольных ТЭС, экономичность которых во многом определяется тепловыми нагрузками, сравнивать напрямую удельные расходы топлива

на КЭС и ТЭС не совсем корректно.

ТЭС остаются ключевым источником теплоснабжения и, учитывая, что показатели коэффициента использования топлива на ТЭС выше чем на КЭС и котельных, они физически эффективнее. Однако на практике, ввиду ряда факторов (см. раздел 5.6), ТЭС могут уступать по уровню рентабельности КЭС и котельным. В результате общего экономического спада, начавшегося

в начале 90-х годов, резко сократилось потребление тепла (пара) промышленностью. Впоследствии основными потребителями тепла части ТЭЦ стали предприятия бюджетной сферы и жилищный фонд, что привело к существенному снижению тепловой нагрузки и как следствие эффективности работы ТЭЦ. В то же время ТЭЦ, работающие на снабжение промышленных потребителей, демонстрируют приемлемые экономические показатели.

В связи со снижением тепловых нагрузок, ТЭЦ в отопительный период работают с выработкой электроэнергии в конденсационном режиме, что приводит к увеличению удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии. В случае если довыработка электроэнергии в конденсационном режиме составляет не более 25-30%, то удельный расход топлива ниже 300 г у.т./кВт\*ч, если довыработка электроэнергии в конденсационном режиме составляет до 60%, то удельный расход топлива находится в пределах 300 – 400 г у.т./кВт\*ч. Безусловно, на эффективность работы ТЭЦ оказывает влияние экономичность турбинного и котельного оборудования, но это сказывается в меньшей степени, чем на КЭС.

Оптимизация тепловой нагрузки ТЭЦ позволяет снизить расход топлива до 15% и снизить потребление угля на 2,9 млн. тонн. Для газовых ТЭЦ экономия топлива может составить до 5% от общего потребления, т.е. 230 млн. м<sup>3</sup>.

В результате системного подхода к реализации вышперечисленных мер по энергосбережению и повышению энергоэффективности снижение выбросов парниковых газов от общестрановых составит 7 млн. т CO<sub>2</sub> экв. Перечень мероприятий, которые будут способствовать достижению данного показателя, включает:

- переход на стимулирующее

тарифообразование с целевыми показателями снижения потерь в электрических сетях;

- модернизацию ТЭС с целью повышения энергоэффективности в рамках рынка мощности;
- для субъектов естественных монополий в части передачи тепловой энергии и водоснабжения включение в инвестиционные программы мероприятий по энергосбережению (модернизация насосного парка, установка частного регулирования и плавного пуска).
- для всех субъектов естественных монополий сохранение экономии средств, полученной за счет мероприятий по энергосбережению, без понижения тарифов.

### 6.6.2 Энергосервисные контракты

Проведение энергосберегающих мероприятий приводит к экономии энергоресурсов и снижению затрат, однако срок окупаемости инвестиций, как правило более 3 лет. В принципе, переход на энергосберегающие технологии постепенно реализуется в рамках модернизации производств, однако для ускорения данного процесса необходима выработка определенных стимулирующих мер.

Для стимулирования энергосбережения на предприятиях фактически необходимо наличие двух факторов: квалифицированных компаний, внедряющих энергосберегающие технологии и льготных систем кредитования проектов по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

В качестве квалифицированных компаний могут выступить как производители энергосберегающего оборудования, так и энергосервисные компании, схема работы которых заключается в получении дохода за

счет экономии энергоресурсов на предприятиях заказчика<sup>18</sup>.

Внедрение энергосервисного подхода является приоритетным для Казахстана, что отмечается в послании Первого Президента «Казахстан 2050» (шаг 59). Несмотря на законодательные поправки в части энергосервисных контрактов, внедрение их остается весьма ограниченным: так, за период 2015-2018 г.г. реализовано всего 8 энергосервисных проектов. Для сравнения, в России только за 2016 год реализовано более 700 энергосервисных контрактов. Причина в ограниченном использовании энергосервисных схем заключается в сложной процедуре реализации возврата<sup>19</sup> инвестиций энергосервисных компаний (ЭСКО), использующих зачастую заемные средства.

В настоящее время в проект закона «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам энергосбережения и повышения энергоэффективности»

включены пункты касающиеся:

- возмещения части затрат ЭСКО на реализацию проектов по энергосбережению и повышению энергоэффективности;
- льготного кредитования, с предоставлением государственных гарантий на часть заемных средств;
- налоговые преференции: освобождение от НДС на импорт ввозимого оборудования и запчастей, уменьшение размера совокупного годового дохода при исчислении корпоративного подоходного налога на сумму фактически достигнутой экономии.

К перечисленным мерам необходимо добавить, что при реализации энергосервисных контрактов собственником сберегаемых объемов энергоресурсов являются энергосервисные компании, которые смогут благодаря этому получать офсетные углеродные единицы, с последующей возможностью продажи их на углеродном рынке.

<sup>18</sup> энергосервисная компания инвестирует во внедрение энергосберегающих технологий на предприятии Заказчика, а в качестве дохода получает от предприятия разницу в оплате за энергоресурсы до и после внедрения технологий. В Казахстане утверждена форма энергосервисного договора и порядок включения в реестр энергосервисных компаний.

<sup>19</sup> в отличие от получения дохода с продажи продукции, энергосервисные компании получают доход с экономии энергоресурсов, которая не всегда может быть определена однозначно.



Настоящий Национальный энергетический доклад 2019 (далее – Доклад) является интеллектуальной собственностью Ассоциации KAZENERGY. Запрещается любое заимствование, изменение и переработка материалов данного документа.

Использование материалов Доклада допускается с обязательным указанием источника. Данные, аналитика и любая другая информация, содержащаяся в Докладе, предназначены только для информационных целей и не могут являться заменой услуг профессиональных консультантов в сферах бизнеса, финансов, инвестиций и др. Выводы и аргументы, приведенные в Докладе, могут не совпадать с мнением отдельных членов Ассоциации KAZENERGY, а также позицией государственных органов Республики Казахстан.

ОЮЛ Казахская ассоциация организаций нефтегазового и энергетического комплекса  
«KAZENERGY»,  
Республика Казахстан, 010000, город Астана, проспект Кабанбай батыра 17  
kense@kazenergy.com  
+7 7172 79 01 75, +7 7172 79 01 82